

УДК 622.24.001.4/6
М. Л. КАРНАУХОВ,
Н. Ф. РЯЗАНЦЕВ

К 24

СПРАВОЧНИК ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИН

56213

ВНИИГАЗ
Научно-техническая
библиотека



МОСКВА, «НЕДРА», 1984

Карнаухов М. Л., Рязанцев Н. Ф. Справочник по испытанию скважин. — М.: Недра, 1984, 268 с.

Рассмотрен комплекс вопросов изучения продуктивных пластов, вскрываемых долотом в процессе бурения скважин. Изложены способы выявления перспективных по нефтегазонасыщенности объектов. Уделено внимание проектированию режимов испытания, расчету основных узлов оборудования на прочность, подготовке и проведению работ с трубными испытателями пластов. Описаны способы отбора и анализа проб нефти и газа. Приведены методики интерпретации диаграмм давления.

Для инженерно-технических и научных работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Табл. 29, ил. 107, список лит. — 20 назв.

Рецензент — д-р. техн. наук *А. М. Ясаши* (ВНИИБТ)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Справочник по испытанию скважин охватывает комплекс вопросов изучения продуктивных пластов, вскрываемых долотом в процессе бурения скважины. В нем рассматриваются способы выявления перспективных по нефтегазонасыщенности объектов с точки зрения геологического контроля за процессом бурения и геофизических исследований в стволе скважины, основы проектирования операций по испытанию скважин, вопросы подготовки и проведения работ с трубными испытателями пластов, отбора и анализа проб нефти и газа, оценки продуктивных характеристик скважины и гидродинамических параметров пласта по результатам испытания. Подробно описаны современное испытательное оборудование, технология ведения операций с испытателями пластов.

В справочнике, помимо основных вопросов ведения работ с испытателями пластов, изложен материал по нефтепромысловой геологии, бурению, заканчиванию скважин в том объеме, какой, на наш взгляд, требуется специалистам, занятым проектированием, подготовкой и проведением операций с испытателями пластов в своей повседневной практике.

Главы IX—XIII, в которых рассматриваются вопросы проведения работ с испытателем пластов и интерпретации получаемых результатов, написаны авторами совместно. В основу этих глав положены результаты теоретических исследований, анализов и обобщений, подробно рассмотренных в ранее опубликованной ими работе [12].

Остальные главы написаны М. Л. Карнауховым. При этом систематизация и описание технических средств выполнены по результатам изучения и обобщения работ П. С. Варламова, П. А. Бродского, П. С. Лапшина, М. П. Снежко, Г. Д. Сухоносова и др.

Поскольку данный справочник является первой попыткой осветить обширный круг вопросов, касающихся испытания скважин, авторы будут благодарны читателям за отзывы и пожелания по дополнению и улучшению книги.

Глава I

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОВОДОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТОВ

Нефть, газ, вода и их смеси насыщают пласты, породы которых представляют собой пористую среду, т. е. имеют систему пустот различных размеров и формы — от редких и микроскопических в изверженных и метаморфических породах до значительных, занимающих до 30—40% от объема, в осадочных породах. Система гидравлически связанных пустот, по которым возможна фильтрация жидкости, называется коллектором.

Основные физические параметры пород-коллекторов — пористость и проницаемость, упругость, трещиноватость и кавернозность.

Пористость горных пород — показатель объема пустот (пор, каверн, трещин), не заполненных твердым веществом. Пористость m (в %) определяется отношением объема пустот в образце породы V_n к видимому объему образца V_0 :

$$m = (V_n/V_0)100. \quad (I.1)$$

Различают гранулярную, трещинную и кавернозную пористость. Для песков, песчаников, алевролитов, глин и конгломератов характерна гранулярная пористость; для известняков и доломитов — трещинная и кавернозная.

Пористость горных пород (в %) изменяется в широких пределах

Изверженные породы	0,05—1,25
Глинистые сланцы	0,54—1,40
Глины	6,00—50,00
Пески	6,00—52,00
Песчаники	3,50—29,00
Известняки	2,00—33,00
Доломиты	6,00—33,00
Плотные известняки и доломиты	0,05—2,50

Характер фильтрации жидкости в пористой среде определяется величиной емкости поровых каналов: в сверхкапиллярных коллекторах, диаметр поровых каналов которых превышает 0,5 мм, жидкость фильтруется свободно как под действием силы тяжести, так и под действием перепадов давления на различных участках пласта; в капиллярных коллекторах, имеющих диаметры поровых каналов в пределах 0,5—0,0002 мм, фильтрация жидкости возможна при воздействии на жидкость сил, превышающих капиллярные силы, в то же время газ в силу своей подвижности фильтруется в таких коллекторах свободно; в субкапиллярных коллекторах, у которых диаметры поровых каналов не превышают 0,0002 мм, при возникающих в пластах перепадах давления жидкость перемещаться не может.

Проницаемость горных пород — это физический параметр пористой среды, характеризующий проводимость коллектора, его способность пропускать через себя жидкость и газ при наличии перепада давления.

За единицу проницаемости принята проницаемость такой пористой среды площадью 1 м² и длиной 1 м, при фильтрации через которую расход жидкости вязкостью 1 Па·с при перепаде давления 1 Па составляет 1 м³/с:

$$k = Q\mu L/\Delta p F, \quad (I.2)$$

где Q — объемный расход жидкости в единицу времени, м³/с; μ — динамическая вязкость, Па·с; L — длина пористой среды, м; Δp — перепад давления, Па.

Проницаемость нефтегазовоносных пластов изменяется в пределах 0,0001—1,0 мкм².

Различают абсолютную, эффективную и относительную проницаемость горных пород.

Абсолютная проницаемость характеризует проницаемость самой среды, т. е. его фильтрационную способность, связанную только с геометрией среды. На практике абсолютная проницаемость может быть определена при прокачке через высушенный, экстрагированный образец породы газа.

При насыщении пород разными жидкостями проницаемость зависит от свойств жидкостей и их объемного содержания.

Эффективной или фазовой проницаемостью называют проницаемость пористой среды для данной жидкости или газа при содержании в породе смеси различных жидкостей.

Относительная проницаемость равна отношению эффективной проницаемости к абсолютной и выражается в безразмерных единицах.

Упругость горных пород характеризует их сжимаемые свойства. Упругость горных пород определяется в соответствии с законом

$$\beta_n = \frac{1}{V_n} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (1.3)$$

где V_n — объем образца породы, м³; ΔV — изменение объема пор породы, м³; Δp — перепад давления, Па.

Для нефтесодержащих пород $\beta_n = (0,3 \div 2) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа.

Гранулометрический состав породы характеризует количественное содержание в ней частиц различной величины, от соотношения размеров которых зависят пористость и проницаемость коллектора. Так, например, породы, сложенные зернами одинакового размера, имеют наибольшую пористость. Содержание и характер распределения зерен в породе определяются ситовым и седиментационным анализом и подсчетом зерен в прозрачных шлифах. По данным гранулометрического анализа судят о типе осадочной породы, ее глинистости и пористости.

Трещиноватость и кавернозность являются характеристиками пустот в карбонатных коллекторах. Проницаемость таких коллекторов определяется системой развитых трещин и в общем случае пропорциональна их густоте.

Под густотой трещин Γ следует понимать число трещин N на единицу длины нормали L к плоскостям этих трещин, т. е.

$$\Gamma = N/L. \quad (1.4)$$

Другой важный показатель трещиноватости пород — раскрытость трещин. В зависимости от величины раскрытости микротрещины делятся на очень узкие (капиллярные) — 0,005—0,01 мм, узкие (субкапиллярные) — 0,01—0,05 мм и широкие (волосные) — более 0,05.

По данным лабораторного определения раскрытости трещин, измеряемой в шлифах под микроскопом, можно пористость и проницаемость образца породы рассчитать по формулам

$$m_T = bl/S; \quad k_T = 8,45 \cdot 10^{-8} m_T, \quad (1.5)$$

где b — ширина наиболее часто встречающихся трещин, см; l — суммарная длина трещин, см; S — площадь шлифа, см².

Общая проницаемость и общая пористость трещиноватых пластов характеризуются взаимосвязанной системой пустот, каверн и трещин. Поэтому истинная проницаемость трещиноватого пласта может быть найдена только по результатам гидродинамического исследования пласта, где средние показатели фильтрации участка пласта, близлежащего к скважине, определяются по данным притока жидкости и восстановления давления после остановки скважины.

ИЗОБРАЖЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН И МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Геологический разрез скважины составляют на основе данных, полученных при изучении пород, вскрытых долотом, геологическими, геохимическими и геофизическими методами.

Разрез скважины изображают графически, используя условные знаки для показа литологического состава пород, отмечая глубину и мощность отдельных пластов и пропластков, сложенных одним типом пород.

В разрезе скважины выделяют свиты, пачки (горизонты) и пласты: свиты выделяют по стратиграфическому признаку на основе данных микрофауны, макрофауны и комплексных наблюдений; внутри стратиграфических свит выделяют пачки пород по литологическому признаку (песчаные, глинистые, песчано-глинистые, карбонатные и др.); внутри литологических пачек выделяют горизонты — газоносные, нефтеносные, водоносные; внутри горизонтов выделяют пласты: газоносные, нефтеносные, водоносные, маркирующие и т. д.

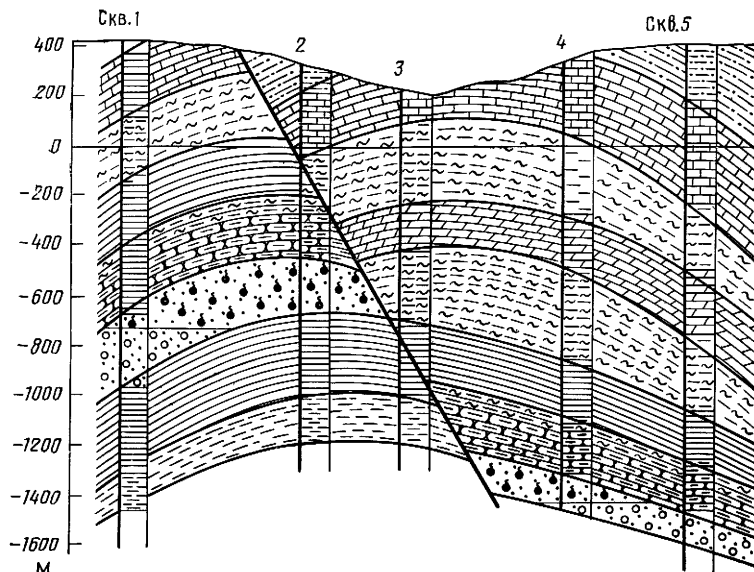


Рис. 1.1 Геологический профиль по скважинам

Типовой разрез скважины для данного месторождения составляют после общей корреляции разрезов всех скважин, пробуренных на месторождении, где выделяются опорные пласты, выявляются одноименные пласты и прослеживается изменение их мощности, литологического и фациального состава по простиранию. Типовой разрез отображает средний разрез месторождения, присущий большинству пробуренных скважин.

Геологический профиль месторождения представляет собой сечение месторождения вертикальной плоскостью. Он составляется по разрезам скважин для наглядного представления строения месторождения, изменчивости фаций в различных направлениях, положения залежей нефти и газа, характера контакта нефтяных, газовых и водоносных горизонтов.

Составляют профиль в следующем порядке (рис. 1.1): проводят горизонтальную линию, соответствующую уровню моря, и вычерчивают рейки, служащие вертикальным масштабом; на горизонтальной линии точками отмечают положение скважин на профиле согласно выбранному масштабу; через отмеченные точки проводят вертикальные линии стволов скважин и после соединения отметок altитуд получают схему рельефа поверхности; для каждой скважины вычерчивают колонку разреза скважины; соединяют линиями одноименные пласты в разрезах скважин — выполняют корреляцию разрезов и окончательно вычерчивают геологический профиль.

Выпадение отдельных стратиграфических единиц в последовательности залегания пластов, прослеживаемое по разрезам отдельных скважин, позволяет

установить тип несогласного залегания пород и определить область распространения нарушения.

Структурная карта — графическое изображение формы залегания кровли или подошвы какого-либо пласта с помощью изогипс. Отметки изогипс ниже уровня моря берут со знаком минус, выше уровня моря — со знаком плюс.

При построении структурной карты исследуемую поверхность пласта рассекать горизонтальными плоскостями, начиная от уровня моря (рис. 1.2). Линии пересечения горизонтальных плоскостей с исследуемой поверхностью откладывают на плане.

ЗАПАСЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Запасы нефти, газа и сопутствующих им компонентов по степени важности разделяются на две группы: 1) балансовые — запасы, разработка которых в настоящее время экономически оправдана; 2) забалансовые — запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в будущем.

В балансовых запасах нефти, растворенного в ней газа, а также конденсата в свободном газе выделяются извлекаемые запасы, которые можно извлечь при существующем уровне техники разработки месторождений.

По степени изученности месторождений запасы нефти, газа и сопутствующих им компонентов разделяются на четыре категории: А, В, С₁ и С₂.

Категория А — запасы детально изученной залежи с полным определением ее формы и размеров, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного состава нефти, горючего газа и содержащихся в них сопутствующих компонентов, а также основных энергетических показателей ее разработки — режима работы залежи, продуктивности скважины, давления и т. д. Запасы категории А могут быть рассчитаны только по результатам разработки месторождения.

Категория В — запасы залежи, нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках и при наличии благоприятных промыслово-геофизических показателей и керн. При подсчете запасов по этой категории должны быть приближенно изучены геолого-промысловая характеристика пласта, установлены контуры нефтеносности, свойства газожидкостной смеси в степени, достаточной для проектирования разработки. По освоенным скважинам должна быть проведена пробная эксплуатация и определены продуктивные характеристики.

Категория С₁ — запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или газа в отдельных скважинах, часть из которых может быть испытана испытателем пластов, и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин. К категории С₁ относят также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами категорий А и В.

Особенности залегания нефти или газа установлены проведенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства и другие параметры залежи определены по данным исследования отдельных скважин или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными площадями.

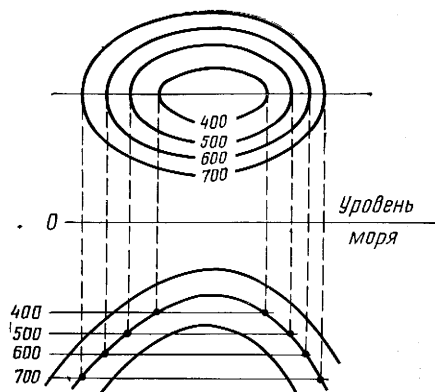


Рис. 1.2. Построение структурной карты

Категория C_2 — запасы залежей, установленные на базе благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах в пределах нефтегазоносных районов, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Забалансовые запасы категории C_2 не подсчитываются.

Запасы сопутствующих компонентов, содержащихся в нефти и горючих газах, подсчитываются по категориям, соответствующим степени изученности запасов этих компонентов.

Методы подсчета запасов нефти

Для подсчета запасов нефти используют методы: объемный, статистический и материального баланса

Объемный метод наиболее широко применяется в геолого-промысловой практике. Он основан на данных о геолого-геофизической характеристике объектов подсчета и условиях залегания нефти в них. Запасы нефти Q определяют по формуле

$$Q = Fhm\beta_n\eta_n\rho\theta, \quad (1.6)$$

где F — площадь нефтеносности; h — эффективная нефтенасыщенная мощность пласта; m — коэффициент открытой пористости; β_n — коэффициент нефтенасыщения; η_n — коэффициент нефтеотдачи; ρ — плотность нефти в поверхностных условиях; θ — коэффициент, учитывающий усадку нефти, величина, обратная объемному коэффициенту B_n , т. е. $\theta = 1/B_n$.

Эффективная мощность определяется как среднеарифметическая величина вскрытых мощностей небольшим числом скважин или как средневзвешенная мощность по всей площади залежи.

Коэффициент открытой пористости находят по результатам анализа кернов, отобранных при бурении скважин из продуктивных пластов. В связи с малым выносом керна пористость для всей продуктивной мощности пласта и по простиранию пласта определяется с учетом косвенных методов, в первую очередь, промыслово-геофизических.

Коэффициент нефтенасыщения получают по данным лабораторных исследований образцов и промыслово-геофизических исследований, он зависит от литолого-физических свойств пласта, свойств нефти, а также режима работы пласта и системы разработки залежи.

Коэффициент нефтеотдачи — отношение извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам нефти; он определяется по результатам разработки месторождения. Величина коэффициента нефтеотдачи зависит от режима залежи, литолого-физических характеристик коллекторов, свойств насыщающих флюидов, системы размещения скважин, способов воздействия на пласт и т. д.

Плотность и объемный коэффициент нефти находят по результатам лабораторного анализа проб нефти.

Статистический метод основан на статистических связях между предыдущими и последующими дебитами скважин, когда путем построения кривых производительности определяется темп падения дебита от начала до конца рентабельной «жизни» скважин и тем самым устанавливается суммарная добыча по скважинам. Такой метод в основном используют при подсчете запасов объектов, находящихся на поздней стадии разработки.

Метод материального баланса основан на изучении физических параметров жидкости и газа, содержащихся в пласте, в зависимости от динамики давления в процессе разработки, изменяющегося в связи с отбором нефти. При этом строится карта изобар, по которой рассчитывается средневзвешенное по площади залежи пластовое давление, являющееся исходным для определения всех зависящих от него параметров.

Начальные запасы нефти рассчитываются по данным изменения газосодержания в пласте по формуле [5]

$$Q_0 = \frac{Q_n B_1 - (W - \omega)}{B - (R - R_0)V + \delta \frac{B_0}{V_0} (V - V_0)}, \quad (1.7)$$

где Q_n — суммарная накопленная добыча нефти; B_1 — двухфазный объемный коэффициент нефти, $B_1 = B + (R_0 - R)V_0$; B_0 , B — объемные коэффициенты пластовой нефти соответственно на начало разработки и дату расчета; R_0 , R — объемы растворенного газа в 1 м³ нефти при давлении p_0 и p ; V_0 , V — соответствующие объемные коэффициенты газа; W , ω — объемы вошедшей в пласт воды и добытой; δ — доля объемной газоносной части пласта.

Метод материального баланса применяется наряду с объемным методом при подсчете запасов в залежах, работающих при упруго-водонапорном и смешанных режимах, а также при оценке пластов со значительной литолого-физической изменчивостью, где затруднительно определить средние значения мощности, пористости и других параметров, необходимых при использовании объемного метода.

Методы подсчета запасов газа. Подсчет запасов свободного газа определяют объемным методом и реже методом по падению давления.

При объемном методе извлекаемые запасы газа V рассчитывают по формуле

$$V = F h m f (p_\alpha - p_k \alpha_k) \beta_r \eta_r, \quad (1.8)$$

где F — площадь в пределах контура газоносности; h — эффективная газонасыщенная мощность; f — поправка на температуру для приведения объема газа к стандартным условиям $f = (T + t_{ст}) / (T + t_{пл})$, $T = 273^\circ\text{C}$, $t_{ст} = 20^\circ\text{C}$, $t_{пл}$ — пластовая температура; p , p_k — средние давления газа в залежи на дату расчета и конечное остаточное давление газа в залежи после извлечения промышленных запасов и снижения на устье давления до 0,1 МПа; α , α_k — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля — Мариотта соответственно для давлений p и p_k

$$\alpha = RT/pV,$$

β_r — коэффициент газонасыщенности; η_r — коэффициент газоотдачи.

Показатели F , h , m определяются так же, как и при расчете запасов нефти объемным методом. Пластовые давления получают по данным восстановления давления при закрытии скважины. Коэффициент газоотдачи находят по результатам лабораторного изучения на кернах вытеснения газа водой, а также на основе статистических материалов разработки месторождений газа на других площадях.

Глава II

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН

Скважины бурятся с целью региональных исследований, поисков, разведки и разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. По назначению и цели скважины подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, поисковые, разведочные, эксплуатационные, специальные.

Опорные скважины бурятся для изучения глубинного строения малоисследованных крупных районов, определения общих закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления. В процессе бурения скважины и в период ее заканчивания производится полный комплекс промыслово-геофизических исследований. По результатам бурения делается прогнозная оценка запасов нефти и газа.

Параметрические скважины бурятся с целью изучения глубинного строения и сравнительной оценки нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления. Для ускорения поисковых работ и снижения их стоимости без ущерба решению основных геологических задач эти скважины бурятся с сокращенным отбором керна. По результатам бурения могут быть уточнены запасы нефти по категории S_2 .

Поисковые скважины закладываются для выяснения наличия или отсутствия залежей нефти на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях. При вскрытии продуктивных горизонтов и на границах стратиграфических разделов предусматривается сплошной отбор керна, а также проведение комплекса промыслово-геофизических исследований и испытание возможно продуктивных горизонтов. По результатам бурения поисковых скважин могут быть определены запасы категорий S_2 и S_1 .

Разведочные скважины бурятся на площадях после выявления при поисковом бурении их нефтегазоносности. При предварительной разведке делается оценка промышленного значения месторождения (залежи) и составляется технико-экономическое обоснование целесообразности его разведки. В результате детальной разведки подготавливаются данные для составления проектов разработки месторождений (залежей). При бурении разведочных скважин предусматриваются отбор керна в пределах продуктивных горизонтов, проведение комплекса промыслово-геофизических исследований, в том числе отбор керна боковым грунтоном, опробование и испытание пластов, а также пробная эксплуатация. Продуктивные разведочные скважины на месторождениях, вводимых в разработку, передаются в фонд эксплуатационных.

Эксплуатационные скважины бурятся для извлечения нефти и газа в соответствии с проектом разработки нефтяных и газовых месторождений. В эту категорию входят также: нагнетательные скважины, служащие для закачки в продуктивный пласт воды, газа или воздуха; оценочные — для оценки коллекторов продуктивных горизонтов; наблюдательные и пьезометрические скважины — для наблюдения за изменением давления, водонефтяного контакта в процессе эксплуатации залежи.

Специальные скважины бурятся для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, разведки и добычи технических вод и т. д.

ОБЩАЯ СХЕМА БУРЕНИЯ

При строительстве нефтяных и газовых скважин применяют вращательный способ бурения. Разбуренные долотом частицы выносятся на поверхность циркулирующей в скважине промысловой жидкостью или с помощью нагнетаемого в скважину воздуха или газа.

Процесс бурения состоит из операций спуска бурильных труб с долотом, разрушения породы долотом (углубления скважины) и подъема долота на поверхность для смены при полном срабатывании или при необходимости проведения каких-либо дополнительных операций в стволе скважины: исследований, спуска обсадной колонны и т. д.

Вращение долота осуществляется ротором путем передачи крутящего момента через колонну бурильных труб или с применением забойных двигателей, чаще всего турбобуров, устанавливаемых над долотом и приводимых в действие циркулирующим в скважине буровым раствором.

Полный цикл строительства скважины включает следующие основные элементы: монтаж вышки, бурового оборудования и строительство привышечных сооружений; процесс углубления скважины; спуск обсадных колонн и их цементирование; обвязка устья скважины колонной головкой и фонтанной арматурой; испытание скважины на приток нефти и газа.

Кроме того, в процессе бурения в скважине производят комплекс промыслово-геофизических исследований, изучается разрез скважины, определяются перспективные нефтегазонасыщенные горизонты.

По окончании строительства скважины оборудование демонтируют.

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

Ствол скважины сложен горными породами, отличающимися друг от друга литологическими, физико-механическими свойствами, видом насыщающих жидкостей, коэффициентами аномальности пластовых давлений и другими характеристиками. В плотных, устойчивых породах (например, карбонатных) ствол скважины может длительное время оставаться «открытым» (незакрепленным); неустойчивые же породы, склонные к осыпаниям и обвалам, требуют мероприятий по их креплению.

При вскрытии пластов, имеющих различные коэффициенты аномальности пластовых давлений, возможны проявления одних горизонтов и поглощения в других; в таких случаях затруднительно одновременно обеспечить рациональный режим вскрытия всех горизонтов.

Для успешного выполнения задач бурения скважины последняя крепится одной или несколькими обсадными колоннами, которые обеспечивают: разобщение пластов, имеющих различные пластовые давления (коэффициенты аномальности); устойчивость стенок скважины, сложенных неустойчивыми породами; изоляцию перетоков пластовых жидкостей из одного проницаемого объекта в другой или на поверхность.

Конструкция скважины — это колонное сооружение в стволе скважины, основными показателями которого являются число и глубина спуска обсадных колонн, диаметры ствола скважины для каждой из колонн и интервалы цементирования.

Внешняя обсадная колонна длиной 2—40 м, называемая *направлением*, представляет собой колонну труб или отдельную трубу большого диаметра, служащую для перекрытия от размыва близлежащих к поверхности пород.

Следующую колонну, спускаемую в скважину после направления, называют *кондуктором*. Кондуктор служит для крепления направления в неустойчивых породах и для перекрытия зон осложнений неглубоко залегающих горизонтов. Кондуктор спускают на глубину до 500—600 м.

Последняя внутренняя колонна труб — *эксплуатационная колонна* — предназначена для изоляции стенок скважины и изоляции проницаемых горизонтов друг от друга. Она выполняет роль долговременного, герметичного канала для транспорта нефти и газа на поверхность.

Все обсадные колонны между кондуктором и эксплуатационной колонной называются *промежуточными*. Они служат для перекрытия глубоко залегающих горизонтов, находящихся выше проектной глубины.

На рис. 11.1 представлены некоторые варианты конструкций скважин, применяемых в практике бурения.

Техническая характеристика обсадных труб

Диаметр (условный) трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутрен- ний диаметр, мм	Давление в МПа, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа													
			320	380	500	550	650	750	950	320	380	500	550	650	750	950
			Наружное давление							Внутреннее давление						
114,3 (114)	6	102,3	19	21	26	27	30	32	36	33	40	52	58	68	79	100
	7	100,3	24	28	35	37	42	46	53	39	46	61	67	79	91	116
	8	98,3	30	34	44	47	54	60	70	45	53	70	77	91	105	133
	9	96,3	35	41	53	57	66	74	88	50	60	78	86	102	118	149
127,0 (127)	6	115,0	15	17	21	22	24	25	27	30	36	47	52	61	71	89
	7	113,0	20	23	28	30	34	37	41	35	42	55	60	71	82	104
	8	111,0	25	29	36	39	44	48	55	40	48	63	69	82	94	119
	9	109,0	30	35	45	48	55	61	71	45	54	71	78	92	106	134
139,7 (140)	6	127,7	13	14	17	17	19	20	21	27	32	43	47	56	64	81
	7	125,7	17	20	24	25	28	30	33	32	38	50	55	65	75	95
	8	123,7	22	25	31	33	36	40	44	36	43	57	63	74	86	109
	9	121,7	26	30	38	41	46	51	59	41	49	64	71	83	96	122
	10	119,7	31	36	45	49	56	62	73	46	54	71	78	93	107	136
	11	117,7	35	41	53	56	66	74	88	50	60	78	86	102	118	149
146,0 (146)	6,5	133,0	14	15	18	19	20	22	23	28	34	44	49	58	66	84
	7	132,0	16	18	21	22	24	26	28	30	36	48	52	62	72	91
	8	130,0	20	23	28	30	33	36	40	34	41	54	59	70	81	102
	9	128,0	24	28	35	38	42	46	53	39	47	61	68	80	92	117
	10	126,0	29	33	42	45	52	57	67	44	52	68	75	89	102	130
	11	124,0	33	38	49	53	61	68	81	48	57	75	83	98	113	143
168,3 (168)	6,5	155,3	10	11	13	13	14	15	16	24	29	38	42	50	58	73
	7	154,3	12	13	15	16	17	18	19	26	31	41	46	54	62	79
	8	152,3	15	18	21	22	24	26	28	30	36	47	52	62	71	90
	9	150,3	19	22	27	28	31	34	38	34	40	53	59	69	80	107
	10	148,3	23	26	33	35	39	43	49	38	45	59	65	77	89	117
	11	146,3	27	31	39	42	47	52	60	42	49	65	72	85	98	124
	12	144,3	30	35	45	49	56	62	72	45	54	71	78	92	107	135

	14	140,3	38	44	57	62	72	81	97	53	63	83	91	108	127	158
177,8 (178)	7	163,8	11	12	14	14	15	16	17	25	30	39	43	51	59	75
	8	161,8	14	16	19	20	22	23	25	29	34	45	49	58	67	85
	9	159,8	17	20	24	25	28	30	33	32	38	50	55	66	76	96
	10	157,8	21	24	30	32	35	38	43	36	42	56	62	73	84	107
	11	155,8	24	28	35	38	43	47	53	39	47	62	68	80	93	117
	12	153,8	28	33	41	44	50	56	65	43	51	67	74	87	101	128
	14	149,8	35	41	53	57	66	74	88	50	60	78	86	102	118	149
193,7 (194)	7	179,7	9	10	11	11	12	12	13	23	27	36	39	47	54	68
	8	177,7	12	13	15	16	17	18	20	26	31	41	45	53	62	76
	9	175,7	15	17	20	21	23	24	26	29	35	46	51	60	69	88
	10	173,7	18	21	25	26	29	31	33	33	39	51	57	67	77	98
	12	169,7	24	28	35	38	43	47	53	39	47	62	68	80	93	117
	14	165,7	31	36	46	50	57	63	74	46	55	72	79	94	108	137
219,1 (219)	7	205,1	6,8	7,4	8,2	8,4	8,8	9,1	9,5	20	24	32	35	41	48	60
	8	203,1	9,3	10,0	11,0	12	13,0	13,0	14,0	23	27	36	40	47	55	69
	9	201,1	12	13,0	15,0	16	17,0	18,0	19,0	26	31	41	45	53	61	78
	10	199,1	14	16,0	19,0	20	22,0	23,0	25,0	29	34	45	50	59	68	86
	11	197,1	17	19,0	23,0	25	27,0	29,0	32,0	32	38	50	55	65	75	95
	12	195,1	20	23,0	28,0	30	33,0	36,0	40,0	35	41	55	60	71	82	104
244,5 (245)	7	230,5	4,7	5,1	5,7	5,8	6,1	6,3	6,7	18	21	28	31	37	43	54
	8	228,5	6,5	7,2	8,2	8,4	9,0	9,4	10,0	21	25	32	36	42	49	62
	9	226,5	8,4	9,3	10,0	11,0	12,0	12,0	13,0	23	28	37	40	48	55	70
	10	224,5	10	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	18,0	26	31	41	45	53	61	77
	11	222,5	12	14,0	17,0	18,0	19,0	21,0	22,0	29	34	45	49	58	67	85
	12	220,5	15	17,0	20,0	21,0	24,0	25,0	28,0	31	37	49	54	64	73	93
	14	216,5	19	22,0	28,0	30,0	33,0	36,0	41,0	36	43	57	63	74	86	109
273,1 (273)	7	259,1	3,6	3,9	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9	16	19	25	28	33	38	48
	8	257,1	5,1	5,5	6,2	6,4	6,7	7,0	7,4	18	22	29	32	38	44	55
	9	255,1	6,6	7,2	8,1	8,4	8,9	9,3	9,9	21	25	33	36	43	49	62
	10	253,1	8,3	9,2	10,0	11,0	11,0	12,0	13,0	23	28	36	40	47	55	69
	12	249,1	12,0	13,0	16,0	17,0	18,0	19,0	21,0	28	33	44	48	57	66	83
298,5 (299)	8	282,5	4,0	4,3	4,8	4,9	5,1	5,3	5,6	17	20	27	29	35	40	51
	9	280,5	5,4	5,9	6,6	6,8	7,2	7,5	8,0	19	23	30	33	39	45	57
	10	278,5	6,8	7,5	8,5	8,8	9,3	9,7	10,0	21	25	33	37	43	50	63

Диаметр (условный) трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутрен- ний диаметр, мм	Давление в МПа, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа													
			320	380	500	550	650	750	950	320	380	500	550	650	750	950
			Наружное давление							Внутреннее давление						
298,5 (299)	11	276,5	8,2	9,4	11,0	11,0	12,0			23	28	37	40	48		
	12	274,5	9,6	11,0	13,0	14,0	15,0			25	30	40	44	52		
323,9 (324)	9	305,9	4,4	4,8	5,3	5,4	5,7			18	21	28	30	36		
	10	303,9	5,7	6,2	6,9	7,1	7,5			19	23	31	34	40		
	11	301,9	7,1	7,8	8,9	9,2	9,8			21	26	34	37	44		
	12	299,9	8,5	9,4	11,0	11,0	12,0			23	28	37	41	48		
339,7 (340)	9	321,7	4,0	4,3	4,7	4,8	5,0			17	20	26	29	34		
	10	319,7	5,1	5,5	6,1	6,3	6,6			19	22	29	32	38		
	11	317,7	6,4	7,0	7,9	8,2	8,6			20	24	32	35	42		
	12	315,7	7,7	8,5	9,7	10,0	10,0			22	27	35	39	46		
351,0 (351)	9	333,0	3,6	3,9	4,3	4,4	4,5			16	19	25	28	33		
	10	331,0	4,7	5,1	5,6	5,8	6,1			18	21	28	31	37		
	11	329,0	5,9	6,5	7,2	7,5	7,9			20	24	31	34	40		
	12	327,0	7,2	7,9	8,9	9,3	9,8			22	26	34	37	44		
377,0 (377)	9	359,0	3,0	3,2	3,5	3,6	3,7			15	18	24	26	31		
	10	357,0	3,9	4,2	4,7	4,8	5,0			17	20	26	29	34		
	11	355,0	5,0	5,4	6,1	6,2	6,6			18	22	29	32	38		
	12	353,0	6,1	6,6	7,5	7,7	8,2			20	24	32	35	41		
406,4 (407)	9	388,4	2,5	2,7	2,9	2,9				14	17	22	24			
	10	386,4	3,3	3,5	3,8	3,9				15	18	24	27			
	11	384,4	4,2	4,5	5,0	5,1				17	20	27	30			
	12	382,4	5,1	5,5	6,2	6,4				19	22	29	32			
425,5 (426)	10	405,5	2,9	3,1	3,4	3,4				15	18	23	26			
	11	403,5	3,7	4,0	4,4	4,5				16	19	26	28			
	12	401,5	4,6	4,9	5,5	5,6				18	21	28	31			
(508) 508,0	11	486,0	2,4	2,5						14	16					

Если в скважину, кроме направления и кондуктора, спускают только эксплуатационную колонну, конструкцию называют одноколонной. При спуске одной промежуточной колонны конструкция скважины будет двухколонной. При спуске двух и более промежуточных колонн конструкция скважины будет многоколонной.

Основным фактором, определяющим все размеры проектируемой скважины, является диаметр эксплуатационной колонны. Выбрав диаметр эксплуатационной колонны и установив необходимое число промежуточных колонн для перекрытия осложненных участков ствола скважины, можно рассчитать диаметры

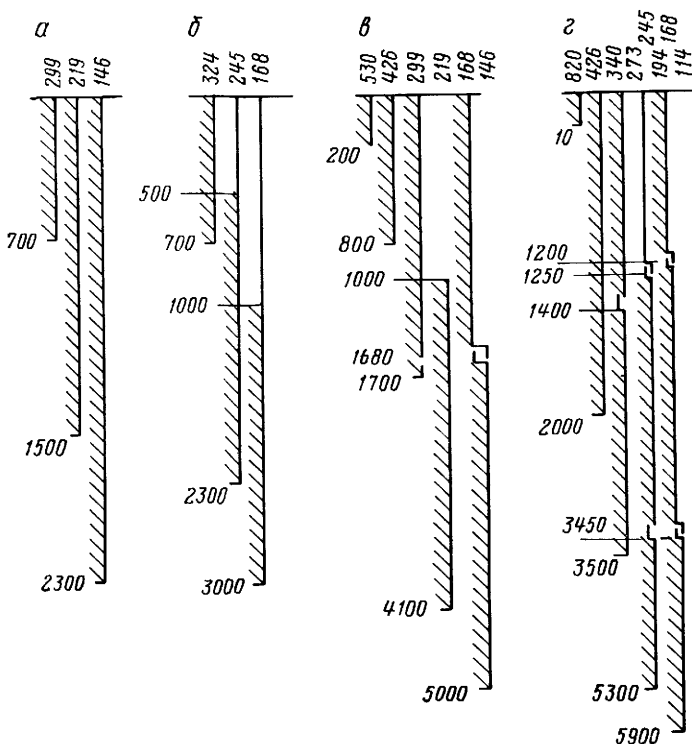


Рис. II.1. Варианты конструкций скважин:

а — трехколонная конструкция с заливкой цемента до устья; б — трехколонная конструкция с частичным креплением 245- и 168-мм колонн; в — конструкция скважины со спущенными 219-мм хвостовиком и комбинированной эксплуатационной колонной 168×146; г — конструкция скважины с обвязкой четырех колонн: 426-мм колонна цементируется до устья, 340-мм колонна спускается в виде двух секций, 273×245-мм колонна спускается в скважину в виде трех секций, нижняя из которых цементируется, а верхняя может быть заменена после износа, 194×168×114-мм колонна спускается в скважину в виде трех секций и цементируется до устья

ствола скважины под соответствующие промежуточные колонны и определить диаметры этих колонн на основе соотношения $D_d = D_m + 2\delta$, где D_d , D_m — диаметр долота и диаметр муфты обсадной колонны, которая должна быть спущена в скважину, пробуренную данным долотом; δ — величина зазора между муфтой и стенкой скважины, выбираемая в пределах от 15 мм для колонн малого диаметра (219, 127 мм) до 50 мм — для колонн большого диаметра (407, 426 мм).

Основные технические характеристики обсадных колонн, применяемых при бурении скважин, приведены в табл. II.1.

Таблица II.2

Основные типоразмеры долот

Тип долота	Диаметры, мм								
Шарошечные	46,0	59,0	76,0	93,0	97,0	98,4	112,0	118,0	120,6
Лопастные	—	—	76,0	93,0	97,0	98,4	112,0	118,0	—
Алмазные	—	—	—	91,4	—	—	106,4	—	119,0
Головки буриль- ные	—	—	76,0	93,0	—	—	112,0	—	—
долота	—	—	36	40	—	—	44	—	—
керна	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл.

Диаметры, мм									
132,0	—	139,7	—	146,0	—	151,0	158,7	165,1	171,4
132,0	135,0	139,7	142,9	146,0	149,2	151,0	158,7	165,1	—
130,4	—	138,1	141,3	144,4	147,6	149,4	157,1	163,5	169,8
132,0	—	139,7	142,9	—	149,2	—	158,7	165,1	171,4
60	—	52	52	—	52	—	67	67	67

Продолжение табл.

Диаметры, мм									
187,3	190,5	—	200,0	212,7	215,9	222,3	242,9	244,5	250,8
187,3	190,5	196,9	200,0	212,7	215,9	222,3	228,6	244,5	250,8
185,7	188,9	195,3	198,4	211,1	214,3	220,7	227,0	242,1	248,4
183,7	—	196,9	—	212,1	—	222,3	—	244,5	—
80	—	80	—	80	—	80	—	100	—

Продолжение табл.

Диаметры, мм

269,9	295,3	304,8	311,1	320,0	349,2	374,6	393,7	444,5	490,0	508,0
269,9	295,3	—	311,1	320,0	349,2	370,0	393,7	444,5	469,9	—
267,5	292,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
269,9	265,3	—	311,1	320,0	349,2	—	—	—	—	—
100	100	—	100	100	100	—	—	—	—	—

БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Долота для бурения из-под спущенной промежуточной колонны выбираются, исходя из проходимости долота по колонне: зазор между долотом и внутренним диаметром колонны должен быть не менее 5 мм.

Долота для бурения скважин являются инструментом, разрушающим породу и формирующим ствол скважины. Долота по характеру воздействия на породу подразделяются на режущие, дробящие, скалывающие, а по конструкции — на лопастные, шарошечные, алмазные.

Лопастные долота чаще всего применяют для бурения мягких малоустойчивых пород. Основным режущим элементом долот — лопасти. По числу лопастей эти долота разделяются на двух-, трех- и четырехлопастные (последние применяются весьма редко).

Шарошечные долота наиболее широко используются при бурении скважин. Они имеют ряд преимуществ по сравнению с лопастными долотами: площадь контакта у них меньше, а длина рабочих кромок больше, чем у лопастных долот; в результате перекатывания шарошек по забою интенсивность износа их зубьев значительно меньше, чем у лопастных долот, за счет перекатывания вышележащего крутящего момента.

Алмазные долота применяют в тех случаях, когда эффективность шарошечных долот резко снижается, например при разбуривании доломитов, известняков и т. д. Алмазные долота не имеют подвижных частей. На их рабочей поверхности армируются крупные технические алмазы размерами от 0,1 до 0,35 кар., с помощью которых и разрушается порода. Колонковые долота применяют для отбора керна. В табл. II.2 приведены данные об основных диаметрах долот, применяемых при бурении.

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Бурильная колонна предназначена для следующих целей: 1) передачи вращения от ротора к долоту при роторном бурении; 2) осуществления циркуляции промывочной жидкости в скважине, выноса выбуренных частиц на поверхность, подвода промывочной жидкости к турбобуру, токопровода к электробуру; 3) создания нагрузки на долото при бурении; 4) подъема и спуска долота, тур-

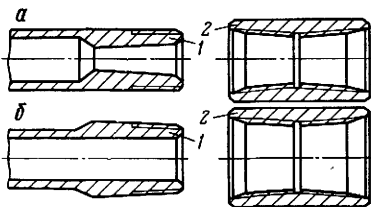


Рис. II.2. Бурильная труба:

а — с высаженными внутрь концами; б — с высаженными наружу концами; 1 — труба; 2 — муфта

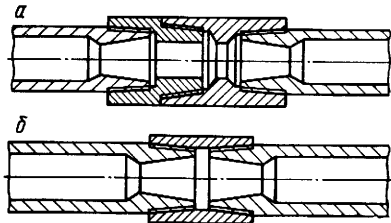


Рис. II.3. Соединение бурильных труб с высаженными внутрь концами:

а — при помощи замков; б — при помощи муфт

бобура (электробура); 5) проведения вспомогательных работ (расширение и промывка скважины, ловильные работы и т. д.); 6) проведения всего комплекса работ с испытателем пластов: спуск и подъем испытательного оборудования; управление клапанами вращением, вертикальным перемещением колонны или созданием давления в гидравлической системе затрубного и трубного пространства.

Бурильная колонна состоит из ведущей трубы, бурильных труб, бурильных замков, переводников, утяжеленных бурильных труб, центраторов бурильной колонны.

Основные типоразмеры бурильных труб

Диаметр (условный) трубы, мм	Диаметр муфты, мм	Толщина стенки трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Диаметр прохода высадки, мм	Осевой момент инерции площади поперечного сечения тела трубы, см ⁴	Осевой момент сопротивлений, см ³		Масса, кг		
						гладкой части трубы	высаженных концов трубы	1 м гладкой трубы	Двусторонней высадки трубы	Муфты
Трубы с высаженными внутрь концами (ТБВ)										
60,3 (60)	80	7 9	46,3 42,3	32 24	42,3 49,1	14 16	15,6 17,5	9,1 11,3	1,2 1,4	2,7
73,0 (73)	95	7 9 11	59,0 55,0 51,0	45 34 28	79,8 94,3 106,0	22 26 29	25,6 30,9 32,4	11,4 14,2 16,8	1,6 2,4 2,2	4,2
89,0 (89)	108	7 9 11	75,0 71,0 67,0	60 49 45	152,4 182,9 208,7	34 41 47	43,0 53,3 55,8	14,2 17,8 21,2	2,4 3,4 3,2	4,4
101,6 (102)	127	7 8 9 10	87,6 85,6 83,6 81,6	74 70 66 62	233,5 259,0 282,8 304,9	46 51 56 60	57,3 64,3 70,3 75,4	16,4 18,5 20,4 22,4	3,0 3,4 3,8 4,0	7,0
114,3 (114)	140	7 8 9 10 11	100,3 98,3 96,3 94,3 92,3	82 78 74 70 68	340,4 378,8 414,9 448,9 480,7	60 66 73 79 84	87,5 95,8 103,1 109,3 112,0	18,5 20,9 23,3 25,7 28,0	4,6 5,8 6,0 6,6 6,4	9,0
127,0 (127)	152	7 8 9 10	113,0 111,0 109,0 107,0	95 91 87 83	475,8 530,9 583,0 632,4	75 84 92 100	111,6 123,1 133,3 142,2	20,7 23,5 26,2 28,9	5,8 6,4 7,0 7,6	10,0
139,7 (140)	171	8 9 10 11	123,7 121,7 119,0 117,0	105 101 100 91	719,0 791,4 860,4 925,9	103 113 123 133	161,5 175,3 187,5 203,4	26,0 29,0 32,0 35,0	7,0 7,6 8,2 9,6	14,0
168,3 (168)	197	9 10	160,3 148,3	128 124	1430,7 1561,2	170 186	268,2 288,7	35,3 39,0	9,8 10,8	16,7

Диаметр (условный) трубы, мм	Диаметр муфты, мм	Толщина стенки трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Диаметр прохода высад-ки, мм	Осевой момент инерции площади поперечного сечения тела трубы, см ⁴	Осевой момент сопротивле-ний, см ³		Масса, кг		
						гладкой части трубы	высаженных концов трубы	1 м гладкой трубы	Двусторонней высадки трубы	Муфты
Трубы с высаженными наружу концами (ТБН)										
60,3 (60)	86	7	46,3	—	42,3	14	—	9,1	1,5	2,7
		9	42,3	—	49,1	16	—	11,3		
73,0 (73)	105	7	59,0	—	79,8	22	—	11,4	2,5	4,7
		9	55,0	—	94,3	26	—	14,2		
		11	51,0	—	106,0	29	—	16,8		
89,0 (89)	118	7	75,0	—	152,4	34	—	14,2	3,5	5,2
		9	71,0	—	182,9	41	—	17,8		
		11	67,0	—	209,7	47	—	21,2		
101,6 (102)	140	8	85,6	—	359,0	51	—	18,5	4,5	9,0
		9	83,6	—	282,8	56	—	20,4		
		10	81,6	—	304,9	60	—	22,4		
114,3 (114)	152	8	98,3	—	378,8	66	—	20,9	5,0	11,0
		9	96,3	—	414,9	73	—	23,3		
		10	94,3	—	448,9	79	—	25,7		
		11	92,3	—	480,7	84	—	28,0		
139,7 (140)	185	8	123,7	—	719,0	103	—	26,0	7,0	15,0
		9	121,7	—	791,4	113	—	29,0		
		11	117,0	—	925,9	133	—	35,0		

Ведущая труба имеет в большинстве случаев квадратное сечение. Вращающий момент бурильной колонне передается через ведущую трубу вращением ротора, в который вставляются соответствующие квадратные вкладыши, позволяющие свободно перемещаться ведущей трубе вдоль оси скважины. Ведущие трубы имеют сборную конструкцию, состоящую из собственно трубы, верхнего переводника для соединения с вертлюгом и нижнего переводника, соединяемого с бурильными трубами. Ведущие трубы изготавливаются из стали группы прочности Д, К и марок 36Г2С, Ст. 40, выпускаются следующих типоразмеров по стороне квадрата: 80, 112, 140 и 155 мм с диаметрами канала соответственно 32, 74, 85 и 100 мм и длиной труб 8, 13, 14 и 15 м.

Бурильные трубы изготавливаются следующих конструкций: с высаженными внутрь концами (рис. II.2, а); с высаженными наружу концами (рис. II.2, б); с приваренными соединительными концами; со стабилизирующим пояском; беззамковые раструбные трубы.

Бурильные трубы с высаженными внутрь концами наиболее широко распространены в практике бурения. Они имеют конусную мелкую трубную резьбу. Высадка внутрь на концах трубы уменьшает ее внутренний диаметр. Соеди-

няются эти трубы при помощи замков и муфт (рис. II.3, а и II.3, б). Длина их 6,8 и 11,5 м при наружном диаметре 60, 73, 89 и 102 мм; трубы диаметром 114, 127, 140 и 168 мм выпускаются длиной 11,5 м.

Трубы с высаженными наружу концами имеют такую же резьбу. Они имеют неизменный внутренний диаметр по всей своей длине, что улучшает их гидравлическую характеристику по сравнению с трубами с высаженными внутрь концами, так как значительно снижаются гидравлические потери потока жидкости в них. Эти трубы выпускаются диаметрами 60, 73, 89, 114 и 140 мм, они имеют такие же длины, как и трубы с высаженными внутрь концами.

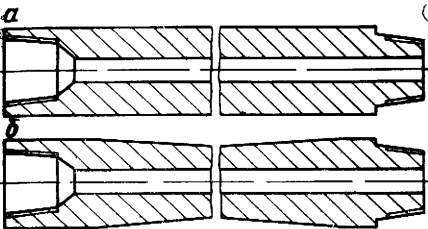
Основные характеристики бурильных труб приведены в табл. II.3.

Бурильные трубы с приваренными соединительными концами имеют равнопроходной канал по всей длине труб. Для их соединения используется крупная замковая резьба.

Для соединения бурильных труб с высаженными внутрь концами используют два типа замков: ЗШ — с диаметром проходного сечения, близким к диаметру проходного сечения высаженных концов бурильных труб; ЗН — с диаметром проходного сечения значительно меньшим диаметра проходного сечения высаженных концов бурильных труб. Бурильные трубы с высаженными наружу концами соединяются с помощью замков с увеличенным проходным сечением ЗУ.

Ниппель и муфта бурильного замка соединяются между собой конической крупной замковой резьбой, а с бурильными трубами — мелкой трубной резьбой.

Рис. II.4. Утяжеленные бурильные трубы:
а — гладкие; б — с конусной проточкой



Утяжеленные бурильные трубы устанавливают над долотом при бурении в целях увеличения жесткости нижней части бурильной колонны, а также создания нагрузки на долото меньшим числом бурильных труб. При испытании скважин испытателями пластов из утяжеленных бурильных труб изготавливают хвостовик с целью повышения его прочности и устойчивости. Применяют УБТ также с целью создания необходимых нагрузок на пакер при установке последнего в кровле интервала испытания.

УБТ выпускают двух типов: гладкие по всей длине и с конусной проточкой для лучшего захвата их клиньями во время спуска и подъема бурильной колонны (рис. II.4, а и II.4, б).

Переводники предназначены для соединения отдельных секций бурильной колонны, имеющих различные диаметры.

Легкосплавные бурильные трубы изготавливаются из алюминиевых материалов. Они имеют меньшую массу по сравнению со стальными бурильными трубами, а поэтому могут применяться при бурении более глубоких скважин. Выпускаются легкосплавные трубы с высаженными внутрь концами диаметром 73, 93, 114, 129 и 147 мм.

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья скважины при бурении, управления скважиной путем создания противодействия на пласт и возвращения к нормальному процессу бурения. Оно состоит из превенторной установки, специальных задвижек, катушек, клапанов и другого оборудования, применяемого при ликвидации открытого фонтанирования скважины. В превенторную установку входят плащенные и универсальные превенторы, манифолды и гидравлическая система управления. Превенторная установка позволяет проводить следующие операции: быстро и надежно герметизировать устье скважины; обеспечивать циркуляцию раствора с противодавлением на пласт; осуществлять расхаживание и проворачивание инструмента при герметизированном устье; закачивать раствор в скважину буровым или цементиро-

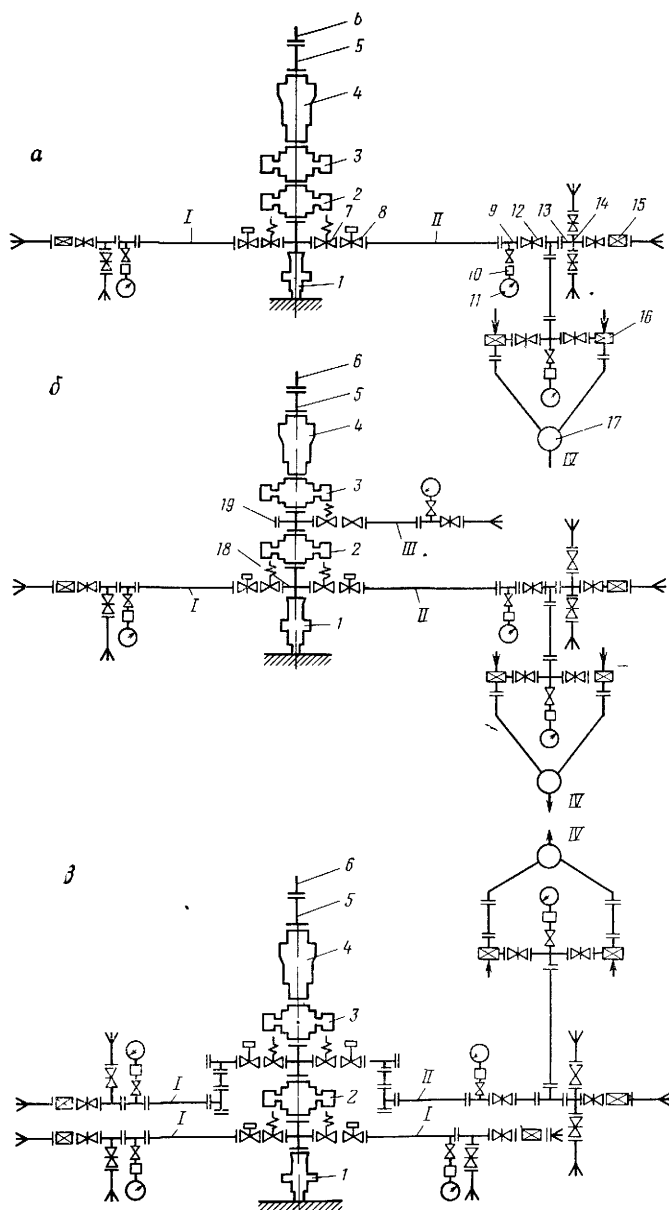


Рис. 11.5. Схемы превенторных установок:

a — двух- и трехпревенторные схемы с двумя линиями manifold, *б* — трехпревенторная с тремя линиями manifold; 1 — колонная головка; 2 — 3 — плащечные превенторы; 4 — универсальный превентор; 5 — фланцевая катушка; 6 — разъемный желоб; 7 — отсекающий; 8 — гидроприводная прямоточная задвижка; 9 — фланец под манометр; 10 — запорное устройство и разделитель к манометру; 11 — манометр; 12 — прямоточная задвижка; 13 — тройник; 14 — крестовина; 15 — быстросменный штуцер; 16 — регулируемый штуцер; 17 — отбойная камера; 18, 19 — устьевые превенторы; I — линия глушения. II — линия дросселирования, III — резервная линия, IV — линия в желоб

вочным насосом; быстро снижать давление в скважине; бурить и вскрывать продуктивные пласты с использованием газообразных агентов.

Обвязка устья скважины превенторными установками производится по одной из четырех типовых схем [16], приведенных на рис. II.5.

По схеме I (рис. II.5, а) на колонную головку устанавливаются устьевую крестовину, плащечный и универсальный превенторы. К боковым отводам крестовины подсоединяют манифольд превенторной установки, включающий две гидроприводные задвижки, задвижки с ручным управлением, регулирующий штуцер с отбойной камерой, два быстросъемных штуцера, вентили с манометрами, крестовины, катушки, тройники и т. д. Одна отходящая от крестовины линия является линией глушения, другая — линией дросселирования.

По схеме II (рис. II.5, а) устанавливаются три превентора: два плащечных и универсальный.

В схеме III (рис. II.5, б), применяемой при бурении скважины с давлением на устье более 35 МПа, монтируются также три превентора, но между двумя плащечными превенторами устанавливается дополнительная крестовина. Здесь манифольд имеет три струны: две нижние, оснащенные аналогично струнам в первых двух схемах, являются линиями дросселирования и глушения; верхняя линия — резервная.

Таблица II.4

Типоразмер	Схемы				Рабочее давление превентора и манифольда, МПа	Наибольший диаметр труб, пропускаемых через превентор, мм	Диаметр проходного отверстия превентора, мм
	I	II	III	IV			
ОП-180×210	+	+	+	+	21	127	180
ОП-180×350	+	+	+	+	35		
ОП-180×700	+	+	+	+	70		
ОП-180×1050	—	—	—	—	105		
ОП-230×350	+	+	+	+	35	146	230
ОП-230×800	—	+	+	+	70		
ОП-280×210	+	+	+	+	21	194	280
ОП-280×350	+	+	+	+	35		
ОП-280×700	—	+	+	+	70		
ОП-350×210	+	+	—	+	21	273	350
ОП-350×350	+	+	+	+	35		
ОП-350×700	—	+	+	+	70		
ОП-425×140	+	+	—	+	14	340	425
ОП-425×210	+	+	—	+	21		
ОП-520×140	+	+	—	+	14	426	520
ОП-520×210	+	+	—	+	21		

По схеме IV (рис. II.5, в), где на колонной головке монтируются три превентора и две крестовины, как и в схеме (рис. II.5, б), к отводам крестовин подсоединяются четыре линии манифольда. Здесь регулируемые штуцера устанавливаются на верхней струне, расположенной между двумя превенторами, что обеспечивает большую надежность противовыбросового оборудования, так как при перекрытии нижнего превентора верхний не подвержен действию аг-

рессивных жидкостей, поступивших из пласта. В случае выхода из строя нижнего превентора верхний может перекрыть устье скважины.

Основные параметры противовыбросового оборудования приведены в табл. II.4.

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

В зависимости от глубины бурения скважин устанавливаются различные буровые установки. Основным параметр буровых установок — грузоподъемность. Номинальная грузоподъемность определяется величиной наибольшей массы бурильной колонны, допустимой при нормальной длительной работе буровой установки. Максимальная грузоподъемность определяется максимальной массой груза, подвешенного на крюке, воспринимаемого буровой установкой при спуске обсадных колонн и при ликвидации прихватов.

Таким образом, номинальная грузоподъемность определяет возможную глубину бурения трубами данного типоразмера; максимальная — статическую допустимую нагрузку на крюк. В табл. II.5 приведена техническая характеристика применяемых в разведочном и эксплуатационном бурении буровых установок.

Таблица II.5

Параметры	Буровые установки							
	БУ-2000	БУ-2500	БУ-3000	БУ-4000	БУ-5000	БУ-6500	БУ-8000	БУ-10000
Условная глубина бурения в м, при массе бурильной колонны 30 кг/м	2000	2500	3000	4000	5000	6500	8000	10000
Максимальная нагрузка на крюке при бурении и креплении, кН	1200	1400	1700	2000	2500	3200	4000	6300
Наибольшая расчетная скорость подъема, м/с	1,8	1,8	1,7	1,8	1,6	1,7	1,8	1,6
Наибольшая оснастка талевой системы	4×5	4×5	5×6	5×6	6×7	6×7	6×7	7×8
Номинальная длина свечи, м	18	25	25	25	25	25	27	27
Диаметр отверстия в стволе ротора, мм	460	500	560	560	560	700	760	950
Мощность буровых насосов, кВт	600	600	650	660	950	990	1180	1180
Наибольшее давление на выходе насоса, МПа	20	20	25	25	25	32	32	40
Суммарный объем емкости циркуляционной системы, м ³	<120	120	150	180	240	300	300	360

Глава III

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ

В комплекс работ по заканчиванию скважины входят вскрытие продуктивного пласта и оборудование забоя скважины эксплуатационной колонной или хвостовиком, вторичное вскрытие продуктивного пласта перфорацией колонны, освоение скважины — вызов притока жидкости из пласта, отработка на устье скважины пластовой жидкостью с установкой различных штуцеров и передача скважины в эксплуатацию.

ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Получение притока нефти и газа из пласта в значительной степени зависит от технологии бурения, состава и свойств применяемых промывочных жидкостей, длительности воздействия промывочной жидкости на пласт, а также от качества работ по разобщению данного пласта от других проницаемых горизонтов.

В зависимости от типа коллектора промывочная жидкость в той или иной степени оказывает воздействие на него: фильтрат и твердые частицы, проникая в пласт, забивают поры коллектора, снижают проницаемость призабойной части пласта, затрудняя приток нефти и газа к скважине после создания депрессии.

Лабораторные и промысловые исследования показали, что высокопроницаемые коллекторы (проницаемостью $\geq 0,5$ мкм²), как правило, не подвергаются значительному загрязнению даже при поступлении в них больших объемов промывочной жидкости и его фильтрата, так как последние легко вымываются из пласта при пуске скважины в работу.

Коллекторы средней проницаемости (0,1—0,5 мкм²) значительно загрязняются при воздействии промывочной жидкости и, хотя скважины с такими коллекторами легко осваиваются, самоочистка призабойной части пласта практически не происходит.

Коллекторы с проницаемостью 0,05—0,1 мкм² также подвергаются значительному загрязнению, и при освоении возникают затруднения по вызову притока, поэтому требуется применение специальных методов воздействия на призабойную зону пласта для очистки ее от загрязнения.

Низкопроницаемые коллекторы (0,01—0,05 мкм²) при воздействии промывочной жидкости склонны к полной закупорке, что приводит к потере гидродинамической связи пласта со скважиной. При этом также требуются неоднократные работы по интенсификации притока из пласта.

Наконец, коллекторы очень низкой проницаемости ($< 0,01$ мкм²), которые, хотя и не дают возможности глубоко проникнуть фильтрату и промывочной жидкости в пласт, также трудно осваиваются. Эти коллекторы даже после полной очистки не дают высоких промышленных дебитов. Поэтому требуются мощные методы воздействия на них, например, гидроразрыв пласта с созданием глубоких трещин-каналов, по которым нефть с большей интенсивностью может поступать к забою скважины.

Глубина проникновения фильтрата и самой промывочной жидкости в пласт определяется величиной репрессии — превышения давления промывочной жидкости в скважине над пластовым. Для уменьшения репрессии на пласт плотность промывочной жидкости устанавливают в соответствии с коэффициентом аномальности, $K_a = (1,10 \div 1,15)$ для скважин глубиной до 1200 м и $K_a = 1,05$ — для более глубоких скважин.

Снижение степени влияния промывочной жидкости на пласт достигается также регулированием свойств промывочной жидкости. Наилучшие промывоч-

ные жидкости для вскрытия продуктивных пластов — газообразные агенты, безводные растворы на нефтяной основе, а также обращенные эмульсии с минерализованной водной фазой.

Поскольку при бурении скважин чаще всего используют жидкости на водной основе, то для улучшения свойств этих жидкостей они подвергаются физико-химической обработке. При этом к жидкости предъявляют ряд требований [13]: 1) фильтрат промывочной жидкости не должен способствовать набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофобности породы и количества физически связанной воды в порах пласта; 2) фильтрат не должен вступать в физико-химическое взаимодействие с породой пласта; 3) гранулометрический состав твердой фазы промывочной жидкости должен соответствовать структуре пористой среды таким образом, чтобы твердые частицы не забивали каналы фильтрации жидкости и вымывались при запуске скважины в работу; 4) поверхностное натяжение на границе фильтрат — углеводородное содержимое пласта должно быть минимальным; 5) водоотдача при забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические свойства такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании пласта было минимальным; 6) степень минерализации и солевой состав фильтрата должны быть близкими к пластовым.

Этим требованиям лучше всего удовлетворяют бесщелочные минерализованные промывочные жидкости с малой водоотдачей.

В практике вскрытия продуктивных пластов применяются следующие виды буровых растворов [9].

Вода, используемая в качестве промывочной жидкости, подвергается обработке 0,2—0,6% ПАВ (например, ОП-10).

Глинистый раствор обычно подвергается обработке ПАВ, может быть термостойким, хлоркальциевым, эмульсионным и т. д. в зависимости от геолого-физических характеристик пород вскрываемого пласта.

Безглинистые буровые растворы — меловые, полимерные жидкости — не приводят к сильному загрязнению пластов, так как они устойчивы к действию солей, не вступают в физико-химические реакции с породой пласта, легко поддаются обработке химическими реагентами.

Растворы на углеводородной основе применяют при вскрытии нефтяных пластов.

Безводный раствор представляет собой нефть, дизельное топливо, различные смеси мазутов; имеет невысокую плотность и поэтому рассчитан на вскрытие пластов, имеющих невысокие пластовые давления.

Известково-битумные растворы представляют собой смесь дизельного топлива, окисленного битума и извести. В эти растворы может быть введен сульфол в количестве 1—3% от общего объема, а также утяжелитель — барит.

Гидрофобные эмульсионные растворы — смеси дизельного топлива, битумного порошка, молотой негашеной извести с водой в соотношениях 1:1 или 1:1,5, где дисперсионной средой является углеводородный компонент, дисперсной фазой — вода.

СПОСОБЫ КРЕПЛЕНИЯ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Способы крепления забоев скважин продуктивного пласта определяются конструкцией конкретной скважины, типом коллектора, его проницаемостью и степенью однородности, степенью устойчивости пород, слагающих стенки скважины, наличием близкорасположенных к продуктивному пласту напорных горизонтов — подошвенных вод, газовых пластов. В зависимости от указанных факторов конструкция забоя может быть выбрана: открытой, закрытой, смешанной, предотвращающей вынос песка.

В основу приведенной ниже технологической программы выбора конструкций забоев скважин положена схема, предложенная в работе [1], где достаточно полно учитываются все наиболее важные геолого-технические факторы, влияющие на процесс притока жидкости к скважине (рис. III.1).

Основным показателем, обуславливающим необходимость крепить забой скважины, является прочность горных пород, составляющих продуктивную толщу разреза скважины. Если породы продуктивного пласта являются непроч-

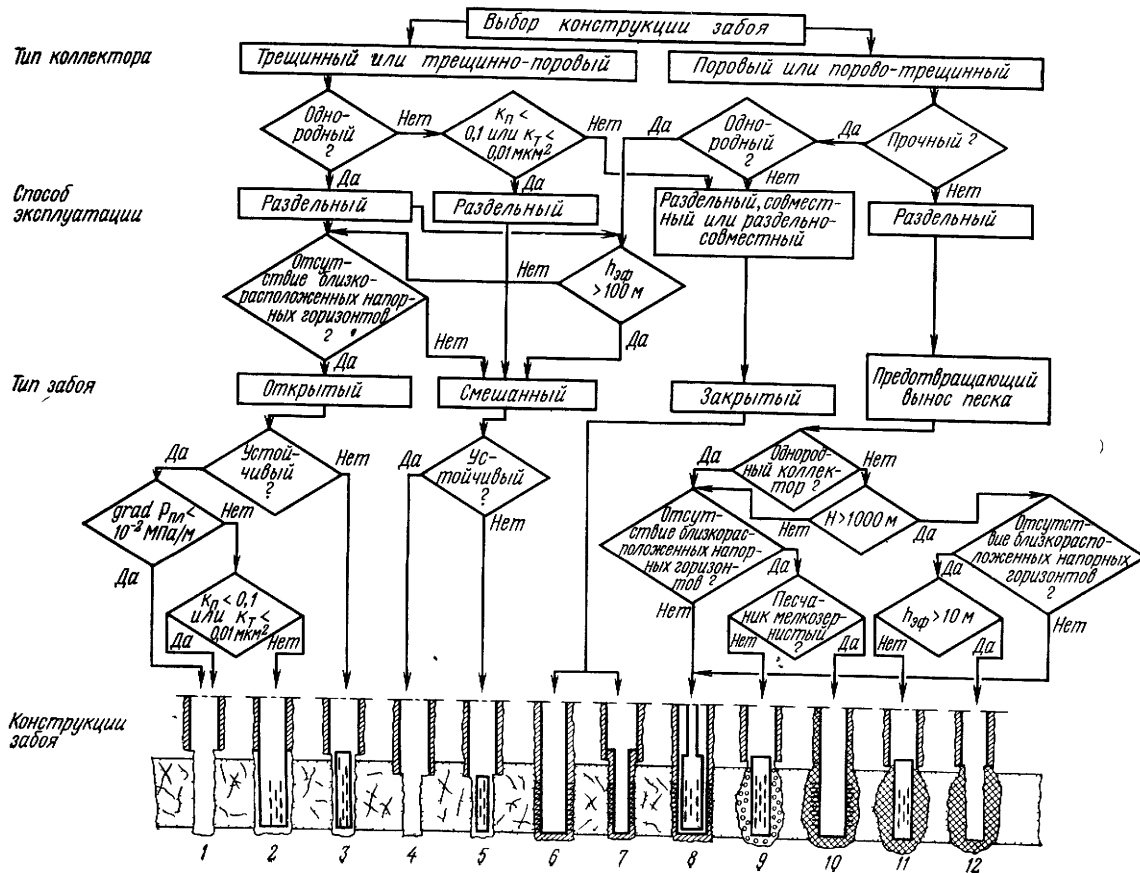


Рис. III.1. Схема выбора конструкции забоя скважины

ными, что характерно для песчаных пород, то необходимо применять конструкцию забоя, обеспечивающую предотвращение выноса песка.

В прочных трещинных и трещинно-поровых коллекторах возможно применение открытого забоя, а также обсаженного перфорированными колонной или хвостовиком, незацементированными в интервале продуктивного пласта. Если нефтегазонасыщенные горные породы неоднородны по проницаемости, то независимо от того, являются они коллекторами терригенного или карбонатного типа, рекомендуется применение закрытого забоя, т. е. перекрытого зацементированной обсадной колонной или хвостовиком.

Конструкция забоя смешанного типа выбирается в тех случаях, когда на небольшом расстоянии (до 5 м) от продуктивного пласта находятся напорные горизонты (газовая шапка или подошвенная вода).

Выбор типа конструкции скважины зависит также от мощности продуктивного пласта: в карбонатных породах при мощности более 100 м рекомендуется применение конструкции забоя смешанного типа, а менее 100 м — открытого типа; в терригенных породах при мощности пород более 10 м необходимо закреплять призабойную зону проницаемым тампонажным материалом с перекрытием забоя хвостовиком, а при мощности менее 10 м можно, закрепив призабойную зону проницаемым тампонажным материалом, не перекрывать ее хвостовиком.

Помимо указанных факторов для карбонатных пород определяются еще показатели, характеризующие устойчивость пород в призабойной зоне и фильтрационные свойства. Устойчивость пород зависит от ожидаемых перепадов давления на призабойную зону пласта — предельное значение перепада давления определяется из условия $\text{grad } p_{\text{пл}} \leq 0,01 \text{ МПа/м}$. При этом отпадает необходимость перекрытия продуктивного интервала перфорированными хвостовиком или низом обсадной колонны. При $\text{grad } p_{\text{пл}} > 0,01 \text{ МПа/м}$, но невысокой проницаемости пласта ($k_{\text{п}} < 0,1 \text{ мкм}^2$ — поровая проницаемость или $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$ — трещинная проницаемость) также возможна эксплуатация скважины с открытым забоем без спуска фильтра. Если же в последнем случае проницаемость пласта окажется высокой ($k_{\text{п}} > 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} > 0,01 \text{ мкм}^2$), то необходимо перекрыть забой скважины фильтром.

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТА

Вскрытие пласта перфорацией после спуска обсадной колонны или хвостовика и их цементирования — наиболее важная и ответственная операция заканчивания скважины. Для вскрытия пластов применяют стреляющие (кумулятивные и пулевые) и гидродескоструйные перфораторы.

Кумулятивные перфораторы, наиболее часто применяемые при вторичном вскрытии пластов, создают отверстия в обсадных колоннах, цементе и породе пластов фокусированными струями газов, образующихся при взрыве кумулятивных зарядов. Спускаются перфораторы в скважину на кабеле или насосно-компрессорных трубах, а взрываются при помощи детонирующего шнура, соединенного с запальной головкой.

Промышленностью выпускаются следующие типы перфораторов.

1. Корпусные перфораторы. В них кумулятивные заряды и средства взрыва изолированы от внешней среды, находятся внутри стального корпуса. Корпус перфоратора извлекается на поверхность после завершения прострела колонны. Перфораторы выпускаются следующих модификаций:

ПК — перфоратор многократного использования — имеет толстостенный стальной корпус с отверстиями, расположенными против зарядов (рассчитан на 20—40 повторных взрывов);

ПКО — перфоратор однократного использования — имеет корпус в виде сплошной тонкостенной трубы, простреливаемой при взрыве зарядов (ПКОС — малогабаритный секционный перфоратор — предназначен для прострела бурильных труб с целью восстановления циркуляции жидкости);

ПНК — перфоратор, спускаемый в скважину на насосно-компрессорных трубах, имеет взрывное устройство, приводимое в действие давлением жидкости.

2. Бескорпусные перфораторы имеют следующие модификации.

ПКС — ленточный кумулятивный перфоратор. В нем заряды, заключенные в стеклянные оболочки, монтируются в гнездах металлических лент. После срабатывания перфоратора его обоймы полностью разрушаются, а каркас извлекается на поверхность.

КПРУ — кумулятивный разрушающийся перфоратор — имеет заряды, заключенные в алюминиевые герметичные оболочки. Заряды собирают в длинные гирлянды с помощью соединительных обоем. Перфоратор может применяться в скважинах, в которых осевшие на забой после взрыва осколки (массой 12 кг на 100 зарядов) не вызывают осложнений. Последние могут быть растворены 25—35%-ным раствором каустической соды.

ПР — разрушающийся перфоратор — может быть спущен в скважину через колонну насосно-компрессорных труб при вскрытии пластов с депрессией. Слой осевших на забое осколков перфоратора длиной 1 м для колонн 114—168 мм составляет 7—16 см.

Пулевые перфораторы залпового действия с вертикально криволинейными стволами имеют модификации ПВН90Т, ПВТ73 и ПВК70. Большая масса, калибр и скорость пуль обеспечивают большую пробивную способность по сравнению с кумулятивными перфораторами. Однако мощность вскрываемого пласта и плотность перфорации здесь значительно меньше.

Торпедирование скважин осуществляется с помощью специальных торпед, заряженных взрывчатыми веществами — тротилом, тетрилом, гексогеном, нитроглицерином, аммонитом, динамитом и т. д., которые взрывают после спуска торпеды в скважину. При торпедировании в пласте образуется каверна, от которой во все стороны расходится сеть больших и малых трещин, в результате чего резко повышается проницаемость пород в призабойной зоне и значительно увеличивается дебит скважины.

В таблице III.1 приведена техническая характеристика основных типов перфораторов, применяемых в нефтепромысловой практике.

Гидропескоструйная перфорация связана с использованием энергии высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вытекающих из насадок перфоратора.

Применяют перфораторы в двух вариантах: АП6М80 и АП6М100. Характеристика перфораторов приведена ниже.

Тип	АП6М80	АП6М100
Диаметр, мм	80	100
Длина, мм	780	835
Число насадок	6	10
Диаметр колонн, мм	89—168	141 и более
Диаметр насадки, мм	3, 4, 5, 6	3, 4, 5, 6

Для прострела колонны перфоратор спускают в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. В корпусе перфоратора размещают несколько конoidalных победитовых насадок. После спуска перфоратора на требуемую глубину делают промывку обсадной колонны и сбрасывают шар для перекрытия проходного отверстия в хвостовике перфоратора. В результате жидкость, закачиваемая в НКТ, выходит из них только через конoidalные насадки. При скорости истечения жидкости из насадки 120—150 м/с струя смеси жидкости пробивает отверстия в обсадной колонне, цементном камне и горной породе. Концентрация кварцевого песка в жидкости составляет 50—100 кг/м³. В качестве жидкости-песконосителя используют дегазированную нефть, растворы на нефтяной основе, водный раствор хлористого кальция и другие, которые не вызывают ухудшения коллекторских свойств пласта.

Длина перфорированного канала за 15—20 мин закачки песка может достигать 1 м и более. При этом диаметр отверстий в обсадной колонне равен 13—15 мм, а в породе — до 60 мм.

Гидропескоструйная перфорация идет при непрерывной циркуляции жидкости. Абразивосодержащая жидкость после обработки вытекает из пласта назад в обсадную колонну и выносится на поверхность циркулирующим раствором. Часть песка, осевшего на забое, вымывается на поверхность обратной циркуляцией.

Техническая характеристика перфораторов

Таблица III.1

Обозначение (шифр) перфораторов	Диаметры обсадных колонн, мм	Мини- мальный проходной диаметр в колонне, мм	Термобаростой- кость		Макси- мальная плотность перфора- ции, отв/м	Макси- мальная мощность интервала перфора- ции, м	Размеры пробитого в породе канала в мм при σ , МПа				
			T, °C	P, МПа			Диаметр пробитого канала в трубе, мм	Диаметр		Длина	
								700	400	700	400
Кумулятивные, корпусные											
ПК 103	146—178	124	150	50	12,0	3,5	8,3	8,5	10,0	130	150
ПК 105 ДУ	146—178	124	180	100	12,0	3,5	8,3	8,5	10,0	145	165
ПК 85 ДУ	114—146	98	180	100	13,0	3,0	5,0	7,0	8,5	95	108
ПК 95 Н	146—178	118	200	120	12,0	6,0	12,0	13,0	15,0	255	290
ПК 80 Н	114—146	98	200	120	12,0	6,0	10,0	10,0	13,0	185	210
ПКО 89	127—178	109	180	60	6,7	10,0	14,0	12,0	14,0	250	285
ПКО 73	114—146	98	180	60	10,0	10,0	13,0	11,0	13,0	155	175
ПКОТ 89	127—178	118	250	150	6,7	4,5	14,0	12,0	14,0	285	325
ПКОТ 73	114—146	98	250	150	10,0	4,0	12,0	11,0	13,0	245	280
ПКОС 60		76	190	150	12,0	2,0	11,0				
ПКОС 38		45	200	120	16,4	0,5	10,0				
ПКОС 32		38	200	150	25,0	0,3	8,0				
ПНКТ 89	127—178	118	180	100	6,7	50,0	14,0	12,0	14,0	250	285
ПНКТ 73	114—146	98	180	100	10,0	50,0	13,0	11,0	13,0	155	175
Кумулятивные бескорпусные											
ПКС 160											
ПКС 150 Т	146—173	124	150	80	6,0	30,0	14,0	12,0	14,0	275	365
ПКС 80 Т	114—146	98	150	80	6,0	30,0	8,0	8,0	10,0	165	140
ПКС 65	89—114	76	150	80	6,0	30,0	10,5	8,0	9,5	145	165
КПРУ 65	89—114	76	150	80	8,0	30,0	11,0	10,0	12,0	200	230
ПР 54	73—114	62	150	80	10,0	25,0	10,0	10,0	12,0	150	170
ПР 43	73—114	50	150	80	10,0	25,0	8,0	8,0	10,0	120	135
Пулевые											
ПВН 90 Т	146—178	118	160	100	4,0	3,0	20,0	20,0	20,0	200	230
ПВТ 73	114—146	98	160	100	2,0	6,10	20,0	20,0	20,0	230	265
ПВК 70	114—146	98	160	100	1,5	6,10	25,0	25,0	25,0	270	365
Торпедный											
ТПК 22	168—178		110	50	6	1,0	22,0	22,0	22,0	100	160

Примечание. Цифрами в шифрах перфораторов обозначены их наружные диаметры, σ — твердость пород по штампу.

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Под освоением скважины понимают комплекс работ по вызову притока жидкости из пласта, в случае необходимости — интенсификации скважины и очистке ее призабойной зоны от загрязнения и, в конечном счете, получению промышленного притока пластовой жидкости. При освоении скважины в эксплуатационную колонну спускают насосно-компрессорные трубы с установкой нижнего конца колонны выше интервала перфорации на 50—150 м. Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой, на боковых отводах которой размещают штуцерные камеры, а в конце выкидных линий устанавливают трапную установку и емкости для замера объемов поступающей смеси.

Технологическая программа освоения скважины: вызова притока, интенсификации скважины и испытания на штуцерах — приведена на рис. III.2.

Для вызова притока снижается давление столба жидкости в скважине ниже пластового и создается депрессия на пласт, при которой пластовая жидкость начинает поступать в скважину и по колонне насосно-компрессорных труб на поверхность.

Если пластовое давление выше гидростатического, то запуск скважины в работу осуществляют простой заменой тяжелого глинистого раствора в скважине на воду, а затем, если скважина не стала проявлять себя, на нефть (I).

В тех же случаях, когда пластовое давление не превышает гидростатическое, а пласт проницаем и незагрязнен, для дальнейшего снижения давления в скважине применяют способы запуска скважины компрессором, аэрирование жидкости, а также свабирование (II).

Когда же пласт низкопроницаем или проницаем, но сильно загрязнен, используют дополнительно интенсифицирующие воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью ее активизации, очистки от загрязнения, снижения сопротивления фильтрации нефти и газа. Среди методов воздействия на ПЗП различают методы химического, гидромеханического и комбинированного воздействия на пласт (III, IV). Когда в результате применения различных способов воздействия на призабойную зону не удается вызвать приток жидкости из пласта, анализируются результаты освоения скважины в комплексе со всем имеющимся геолого-геофизическим материалом и данными о строительстве скважины и делается вывод о целесообразности проведения дальнейших интенсифицирующих работ на данном объекте (V). Если объект оказался непродуктивным, принимается решение о переходе к испытанию следующего объекта либо о консервации или ликвидации скважины (VI).

Если после проведения интенсифицирующих операций удастся вызвать приток жидкости из пласта, осуществляют испытание скважины на различных режимах, по результатам которого определяют продуктивные характеристики скважины, способ ее эксплуатации. Затем скважину передают в эксплуатационный фонд нефтедобывающего предприятия.

Вызов притока жидкости из пласта с помощью компрессора — один из наиболее распространенных способов запуска скважины. В настоящее время на промыслах чаще используют компрессорные установки УКП-8-80, реке КС-16-100 и КПУ-16-250. Применяют также компрессорные установки АК-7/200 и ДКС-3,5/200. Их основные технические показатели приведены ниже.

Тип компрессорной установки	УКП-8-80	КС-16-100 (КПУ-16-100)	КПУ-16-250	АК-7/200	ДКС-3,5/200
Подача, м ³ /мин	8	16	16	7	3,5
Давление, МПа	8	10	25	20	20
Вес, кН	16,1	23,5	—	7,8	11,1

Для запуска скважины в работу необходимо компрессором закачать воздух (или газ) в НКТ при прямой прокачке или в затрубное пространство при обратной прокачке до башмака НКТ, после чего произойдет прорыв газа через башмак, снизится давление на забое скважины и жидкость начнет поступать на поверхность. Однако в большинстве случаев даже максимально возможного давления, развиваемого компрессором, оказывается далеко не доста-

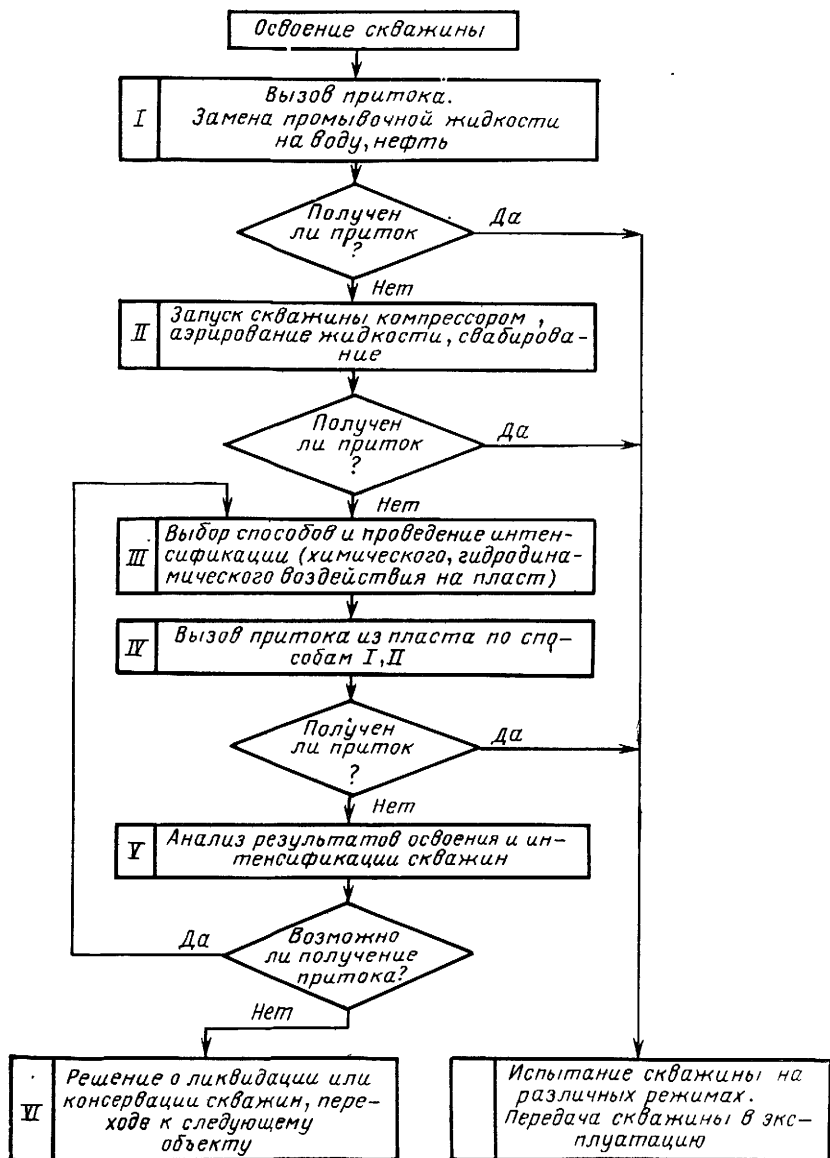


Рис. III.2. Схема проведения работ по освоению скважины

точно для продавки воздухом жидкости до башмака НКТ. Максимальная глубина понижения уровня жидкости в скважине определяется из соотношения $h = p/\gamma$, где p — максимальное давление, создаваемое компрессором, γ — удельный вес жидкости в скважине. Кроме того, создание в затрубном пространстве высоких давлений не всегда допустимо из-за прочностных ограничений обсадной колонны. Поэтому при работе с компрессором применяют различные со-

четания способов закачки воздуха в трубное или затрубное пространство, в которые входят. Вытеснение части жидкости, находящейся в скважине, изменение направления потока воздуха, применение пусковых отверстий и клапанов, нагнетание в скважину «воздушных пачек», аэрирование жидкости, промывка пенами.

Нагнетание воздушных пачек производится по схеме, приведенной на рис. III.3, а. К устью скважины подсоединяются через тройник компрессор, на выкидной линии которого устанавливается обратный клапан, и насосный агрегат для продавки воздушных пачек воды.

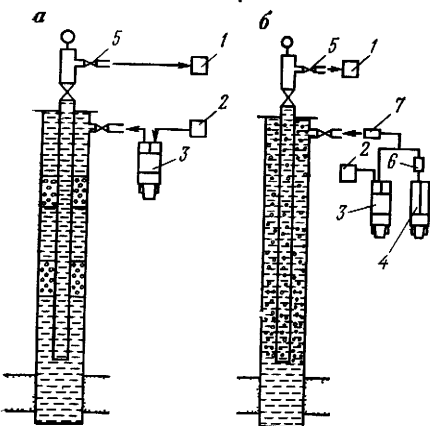


Рис. III.3. Схема пуска скважины:

а — нагнетанием воздушных пачек; б — аэрированием жидкости 1 — емкость для глинистого раствора, 2 — емкость для воды, 3 — насосный агрегат, 4 — компрессор, 5 — штуцер, 6 — обратный клапан, 7 — аэратор

По мере закачки в скважину последовательно пачек газа (воздуха) и воды и поступления их в НКТ давление на пласт снижается, в результате чего пласт начинает проявлять и скважина запускается в работу.

Аэрирование жидкости осуществляется путем совместной закачки в скважину газожидкостной смеси при одновременной работе компрессорной установки и насосного агрегата (рис. III.3, б). При этом создается возможность плавного понижения удельного веса аэрированной жидкости от 10 до 3—4 кН/м³. Ограничение применения метода, как и в других методах запуска скважины компрессором, связано с величиной максимально возможного давления, развиваемого компрессором.

Метод промывки скважины пенами для снижения давления на забое и запуска скважины в работу аналогичен методу аэрирования жидкости. Пены — это высококонцентрированные дисперсные системы газа в жидкости, где дисперсной фазой является газ (воздух), а дисперсионной средой — жидкость. Двухфазная пена представляет собой аэрированный водный раствор ПАВ.

Трехфазная пена, кроме того, содержит дополнительно твердую фазу — стабилизатор.

Запуск скважины в работу с помощью пусковых клапанов, устанавливаемых на некотором расстоянии друг от друга на колонне насосно-компрессорных труб, исключает необходимость продавливать газ до башмака колонны.

Первая пусковая муфта располагается на максимальной глубине возможной продавки газ компрессором при максимальном давлении. После продавки газа через первый пусковой клапан давление столба жидкости от поверхности до этой муфты резко снижается, клапан закрывается, и тем самым создается возможность для дальнейшей продавки газа по законному пространству до следующей пусковой муфты. Каждая последующая муфта устанавливается на такой глубине по отношению к предыдущей муфте, при которой давление, развиваемое компрессором, будет достаточно для преодоления давления столба аэрированного раствора в верхней части НКТ и столба жидкости между двумя нижними муфтами.

МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Для интенсификации притока жидкости из пласта применяют различные методы химического, гидромеханического и комбинированного воздействия на призабойную зону пласта. В результате использования этих методов призабойная зона пласта очищается от загрязнения, создаются новые каналы фильтра-

гидропластовой жидкости, снижается гидравлическое сопротивление потоку жидкости в призабойной зоне пласта.

Выбор методов воздействия на призабойную зону определяется особенностью строения продуктивных пластов, составом пород и другими пластовыми условиями.

Химические методы воздействия на пласт

Химические методы воздействия на пласт применяются в основном для очистки пласта от загрязнения. При обработке «чистого» пласта, не подверженного воздействию промывочной жидкости, использование химических методов малоэффективно, так как существенно повысить при этом продуктивность скважины не удается. Для обработки слабопроницаемых пластов целесообразно применять механические методы воздействия на пласт, например гидроразрыв пласта, при котором образуются глубокие трещины в пласте, являющиеся высокопроницаемыми каналами фильтрации жидкости из удаленных частей пласта к забою скважины.

Из химических методов воздействия на призабойную зону наиболее широко используются солянокислотные обработки пласта. Обычно применяется соляная кислота 8—15%-ной концентрации. Использовать соляную кислоту большей концентрации опасно, так как концентрированная кислота вступает в реакцию с металлическим оборудованием и быстро разрушает его. Слабоконцентрированная соляная кислота неэффективна из-за того, что в пласт приходится закачивать большие объемы рабочей жидкости.

Соляная кислота при контакте с породой вступает в химическую реакцию с карбонатными включениями: реакция с известняками описывается формулой $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$; с доломитами $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$.

Полученные в результате реакции хлористый кальций и хлористый магний хорошо растворяются в воде и поэтому легко удаляются из призабойной зоны пласта при запуске скважины в работу.

Исходя из химической активности соляной кислоты к карбонатным включениям, эту кислоту целесообразно применять при обработке карбонатных пород; использование кислоты для обработки терригенных пород менее эффективно.

На скорость реакции кислоты с породой оказывают влияние жидкости, насыщающие пласт, пластовые давление и температура. Водонасыщенные пласты при хорошем контакте породы с кислотой подвергаются более интенсивной обработке. С ростом температуры скорость реакции кислоты с породой возрастает, а с увеличением давления — снижается. Поэтому в зависимости от типа обрабатываемых пластов для регулирования процесса взаимодействия кислоты с породой применяют различные замедлители, стабилизаторы, ПАВ.

Фтористоводородная (плавиковая) кислота используется для обработки призабойной зоны пластов с терригенным коллектором. Плавиковая кислота применяется в смеси с соляной кислотой (3% HF и 12% HCl). Она способна растворять как естественные глины, так и глинистые частицы, поступившие в пласт из скважины.

Из других кислот при обработке призабойной зоны пласта используется *уксусная кислота*, которая замедляет взаимодействие соляной кислоты с породой, предупреждает выпадение окислов железа, является активным реагентом, взаимодействующим с породой, растворяя ее.

Сульфаминовая кислота действует на породу аналогично соляной кислоте.

Объем раствора для обработки пласта кислотами определяется мощностью пласта и глубиной его загрязнения, которая устанавливается по результатам гидродинамических исследований пласта в процессе его вскрытия.

Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта. Из методов гидромеханического воздействия на пласт наиболее широко применяется метод гидроразрыва пласта (ГРП).

При гидроразрыве устраняется влияние на приток жидкости в скважину сильно загрязненной призабойной части пласта и повышаются фильтрационные характеристики самого пласта за счет образования глубоких трещин в пласте, что в совокупности дает значительное повышение продуктивности скважины. В зависимости от объемов закачки рабочей жидкости и закрепляющего трещину песка можно получить тот или другой прирост добычи нефти. Эффективность ГРП также зависит от области дренирования скважины, проницаемости пласта, мощности продуктивной части и геометрических параметров трещины.

На рис. III.4 приведены характеристики увеличения продуктивности скважины $\eta_{\text{п}}/\eta_{\text{ф}}$ ($\eta_{\text{п}}$, $\eta_{\text{ф}}$ — продуктивность потенциальная и фактическая) при проведении гидроразрыва пласта в зависимости от параметров $k_{\text{т}}h_{\text{т}}/k_{\text{п}}h_{\text{п}}$ ($k_{\text{т}}h_{\text{т}}$, $k_{\text{п}}h_{\text{п}}$ — проводимости трещины и пласта), которые могут служить исходными при планировании операций ГРП и прогнозировании ожидаемого увеличения дебита.

Песок, используемый для закрепления образовавшейся в пласте трещины, должен быть достаточно прочным и не разрушаться под действием горного давления. Поэтому в зависимости от глубины залегания продуктивного пласта необходимо проверять пригодность по прочности имеющегося песка для проведения операции. Проницаемость заполненной песком трещины зависит от размеров частиц песка: чем крупнее частицы песка, чем выше фильтрационная характеристика трещины. Ниже приводятся данные о соотношении разме-

ров песчинок песка и проницаемости трещины.

$k_{\text{т}}$, мкм ²	45	120	190—300	1000—1500	1500—3000
d , мм	0,3—0,6	0,6—1,0	1,0—1,2	1,5—2,0	2,8—3,0

После уплотнения зерен песка в пластовых условиях под действием пластового давления проницаемость трещины уменьшается в десятки и сотни раз, однако остается значительно выше проницаемости самого пласта.

Жидкость разрыва. Тип и свойство применяемых жидкостей разрыва определяют качество и эффективность операции ГРП. Жидкости разрыва должны удовлетворять следующим требованиям: не снижать проницаемость пласта и при взаимодействии с пластовыми жидкостями и породой не образовывать нерастворимых осадков; иметь невысокую фильтрацию, чтобы по мере закачки песка в трещину обеспечивать перенос его на более далекое расстояние от скважины; легко выноситься в скважину после создания депрессии и вызова притока из пласта; не создавать высоких гидравлических сопротивлений при прокачке по буровым трубам или насосно-компрессорным и в то же время иметь такие вязкопластические свойства, чтобы переносить песок без выпадения его на забое скважины или в призабойной части пласта.

Все применяемые жидкости разрыва делятся на жидкости на водной и нефтяной основе. Основные виды жидкостей, используемых на практике, и их характеристики приводятся ниже.

1. Жидкости на нефтяной основе имеют естественную повышенную вязкость, что делает их более применимыми при относительно невысоких скоростях закачки. Ограничивающий фактор их использования — относительно высокие гид-

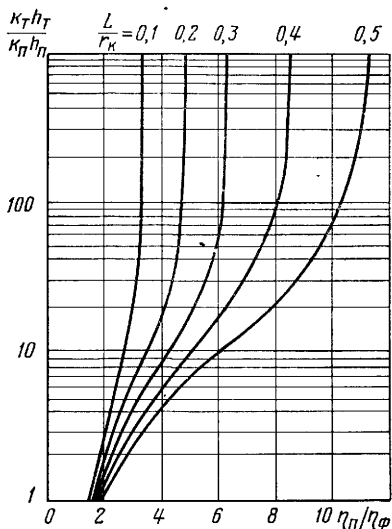


Рис. III.4. Зависимости увеличения продуктивности скважины $\eta_{\text{п}}/\eta_{\text{ф}}$ от изменения проводимости $k_{\text{т}}h_{\text{т}}/k_{\text{п}}h_{\text{п}}$ и относительной длины трещины $L/r_{\text{к}}$ ($r_{\text{к}}$ — контур питания)

Основная характеристика	Насосные универсальные агрегаты			
	ЦА 320А	5ЦА 320С	3ЦА-400А	4АН 700
Шасси автомобиля (монтажная база)	КрАЗ-257-1А	смонтирован на санях	КрАЗ-257-Б1Р	КрАЗ-257-Б1А
Силовой агрегат	ГАЗ-52А	6УС-240	11УС-500	9УС-800
Параметры насоса:				
шифр	9 Т	9 Т	11 Т	4Р-700
наибольшее давление, МПа	32	32	40	70
наибольшая подача, л/с	26	24,5	36,5	22
диаметр смесных втулок, мм	100, 115, 127	100, 115, 127	100, 125, 140	100, 120
Параметры манифольда:				
условный диаметр основных трубопроводов, мм				
приемного	100	100	100	100
напорного	50	50	50	50
условный диаметр вспомогательного трубопровода, мм	50	50	50	50
общая длина, м	22	24	22	23,5
вместимость мерного бака, м ³	6	4	6	—
вид соединений	Посредством шарнирных колен			
Габариты, м:				
длина	10,4	8,8	10,8	9,8
ширина	2,7	2,6	2,9	2,9
высота	3,2	3,2	3,3	3,3
Масса агрегата с автомобилем, кг	17600	9820	21500	22100

равлические потери при закачке жидкости по колонне насосно-компрессорных труб.

2. Водные гели имеют специфические преимущества благодаря высокой плотности и низким фракционным потерям, поэтому пригодны для закачки с высокими скоростями расхода рабочих агентов. При высоких температурах приемлемые вязкости могут поддерживаться вплоть до 120—130 °С.

3. Жидкости-эмульсии имеют средние вязкости, удовлетворительные показатели фильтрации и переноса песка; невысокую стоимость.

4. Аэрированные растворы имеют ограниченное применение из-за большой стоимости, а также сложности приготовления. Они непригодны при работе в газовых и газоконденсатных скважинах.

Проектирование операций ГРП. Первый и самый важный шаг при проектировании ГРП — оценка его пригодности для данной скважины. Поскольку значительное увеличение продуктивности можно ожидать только при обработке слабопроницаемых пластов или пластов, подверженных глубокому загрязнению, то именно этот параметр следует прежде всего прогнозировать. Необходимо также учитывать, что если выше и ниже продуктивного пласта расположены напорные горизонты, насыщенные газом или водой, то возможно сообщение трещины этих горизонтов с нефтяным пластом.

Для определения технологии проведения операции и прогнозирования ее успешности необходимо детальное изучение геолого-геофизических параметров объекта, режима работы залежи, характеристик пластового флюида, петрофизических и гидродинамических параметров пласта.

Основные типоразмеры насосно-компрессорных труб

Таблица III.3

Размеры и масса труб					Размеры и масса концов труб и присоединительных муфт							
Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Внутрен- ний диаметр, мм	Масса 1 м трубы, кг	Трубы гладкие		Трубы с высаженными нару- жу концами			Безмуфтовые тру- бы НКБ-1		Муфтовые трубы
Услов- ный	Факти- ческий				Муфта		Масса двух высадок, кг	Муфта		Диаметр высадки, мм	Масса двух высадок, кг	Наружный диаметр муфты, мм
					Наружный диаметр, мм	Масса, кг		Наружный диаметр, мм	Масса, кг			
33	33,4	3,5	26,4	2,58	—	—	0,1	48,3	0,8	—	—	—
42	42,2	3,5	35,2	3,34	—	—	0,2	56,0	0,7	—	—	—
48	48,3	4,0	40,3	4,39	56,0	0,5	0,4	63,5	0,8	—	—	—
60	60,3	5,0	50,3	6,84	73,0	1,3	0,7	78,0	1,5	71	1,8	—
73	73,0	5,5	62,0	9,16	89,0	2,4	0,9	93,0	2,8	84	2,2	89
73	73,0	7,0	59,0	11,39	89,0	2,4	0,9	93,0	2,8	86	2,6	89
89	88,9	6,5	76,0	13,22	—	—	1,3	114,3	4,2	102	3,2	107
89	88,9	8,0	73,0	15,98	107,0	3,6	1,3	114,3	4,2	104	3,7	107
102	101,9	6,5	88,6	15,22	121,0	4,5	1,4	127,0	5,0	116	4,0	121
114	114,3	7,0	100,3	18,47	132,5	5,1	1,6	141,3	6,3	130	4,8	—

Прочностные характеристики НКТ

Таблица III.4

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Страгивающая нагрузка для резьбового соединения, кН					Растягивающая нагрузка для тела трубы, кН				
		Предел текучести, МПа									
		380	500	550	650	750	380	500	550	650	750
33	3,5	—	—	—	—	—	124,9	164,3	180,7	213,6	246,5
42	3,5	—	—	—	—	—	161,6	212,7	233,9	276,5	319,0
48	4,0	118,4	155,8	171,4	202,6	233,7	211,4	278,2	306,0	361,7	417,3
60	5,0	208,0	273,7	301,1	355,8	410,5	329,9	434,1	477,5	564,3	651,2
73	5,5	294,1	387,0	425,7	503,1	580,5	443,0	582,9	641,1	757,7	874,3
73	7,0	402,0	529,0	581,9	687,7	793,5	551,3	725,3	797,9	942,9	1088,0
89	6,5	444,2	584,4	642,9	759,7	876,6	634,5	834,9	918,4	1085,4	1252,4
89	8,0	—	—	—	—	—	767,9	1010,4	1111,4	1313,5	1515,6
102	6,5	459,8	605,0	665,5	786,5	907,5	737,6	970,5	1067,6	1261,7	1455,8
114	7,0	567,3	746,4	821,1	970,4	1119,7	896,2	1179,2	1297,1	1533,0	1768,8

Поскольку успешность операции зависит от длины и ширины трещины, то необходимо оценить эти параметры при различных объемах закачки (формулы Желтова):

$$W = \frac{4(1-2\nu)(1+\nu)(\Delta p_c - q)}{3E} \sqrt{\frac{V_{ж} Q \mu}{2\pi^2 h_T m k q}}; \quad L = \sqrt{\frac{V_{ж} Q \mu}{2\pi^2 h_T m k q}},$$

где ν — коэффициент Пуассона; Δp_c — перепад давления на пласт, равный разности давления разрыва и пластового давления; q — боковое горное давление; Q — расход жидкости; m — пористость; k — проницаемость; E — модуль Юнга; $V_{ж}$ — объем закачиваемой жидкости.

После определения размеров трещины по графику (см. рис. IV.4) находится ожидаемое увеличение продуктивности скважины. Проведя несколько вариантов расчета, можно выбрать оптимальный объем закачки рабочей жидкости и установить необходимую скорость закачки песка [19]. При этом следует рассмотреть также возможность применения различных жидкостей, отличающихся по вязкопластическим свойствам, и выбрать наиболее подходящую жидкость.

Далее, зная основные параметры закачки рабочих агентов, можно определить суммарную мощность насосных агрегатов и их число. Если по техническим причинам невозможно обеспечить необходимую скорость закачки (например, из-за прочностных ограничений труб), то следует сделать перерасчет параметров трещины и ожидаемой продуктивности и определить целесообразность проведения операции ГРП.

Для проведения операций по закачке рабочих агентов в скважину при проведении химических и гидромеханических обработок пласта используют различные насосные агрегаты, техническая характеристика которых приведена в табл. III.2.

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) служат для извлечения на поверхность поступающих в скважину при эксплуатации пластовых жидкостей — нефти и газа, для нагнетания в пласты воды в нагнетательных скважинах, для проведения различных работ при освоении и во время капитальных ремонтов скважин. Испытание скважин испытателями пластов в обсадной колонне также осуществляется с помощью насосно-компрессорных труб.

Таблица III.5

Критические давления (в МПа), при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенок, мм	Сминающее давление					Внутреннее допустимое давление				
		Предел текучести, МПа									
		380	500	550	650	750	380	500	550	650	750
33	3,5	79,6	104,8	115,3	136,2	157,2	65,0	85,0	93,0	109,0	124,5
42	3,5	63,0	82,9	91,2	107,8	124,4	48,5	62,5	68,0	79,0	89,0
48	4,0	62,9	82,8	91,1	107,7	124,2	48,5	62,5	68,0	79,0	89,0
60	5,0	63,0	82,9	91,2	107,8	124,4	48,5	62,5	68,0	79,0	89,0
73	5,5	57,3	75,3	82,9	97,9	113,0	42,5	54,5	59,5	68,5	76,5
73	7,0	72,9	95,9	105,5	124,7	143,8	58,5	76,0	83,0	97,0	110,5
89	6,5	55,6	73,1	80,4	95,1	109,7	41,0	52,5	56,5	65,0	72,5
89	8,0	68,4	90,0	99,0	117,0	135,0	54,0	70,0	76,5	89,0	101,0
102	6,5	48,6	64,0	70,4	83,2	96,0	34,0	42,5	45,5	51,5	56,5
114	7,0	46,5	61,2	67,4	79,6	91,9	31,5	39,5	42,0	47,5	51,5

Насосно-компрессорные трубы изготавливают двух типов: с гладкими и с высаженными наружу концами. Кроме того, применяют безмуфтовые насосно-компрессорные трубы НКБ-1 и муфтовые НКМ, обеспечивающие герметичность соединений при давлении газа до 50 МПа. Основные типоразмеры и характеристики приведены в таблицах III.3—III.5.

МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗА СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Основная цель поискового и разведочного бурения — изучение нефтегазоносности разреза вскрываемых пород, включающее уточнение геометрии продуктивной залежи, определение основных гидродинамических характеристик коллектора и физических свойств пластовых флюидов и оценка промышленной значимости залежи нефти или газа.

Наибольшая эффективность поисково-разведочных работ достигается при изучении разреза скважин по мере их углубления. Тогда к моменту окончания скважины бурением уже будет получена информация о насыщенности пластов, вскрытых бурением, их коллекторских свойствах и потенциальных возможностях, на основании которой можно выбрать наиболее оптимальный вариант заканчивания скважины: со спуском эксплуатационной колонны, если скважина представляет промышленный интерес, или без спуска колонны, если скважина непродуктивна или продуктивна, но не представляет интереса для добычи.

Если по результатам исследования доказана перспективность выявленных объектов, то скважина обсаживается эксплуатационной колонной и на основании полученной информации решается вопрос о типе оборудования ее устья: монтировать ли сразу фонтанную арматуру или устанавливать оборудование для насосной добычи и т. п.

Для получения максимальной информации о разрезе необходимо в процессе бурения проводить комплекс исследований, включающий в себя: геологические исследования (геологический контроль), преследующие цель выявления непосредственно в процессе вскрытия пластов перспективных интервалов, подлежащих детальному геофизическим исследованиям, определения интервалов отбора керна, а также проведения работ опробователями и испытателем пластов; геофизические исследования, позволяющие получить информацию о литологии, структуре и физических свойствах пластов в разрезе скважины, выявить пласты-коллекторы и оценить их нефтегазонасыщенность; гидродинамические исследования, являющиеся прямыми методами изучения перспективных горизонтов (дают ответ об их промышленной значимости).

Геологический контроль состоит в изучении механических показателей процесса вскрытия пластов (механический каротаж), физико-химических свойств промывочной жидкости — наличия углеводородов (газотермометрия), нефти (люминесцентно-битуинологический анализ) и выносимого на поверхность шлама непосредственно в процессе бурения. Геофизические исследования проводятся с помощью спускаемых в скважину каротажных приборов на кабеле путем замера естественных или искусственно вызванных воздействием электрических, электромагнитных, акустических и других физических полей в породах пластов, слагающих разрез скважины. В геофизические исследования входят также замеры геометрических параметров ствола скважины (кавернометрия, инклинометрия и т. д.).

К гидродинамическим исследованиям относятся: опробования пластов с помощью приборов, спускаемых на каротажном кабеле, и испытания скважин испытателями пластов, спускаемых на бурильных трубах.

Кроме того, для получения прямой информации о структуре пород в разрезе скважины производятся отбор керна колонковым бурением, а также отбор проб боковым грунтоносом, спускаемым в скважину на кабеле.

Весь комплекс указанных видов исследований не всегда следует проводить в бурящихся скважинах. В зависимости от степени изученности геологического строения района отдельные виды исследований могут быть уменьшены или совсем исключены. Поэтому при составлении проекта бурения поисково-разведочной скважины весь ее разрез разбивается на интервалы хорошей А и слабой В изученности на основании имеющегося материала по данной разведкуемой площади или району.

Заключение о коллекторских свойствах, насыщенности и гидродинамических параметрах разрезов категории изученности А может быть сделано без отбора керна и испытаний в процессе бурения, а только по данным промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС). Для выделения коллекторов категории В, оценки их свойств, насыщенности, гидродинамических параметров необходимо проводить полный комплекс геологических, геофизических и гидродинамических исследований в процессе бурения скважины.

Программа комплексного изучения разреза поисково-разведочной скважины с учетом разной степени геологической изученности отдельных интервалов схематично представлена на рис. IV.1.

Эта программа связывает в единый технологический процесс собственно бурение, геологический контроль за бурением, геофизические исследования и поинтервальные испытания перспективных объектов по мере углубления скважины.

Программа определяет виды и последовательность проведения работ по вскрытию и изучению перспективных горизонтов. В соответствии с ней способы бурения выбираются в зависимости от заранее намеченных проектом интервалов различной степени изученности (1, 2, 3 — рис. IV.1), которые уточняются по мере проводки и изучения разреза.

Интервал категории изученности А разбуривается без проведения геологического контроля. Длина интервала l_A задается по минимальной мощности какого-либо типового разреза из всех используемых при обобщении геолого-промысловых и геофизических материалов для составления проекта бурения. Выбранный за основу базовый разрез минимальной мощности должен включать в себя все выделенные и изученные объекты, имеющиеся в остальных разрезах, используемых при анализе. Это необходимо для того, чтобы избежать пропуска того или иного объекта при бурении новой скважины.

Выделенный указанным образом интервал l_A разбуривается на всю глубину, и затем проводится комплекс общих геофизических исследований.

По результатам промежуточных (общих) ГИС фактический разрез сравнивается с базовым. Если все объекты, предусмотренные проектом, вскрыты (4) и не встречены новые, неизученные объекты (5) и бурение скважины на этом заканчивается (15), то принимается решение о креплении, освоении и испытании скважины (18). Если бурение не заканчивается, то производится анализ всех материалов и уточняются положение и категория изученности следующего интервала бурения (17).

Когда после разбуривания и каротажа интервала l_A выясняется, что фактический разрез не соответствует проектному — содержит меньше объектов (4), то бурение скважины продолжается до максимальной глубины, отмеченной в группе разрезов, используемых при составлении программы и определении интервала l_A . Если после вскрытия интервала l_A обнаружены новые, ранее неизученные горизонты, бурение скважины приостанавливается и в скважине осуществляются дополнительные ГИС, по возможности производится отбор керна боковым грунтоносом, опробование приборами на каротажном кабеле (8). Если новые горизонты представляют интерес (11), то следует их испытать в открытом стволе (13), в противном случае изучение интервала l_A следует на этом закончить и переходить к дальнейшему бурению (или заканчиванию) скважины (15, 17, 18).

Интервал l_B бурят при непрерывном геологическом контроле (3). Если по мере вскрытия пластов никаких признаков коллектора не обнаруживается (6), то бурение ведется на глубину, равную интервалу проведения промежуточных геофизических исследований, закладываемых в проекты на проводку скважин $l_{пр\ гис}$ (7). После проведения промежуточных геофизических

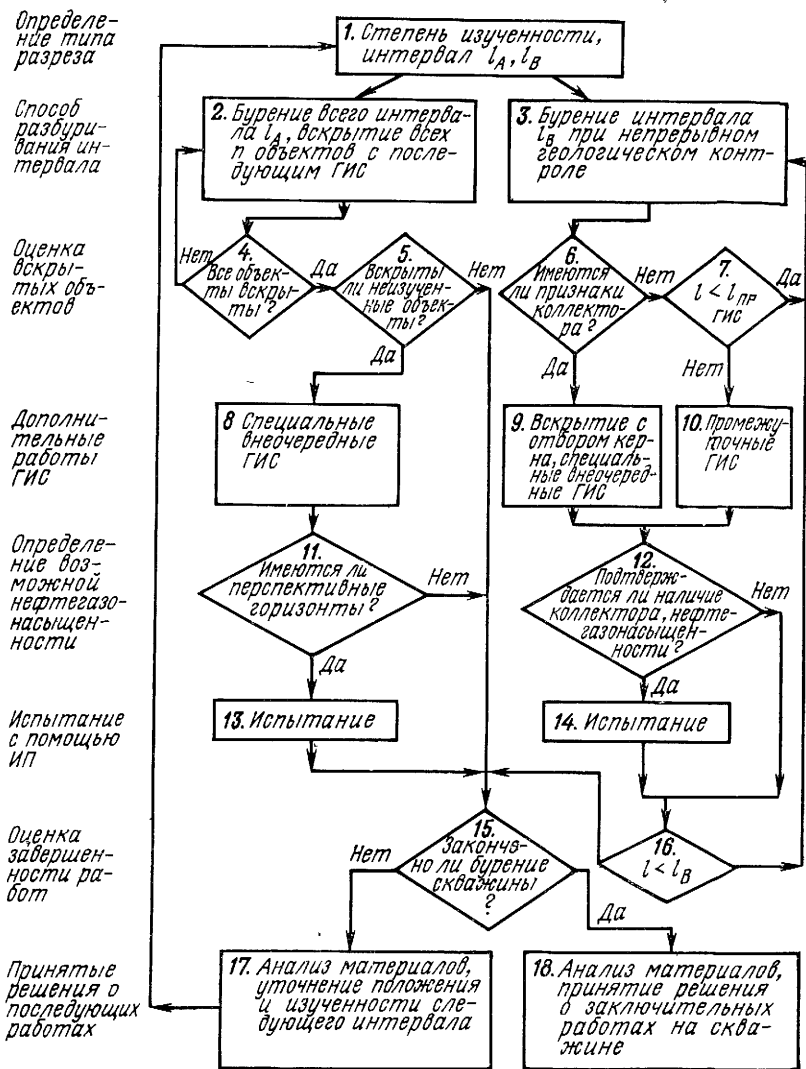


Рис. IV.1. Схема программы комплексного изучения разреза скважины в процессе бурения

исследований и анализа материалов выделяют перспективные интервалы для испытаний, которые почему-либо не были обнаружены геологическими наблюдениями за бурением (10). В том случае, когда геофизические исследования не дают информации о наличии коллектора, бурение следует продолжать, т. е. цикл 3—6—7—10—12—16 повторяется до тех пор, пока геологическими или геофизическими исследованиями не будет обнаружен пласт-коллектор.

Если коллектор обнаруживается сразу геологическим контролем (6), то необходимо доложить о сплошном бурении поднять и продолжать дальнейшее углубление скважины в интервале предполагаемой мощности продуктивного пласта с

отбором керна. После этого в интервале отбора керна проводят внеочередные каротажные исследования, включающие профилометрические (или кавернометрические) замеры. Цель этих исследований — отбивка границ пластов, определение эффективной мощности, предварительная оценка коллекторских свойств пласта, а также изучение состояния ствола скважины (наличие каверн, сужения, желобообразования) для выбора места установки пакера (9, 12).

Получив указанную информацию, можно приступить к испытанию (14)

Если пласт-коллектор выделен промежуточными геофизическими исследованиями (10) уже после вскрытия, то сразу начинают подготовку к испытанию, заключающуюся в выборе технологической схемы, типа и компоновки оборудования, режимов испытания, проведению мероприятий по качественной подготовке ствола скважины к работе с испытателем пластов и осуществлению самого испытания (14). После завершения испытания интерпретируются результаты и выдается заключение о степени изученности пласта.

Затем, если бурение скважины не заканчивается, уточняются положение и степень изученности нижележащих интервалов (17) или принимается решение о заключительных работах на скважине, когда бурение ее заканчивается (18).

МЕТОДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ

Основные задачи, которые должны быть решены геолого-геофизическими исследованиями перед испытанием объектов в процессе бурения скважин, следующие: выявить признаки нефтегазонасыщения пластов, установить глубины их залегания, оценить коллекторские свойства, определить эффективные мощности пластов, охарактеризовать состояние ствола скважины в интервале возможных испытаний.

Поскольку воздействие бурового раствора на вскрытые пласты приводит к искажению их физических характеристик, то в комплекс должны входить исследования, которые при минимальном числе замеров и в минимальные сроки могут дать более полную характеристику проходимого разреза пород.

Наличие в разрезе пластов, насыщенных нефтью или газом, в процессе бурения может быть установлено: по нефтегазопроявлениям, наблюдаемым у устья скважины при бурении; по насыщению нефтью кернов, поднятых с забоя скважины, или обломков горных пород в шламе; по содержанию углеводородных газов в циркулирующем буровом растворе и шламе (газокаротаж); по данным изменения механических показателей бурения (проходки, вибрации колонны, давление на стояке); по результатам физико-химического анализа проб.

Наблюдение за свойствами промывочной жидкости

Во время бурения скважины нефтегазоводонасыщенные пласты могут быть выявлены непосредственным наблюдением на устье за изменением объема, расхода и свойств циркулирующего глинистого раствора: появление пузырьков газа и пленок нефти в промывочной жидкости свидетельствует о наличии продуктивных горизонтов во вскрытом разрезе, при этом резко снижается плотность бурового раствора; вскрытие водоносных пластов обнаруживается по разжижению бурового раствора, сопровождаемому уменьшением плотности и вязкости, при этом увеличивается объем циркулирующего раствора без заметного выделения газа.

Изменение свойств промывочной жидкости и причина такого изменения легко обнаруживаются с использованием стандартных методов контроля за параметрами раствора, применяемых во время бурения, по данным замера плотности, водоотдачи, вязкости, статического напряжения сдвига и других показателей поступающей промывочной жидкости.

Расходомерный и дебитометрический способы (фильтрационные методы) выявления коллекторов в процессе бурения скважин заключаются в непрерывном наблюдении за изменением объема промывочной жидкости в амбаре и разности

расходов жидкости, нагнетаемой в скважину и изливающейся на дневную поверхность.

Очевидно, при разбуривании абсолютно непроницаемых пород не будет происходить поглощения промывочной жидкости и поступления пластовых жидкостей в скважину. Поэтому объем жидкости в амбаре изменяться не будет и расходы закачиваемой и изливающейся из скважины жидкости будут одинаковыми.

При вскрытии коллекторов, пластовое давление которых меньше забойного, в результате поглощения промывочной жидкости наблюдаются понижение уровня жидкости в амбаре и уменьшение расхода поступающей жидкости на поверхности по сравнению с расходом нагнетания. Когда же пластовое давление больше гидростатического давления жидкости в скважине, наблюдаются увеличение объема жидкости в амбаре и увеличение расхода изливающейся жидкости по сравнению с нагнетаемой.

Масса выбуренной породы дает информацию о характере проходимых пород и состоянии ствола скважины. Если бурят долотами одного диаметра, то зависимость массы выбуренной породы от проходки должна быть примерно линейной, так как плотность осадочных горных пород изменяется в незначительных пределах и в среднем принимается равной $2,4-2,5 \text{ г/см}^3$. Резкие отклонения от линейной зависимости могут свидетельствовать либо о прохождении сыпучих пород, либо о прохождении кавернозных, трещиноватых отложений. В первом случае увеличение массы выбуренной породы опережает рост проходки, во втором, наоборот, отстает.

Прямые методы исследования циркулирующего раствора с помощью станций и приборов (каротаж промывочной жидкости ЖК)

Если пласт обладает высокой проницаемостью, изолирован от циркулирующего раствора глинистой коркой и фильтратом, то он может себя при бурении проявлять заметным образом, поэтому требуются более тонкие методы геологического контроля, чем простое наблюдение.

Газокаротаж (ГзК) — эффективный метод обнаружения признаков нефти и газа, который осуществляется в процессе бурения скважины. Этот метод заключается в извлечении газа из бурового раствора и определении его компонентного состава с обязательной привязкой к глубине бурения. Результаты газометрии представляют в виде кривых изменения по разрезу суммарного содержания углеводных газов, содержания тяжелых углеводородов, а также хроматограмм. Детальный экспресс-анализ компонентного состава газа по стволу скважины позволяет прогнозировать появление продуктивного пласта по повышению концентрации газа в покрышках при приближении к нефтегазосодержащим объектам, а также к зонам АВПД. Практический газокаротаж осуществляется специальными автоматическими газокаротажными станциями (АГКС-65, АГКС-4АЦ), оборудованными термохимическими газоанализаторами и хроматографами.

Каротаж электрического сопротивления раствора, выходящего из скважины, дает важную дополнительную информацию о свойствах поступающей жидкости. При непрерывном замере электрического сопротивления промывочной жидкости можно достаточно точно определить период прохождения долотом водоносного горизонта, сопровождающегося резким изменением минерализации бурового раствора, а следовательно, изменением его электрического сопротивления.

Термометрия бурового раствора заключается в непрерывной регистрации температуры выходящей из скважины промывочной жидкости. В общем случае по мере углубления скважины температура поступающей промывочной жидкости на поверхности растет. Однако относительное повышение температуры может быть различным в зависимости от того, вскрываются долотом проницаемые или непроницаемые породы. При вскрытии пластов-коллекторов породное пространство в призабойной зоне промывается промывочной жидкостью, имею-

щей более низкую температуру по сравнению с температурой горных пород. Поэтому в этих случаях циркулирующая жидкость нагревается в меньшей степени, чем при вскрытии непроницаемых пород, так как она контактирует со стенками скважины, предварительно охлажденными.

По результатам исследования физико-химических свойств промывочной жидкости можно установить тип насыщающих пласт жидкостей, с которыми буровой раствор находится в контакте при циркуляции в скважине.

Изменение свойств промывочной жидкости легко обнаруживается с использованием стандартных методов контроля за параметрами раствора, применяемых во время бурения по данным замера плотности, водоотдачи, вязкости, статического напряжения сдвига и других показателей поступающей жидкости.

Кроме того, полученный фильтрат промывочной жидкости подвергают химическому анализу для определения количества анионов Cl , SO_4 , катионов Na , K , Ca , Mg ; карбонатности Na_2CO_3 , NaHCO_3 ; концентрации водородных ионов pH.

Люминесцентно-битуминологический анализ проб бурового раствора и шлама позволяет выявить наличие битумов в шламе и растворе. В основе такого анализа лежит способность битумов светиться, т. е. люминесцировать в ультрафиолетовом свете. В качестве источника ультрафиолетового света обычно служит кварцево-ртутная горелка с темным фильтром. При наличии в пробе легкой нефти наблюдается фиолетовое, синее или голубое свечение, в случае тяжелой нефти свечение становится оранжевым, коричневым, красным.

Анализ шлама с помощью микроскопа позволяет определить наличие и приближенное значение пористости, гранулометрический состав зерен и их процентное содержание по фракциям, литологический состав образцов и, кроме того, карбонатность образцов шлама при реакции его с 10%-ным раствором соляной кислоты.

Регистрация естественной радиоактивности шлама позволяет уточнить литологию проходимых интервалов.

Косвенные методы исследования в процессе бурения

О появлении коллекторов в разрезе скважины при бурении можно судить по изменению показателей вскрытия пластов, а именно по данным изменения проходки (механический каротаж), а также по изменению давления на стояке манифольда (каротаж по давлению).

Эти методы исследования относятся к косвенным методам, поскольку с их помощью не прямо определяется тип коллектора путем исследования образцов пород, а через свойства пород пласта, различным образом реагирующих на воздействие бурильного инструмента и промывочной жидкости.

Механический каротаж (МхК). В тех случаях, когда бурят с использованием стабильной компоновки бурильного и породоразрушающего инструмента и примерно при одинаковых технологических режимах бурения, можно по изменениям механической скорости судить о твердости и буримости горных пород и отбивать их границы, при этом монолитные непроницаемые породы большой прочности и твердости разбуриваются труднее, с меньшей скоростью, чем породы пористые. Во многих случаях и «мягкие» плотные непроницаемые пласты (например, глины) разбуриваются с меньшей скоростью, чем хотя и более твердые, но пористые породы. Поэтому для каждого района, где ведутся нефтеразведочные работы, необходимо по данным пробуренных скважин установить количественные соотношения между скоростью бурения и типом разбуриваемых пород с тем, чтобы затем эти характеристики использовать при бурении новых скважин.

Каротаж по давлению основан на регистрации давления на стояке манифольда в функции глубины скважины с последующим выделением дифференциального давления, действующего под долотом. В общем случае дифференциальное давление принимает максимальные значения при разбуривании непроницаемых пород и снижается при вскрытии коллекторов за счет разрядки зоны повышенного давления в поддолотном пространстве.

Бурение с отбором керна

После обнаружения признаков наличия пласта-коллектора сплошное бурение скважины прекращают и дальнейшее вскрытие пласта производят колонковым долотом. По данным анализа отобранного керна определяют все физико-механические свойства горной породы, ее геологическое строение, стратиграфическую принадлежность, насыщенность флюидами, пористость и проницаемость.

Еще один вид исследований — отбор керна боковым грунтоносом, спускаемым на каротажном кабеле. Керна в этом случае отбирается после проведения геофизических исследований и приурочивается к любым горизонтам, представляющим интерес для геологической службы.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Геофизические методы исследования скважин основаны на замерах физических характеристик пород в разрезе скважины с помощью аппаратуры, спускаемой в скважину на каротажном кабеле. В зависимости от физических свойств пород, изучаемых при каротаже, различают электрический, магнитный, радиоактивный, акустический, термический и другие виды каротажа.

Электрический каротаж

Электрический каротаж имеет две модификации: в одной замеряется естественный потенциал электрического поля (ПС), в другой — кажущееся электрическое сопротивление (проводимость). Удельное сопротивление горных пород наиболее тесно связано с их литологической характеристикой, характером насыщения (вода, нефть, газ), пористостью, проницаемостью. Поэтому метод замера удельного сопротивления горных пород — основной метод исследования геологического разреза скважин. Основными разновидностями каротажа сопротивлений являются: каротаж обычными зондами (КС); боковой каротаж (БК), микрокаротаж — микрозондирование (МК) и микробоковой каротаж (МБК); индукционный каротаж (ИК); диэлектрический каротаж (ДК).

Метод самопроизвольной поляризации (ПС) — замер естественных потенциалов электрического поля пластов, слагающих разрез скважины. Причина возникновения электрического поля в скважинах — процессы диффузии и ионного обмена на границах двух сред, содержащих растворы электролитов различной концентрации. Величина диффузионно-адсорбционного потенциала существенно зависит от литологии горных пород: пески, песчаники и карбонатные породы, не содержащие глинистого материала, не влияют на образование диффузионного потенциала; глинистые породы резко изменяют величину и знак диффузионного потенциала. Эти особенности возникновения электрических полей в различных породах отражаются в фиксируемых кривых ПС; они служат основой для расчленения разреза, выделения пористых, проницаемых интервалов, оценки глинистости пород и минерализации пластовых вод.

Каротаж обычными зондами (КС) производится четырехэлектродной АМNB-каротажной установкой (рис. IV.2). Три электрода спускаются в скважину; а четвертый электрод устанавливается на поверхности. Через токовые электроды А и В пропускают ток I , создающий электрическое поле в породе, и с помощью электродов М и N замеряют разность потенциалов ΔU между двумя точками возбужденного электрического поля.

Удельное сопротивление определяется по формуле

$$\rho_n = k \Delta U / I, \quad (IV.1)$$

где k — коэффициент зонда — постоянный множитель, зависящий от расстояний АМ, АN и взаимного расположения электродов; $\Delta U / I$ — сопротивление части среды, заключенной между двумя эквипотенциальными поверхностями, проходящими через точки М и N,

$$k = 4\pi AMAN / MN. \quad (IV.2)$$

Рассчитанный по формуле (IV.1) результат является не истинным, а кажущимся удельным сопротивлением пластовой среды (КС или ρ_k), так как пласт представляет собой неоднородную среду с различными удельными сопротивлениями. Помимо этого на замеренные величины оказывает влияние глинистый раствор, имеющий электрическое сопротивление, отличающееся от сопротивления пласта.

При взаимной замене токовых и измерительных электродов (A вместо M и B вместо N) величина ΔU выразится тем же уравнением (IV.1). Такая замена,

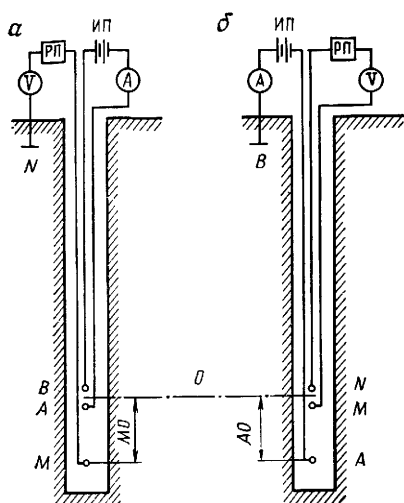


Рис. IV.2. Схема измерения кажущегося удельного сопротивления:

a — градиент-зонд двухполюсный; b — градиент-зонд однополюсный; ИП — источник питания; РП — регистрирующий прибор; V — вольтметр; A — амперметр

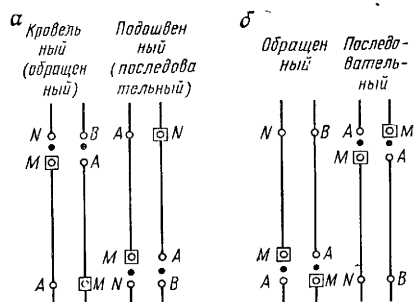


Рис. IV.3. Принципиальные схемы обычных зондов:

a — градиент-зонд; b — потенциал зонд

при которой не меняется результат замера, называется принципом взаимности.

Применяют зонды двух типов: градиент-зонды, у которых расстояние между электродами M и N мало по сравнению с расстоянием AM ; потенциал-зонды, расстояние AM у которых мало по сравнению с расстоянием между парными электродами MN .

Градиент-зонд со сближенными парными электродами внизу называется подшовным. Градиент-зонд со сближенными парными электродами сверху называется кровельным.

На рис. IV.3 приведены принципиальные схемы обычных зондов. Длина градиент-зонда — расстояние от непарного электрода до середины между парными (сближенными). Длина потенциал-зонда — расстояние от непарного электрода до среднего. Отношение расстояния от удаленного электрода до сближенных устанавливают в пределах $0,1 \div 10$.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ). Поскольку пласты-коллекторы, за редким исключением, являются неоднородными, пласт в большинстве случаев подвержен загрязнению промывочной жидкостью и ее фильтратом, диаметр скважины имеет непостоянный размер, а сама скважина далеко не всегда пересекает продуктивные отложения перпендикулярно к плоскости их напластования, то все эти факторы отражаются на замере величины КС и ПС, и поэтому непосредственно по этим кривым во многих случаях трудно выделить пласты различного удельного сопротивления и определить их границы.

Учитывая, что глубина исследования электрическим каротажом растет с увеличением размера зонда, то, применяя зонды различной длины (0,44, 0,55, 1,05, 2,25, 4,25, 8 м), можно оценить глубину проникновения фильтра промывоч-

ной жидкости, степень замещения ею пластового флюида — искажающее его влияние при регистрации удельного сопротивления породы. Таким образом, регистрируя кривые КС несколькими зондами различной длины (производя бо-

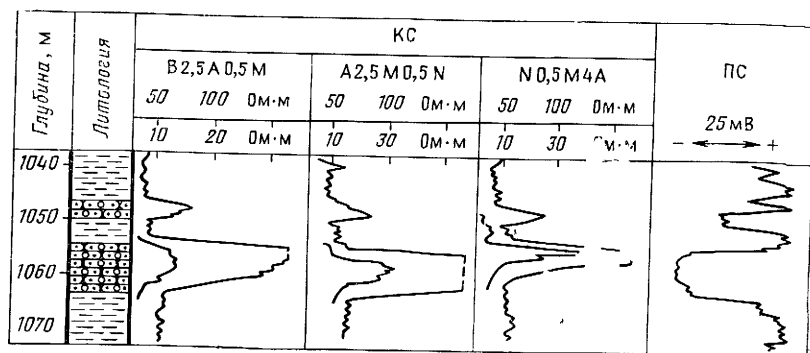


Рис. IV.4. Кривые КС, полученные при замере сопротивления различными зондами

ковое каротажное зондирование БКЗ), можно более подробно изучить состояние призабойной зоны пласта и определить ρ_p .

Для примера на рис. IV.4 приведены кривые КС, полученные при исследовании пласта высокого сопротивления, где нефтенасыщенность понижается к подошве вследствие увеличения содержания воды в нижней части пласта. Как видно, наиболее четко фиксируется изменение нефтенасыщенности зондом B2,5 A 0,5 M [6].

Боковой каротаж (БК). Сопротивление методом бокового каротажа измеряется в условиях максимального снижения влияния скважины и вмещающих пород. Этот метод имеет преимущество по сравнению с обычным методом КС при изучении пластов малой мощности, имеющих высокое сопротивление при высокой минерализации промысловой жидкости. При неглубоком проникновении фильтра минерализованного раствора возможно определение положения водонефтяного контакта.

Более высокое качество замеров при боковом каротаже достигается благодаря фокусировке тока. На практике применяются трехэлектродные и многоэлектродные (семь, девять и более) зонды.

Трехэлектродный зонд бокового каротажа (БК-3) состоит из трех электродов (рис. IV.5): центрального A_0 и экранирующих A_1 и A_2 , потенциалы которых поддерживаются одинаковыми. Кажущееся сопротивление определяется по формуле (IV.1).

При исследовании уплотненных пород и коллекторов сложного строения, залегающих на небольших глубинах, боковой трехэлектродный каротаж обладает наибольшей способностью дифференцировать изучаемый разрез по сопротивлениям прослоев, так как на кривых БК-3 уверенно выделяются прослои мощностью до 25–30 см. Возрастает роль

Рис. IV.5. Распределение токовых линий трехэлектродного зонда бокового каротажа в однородной среде

БК-3 и при проведении исследований на больших глубинах, где эффективность БКЗ резко снижается. Данные бокового каротажа должны комплексироваться с результатами других методов геофизических исследований: например, при

изучении гранулярных коллекторов — с данными ИК и градиент-зондов. Целесообразно применять БК-3 с микробоковым каротажем. На рис. IV.6 приведен пример записи кривых БК-3, ПС, КС и КВ при исследовании нефтеносных пропластков.

Семизлектродный (БК-7) и девятиэлектродный (ПБК) зонды отличаются тем, что имеют четыре дополнительных измерительных электрода, кроме центрального и экранирующих электродов. В девятиэлектродном зонде, кроме того, находятся еще два обратных токовых электрода. Эти зонды применяют для бо-

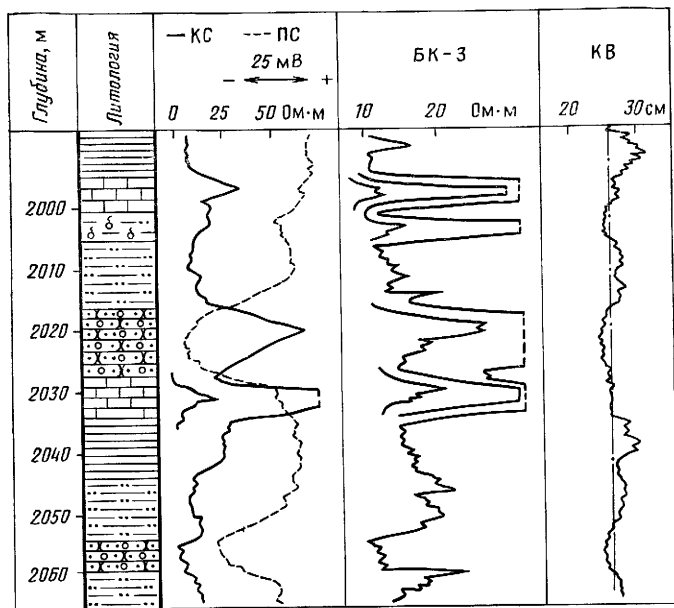


Рис. IV.6. Кривые сопротивления, полученные зондами обычным и БК-3, а также каверномером

лее детального изучения зоны пласта, примыкающей непосредственно к скважине.

Микрокаротаж (МК) применяется для измерения сопротивления прилегающей к скважине промытой части пласта. Микрозонд прижимается к стенке скважины, в результате чего снижается влияние промывочной жидкости на измеряемую величину сопротивления пород. МК осуществляется с помощью микрозондов четырехэлектродных установок очень малого размера, которые представляют собой обычные градиент- и потенциал-зонды (АО, 025М, 0,025N и АО, 05М∞N), обеспечивают регистрацию двух кривых сопротивления с различными радиусами исследования (один — до 4 мм, второй — до 10—12 мм), что позволяет выявить влияние глинистой корки и глубины проникновения фильтрата на показания r_p , детально расчленив разрез вдоль ствола скважины, определить мощность пласта.

Боковой микрокаротаж (МБК) осуществляется с помощью микрозондов с фокусировкой тока основного токового электрода. Боковые зонды, имеющие двух-, трех- и четырехэлектродную модификации, обеспечивают распространение тока по пласту пучком, уменьшая влияние глинистой корки на показания сопротивления породы, причем соответственно в четырех-, двух- и трехэлектродных микрозондах можно пренебречь влиянием глинистой корки до 8, 10 и 20 мм.

При замере кажущихся сопротивлений проницаемых пластов, имеющих глинистую корку, показания потенциал-микрозонда на диаграммах отмечаются повышенными значениями по сравнению с показаниями градиент-микрозонда при условии, что минерализация пластовых вод выше минерализации фильтрата, бурового раствора (рис. IV.7). Такое расхождение показаний характерно для проницаемых песчано-алевролитовых пластов с глинистой коркой небольшой толщины и сопротивлением, в несколько раз меньшим сопротивлениям зон проникновения.

Поскольку глубина исследования микрозондами невелика и зона исследования не превосходит зоны проникновения фильтрата, то для оценки характеристик удаленной части пласта микрокаротаж необходимо использовать в комплексе с другими методами исследования.

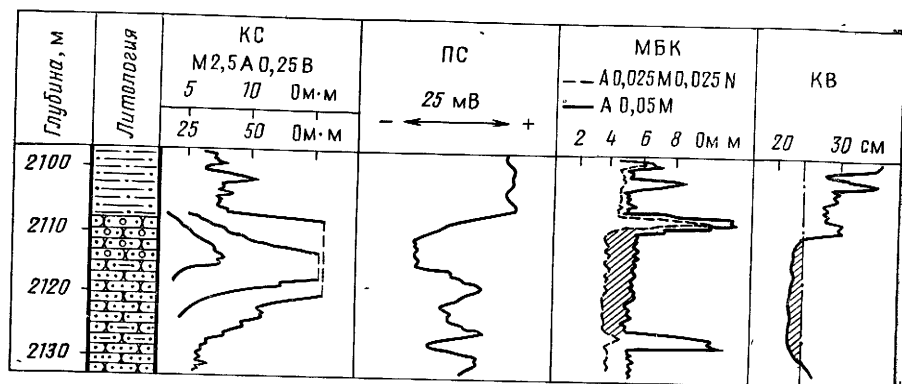


Рис. IV.7. Кривые микрокаротажа в комплексе с кривыми КС, ПС и КВ

Индукционный каротаж (ИК) позволяет определять проводимость горных пород или величины, обратной ей, — удельное сопротивление — при помощи наведенных токов без непосредственного контакта электродов со скважинным раствором или породой. ИК применим в скважинах, заполненных как обычной промывочной жидкостью, так и непроводящей жидкостью на нефтяной основе.

При индукционном каротаже создается переменное магнитное поле, наводящее в окружающей среде вихревые токи, которые создают вторичное поле, фиксируемое измерительной катушкой. Э. д. с., наведенная вторичным полем в измерительной катушке, пропорциональна проводимости горных пород.

Положительные результаты получают при исследовании индукционным каротажом разрезов в следующих случаях: при породах низкого и среднего сопротивления; при повышенном проникновении фильтрата промывочной жидкостью в пласт; при использовании промывочной жидкости, имеющей сопротивление, в 5—10 раз превышающее сопротивление пластовых вод.

При исследовании пород сопротивлением, превышающим 50 Ом·м, применение метода ИК малоэффективно.

Диэлектрический каротаж (ДК) основан на измерении характеристик высокочастотного магнитного поля. Основное назначение ДК — оценка характера насыщения коллекторов со средним и высоким удельными сопротивлениями, детальное расчленение разреза скважины, определение тонких прослоев глин в песчаных коллекторах. ДК может применяться в скважинах, заполненных непроводящими растворами.

Замеры геометрических параметров ствола скважины

Кавернометрия и профилометрия (ДС) предназначены для замера изменения диаметра скважины по всему ее стволу.

В глинистых пластах диаметр скважины обычно увеличивается. Против плотных известняков и доломитов, а также других плотных и твердых пород ствол скважины бывает, как правило, близким к номинальному диаметру скважины. В проницаемых пластах в результате проникновения промывочной жидкости в пласт и образования глинистой корки диаметр скважины уменьшается.

Профилеграммы дают информацию об изменении формы и размера поперечного сечения скважины. На кавернограмме фиксируется средний диаметр скважины. Кавернограммы и профилеграммы используются для: подсчета объема затрубного пространства при расчете необходимого количества цемента для цементирования обсадной колонны; выявления наиболее благоприятного интервала установки башмака колонны, а при испытании — места установки пакера; контроля состояния ствола скважины при бурении; получения исходных данных о диаметре скважины для интерпретации материалов БКЗ и радиоактивного каротажа, особенно нейтронного; уточнения геологического разреза скважины — определения состава пород, построения литологической колонки, разделения разреза на проницаемые и непроницаемые породы.

Инклинометрия (Инкл) и *наклонометрия (Накл)* скважин применяются для определения профиля оси наклонно-направленной скважины — угла отклонения оси скважины от вертикали и угла отклонения ее по азимуту. Эти методы позволяют точнее установить фактические глубины залегания пластов и характер их вскрытия.

Радиоактивный каротаж

К радиоактивному каротажу относятся геофизические методы исследования разреза скважин, основанные на излучении естественных и искусственно вызванных радиоактивных процессов, происходящих в горных породах. В практике геофизических исследований скважин применяют следующие виды радиоактивного каротажа: ГК — гамма-каротаж, предназначенный для изучения естественного гамма-излучения горных пород; ГГК — гамма-гамма-каротаж, изучающий интенсивность гамма-излучения, рассеянного породами в процессе их облучения источником гамма-квантов; НК — нейтронный каротаж, изучающий процесс взаимодействия потока нейтронов с ядрами элементов горных пород.

Гамма-каротаж применяется для изучения литологии пластов, выделения глинистых пород в разрезе и корреляции разрезов скважин

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряется индикатором гамма-излучения, находящимся в глубинном приборе.

Горные породы отличаются гамма-активностью: глубокоководные битуминозные глины, ариллиты и глинистые сланцы, калийные соли являются породами высокой радиоактивности; неглубоководные и континентальные глины, глинистые песчаники, мергели, глинистые известняки и доломиты — породами средней радиоактивности; ангидриты, гипсы, пески, песчаники, известняки, доломиты — породами низкой радиоактивности.

Показания гамма-каротажа приблизительно пропорциональны гамма-активности пород. Однако при одинаковой активности породы с большей плотностью отмечаются на кривой ГК меньшими величинами из-за более интенсивного поглощения ими гамма-лучей.

На рис. IV.8 приведена характерная кривая ГК для участка разреза скважины, в составе которого имеются глинистый водоносный и нефтеносный песчаные пласты.

Гамма-гамма-каротаж позволяет определить изменение рассеянного гамма-излучения с глубиной скважины. Радиус исследования пласта при ГГК составляет не более 10 см, так как при гамма-излучении происходит сильное поглощение. Поэтому при ГГК исследуется близлежащая к скважине область пласта, насыщенная фильтратом бурового раствора, которая может иметь остаточную нефтенасыщенность. Минерализация бурового раствора и пластовой воды мало сказывается на показаниях ГГК.

Плотность горных пород и интенсивность рассеянного гамма-излучения находятся в обратной зависимости: чем больше плотность, тем больше рассеянная и тем меньше регистрируется гамма-излучение. Минимальные значения кривой ГГК соответствуют плотным породам: ангидридам, доломитам и из-

вестнякам; максимальные — наименее плотным породам: гипсам, глинам, каменной соли, песчаникам доломитам.

Пример кривой ГГК приведен на рис. IV.8.

Нейтронным каротажем измеряется интенсивность вторичного гамма-излучения, возникающего при захвате нейтронов ядрами элементов, составляющих горную породу. Так как интенсивность процесса замедления и последующего поглощения нейтронов определяется специфическими свойствами ядер элементов, составляющих исследуемую среду, нейтронный метод позволяет дифференцировать горные породы по содержанию в них элементов с резко отличными свойствами (по содержанию водорода, хлора, бора и других элементов).

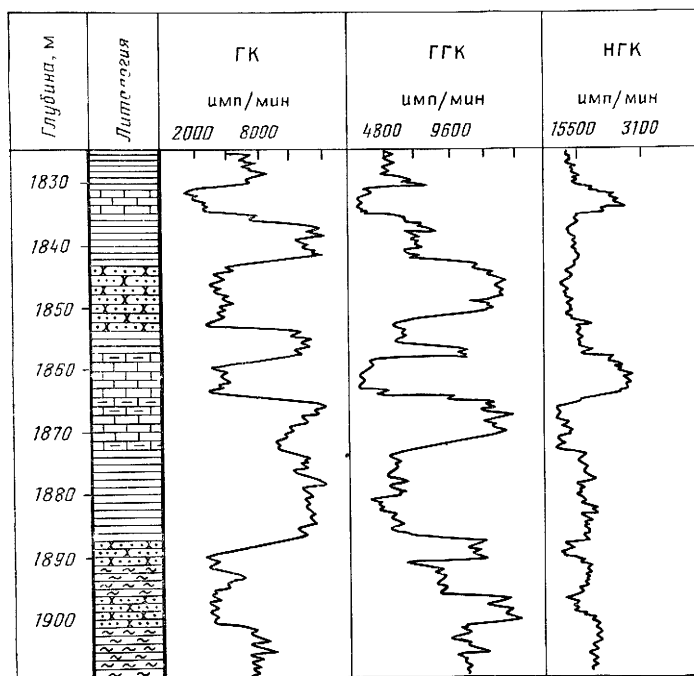


Рис. IV.8. Кривые радиоактивного каротажа

Нейтроны, возникающие в результате ядерных превращений, обладают значительной энергией и большой скоростью (до 10^7 м/с); такие нейтроны называются быстрыми. Нейтроны взаимодействуют с ядрами в виде: упругого рассеяния, когда при столкновении с ядром нейтрон отклоняется от первоначального положения; неупругого рассеяния, когда происходит значительное снижение скорости нейтронов вследствие того, что часть энергии нейтрона тратится на возбуждение ядер, захвата нейтрона ядром.

В результате неупругого рассеяния нейтронов, излучаемых источником, происходит замедление скорости нейтронов. Такие нейтроны называются тепловыми. Вероятность захвата тепловых нейтронов тем выше, чем меньше их скорость; она наиболее велика для медленных надтепловых нейтронов. Захват медленного нейтрона сопровождается испусканием гамма-квантов, в результате чего происходит вторичное излучение.

Плотность нейтронов зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, которые связаны с водосодержанием. Поэтому с увеличением водосодержания убывает плотность нейтронов с удалением от источника.

Исследования пород в разрезе скважины ведутся при помощи прибора, содержащего источник и индикатор нейтронов.

Нейтронный каротаж применяют для расчленения пород в разрезе скважины по водонесодержанию, выделения коллекторов и определения их пористости.

Различают несколько модификаций нейтронного каротажа: нейтронный гамма-каротаж (НГК), заключающийся в измерении вторичных гамма-излучений, возникающих при захвате нейтронов ядрами элементов пород; нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НК-Т) и нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (НК-Н), заключающиеся в измерении плотности тепловых и надтепловых нейтронов. Кроме того, применяются импульсные нейтронные методы исследования скважин, которые в зависимости от того, через какие элементарные частицы изучаются импульсные нейтронные поля, делятся на импульсный нейтрон-нейтрон-каротаж (ИННК), изучающий интенсивность вторичного гамма-излучения от времени, и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК), изучающий закономерности взаимодействия нейтронов с веществом в заданный момент времени.

При нейтронном гамма-каротаже (НГК) породы с высоким водосодержанием отмечаются на диаграммах НГК низкими показаниями. В малопористых породах с низким водосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора возрастает, что приводит к увеличению показаний НГК. Так как показания НГК против водоносной части пласта завышены по сравнению с показаниями против нефтеносной части пласта, то эту особенность кривой НГК используют для установления водонефтяного контакта в однородных песчаных пластах, имеющих постоянный литологический состав и пористость, а также содержащих высокоминерализованную пластовую воду.

В зависимости от водосодержания горные породы делятся на две группы: первая — глины, гипсы, пористые и проницаемые песчаники и карбонатные породы, отличающиеся большим водосодержанием, отражаются на диаграммах НГК низкими показаниями; вторая — плотные известняки и доломиты, цементированные песчаники и алевролиты, а также ангидриты и каменная соль, отличающиеся малым водосодержанием, отражаются на диаграммах НГК высокими показаниями.

Показания НГК против песков, песчаников, пористых карбонатов зависят от их глинистости и содержания в них водорода, т. е. от насыщенности водой или нефтью.

При нейтронном каротаже по тепловым и надтепловым нейтронам (НК-Т и НК-Н) изучается плотность тепловых и надтепловых нейтронов вдоль ствола скважины. На диаграммах НК-Т водосодержащие пласты выделяются низкими значениями, малопористые пласты — более высокими показаниями. Показания НК-Т весьма чувствительны к содержанию хлора, минерализации промышленной жидкости и пластовой воды.

Показания каротажа по надтепловым нейтронам не зависят от содержания хлора и определяются главным образом характером водонасыщенности, поэтому показания НК-Н более тесно связаны с содержанием водорода в породе по сравнению с показаниями НК-Т и НК-Т.

Импульсный нейтронный каротаж связан с изучением нестационарных нейтронных полей и гамма-полей, создаваемых генератором нейтронов, который облучает породы импульсными нейтронами. После облучения пород через время задержки включаются аппаратура и фиксируется плотность нейтронов и продуктов взаимодействия.

При импульсном нейтрон-нейтрон-каротаже (ИННК) записывается диаграмма плотности тепловых нейтронов при фиксированных задержках времени и неизменном расстоянии между мишенью и индикатором, а при импульсном нейтронном гамма-каротаже (ИНГК) регистрируется изменение по разрезу скважины интенсивности гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов при тех же условиях, что и при ИННК.

Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата пропорциональна плотности нейтронов. Но поскольку поле радиационного гамма-излучения равномернее распределено по сравнению с полем тепловых нейтронов, так как длины пробега и скорости диффузии гамма-квантов выше тепловых нейтронов, то показания ИНГК отражают процесс полнее, чем ИННК.

Импульсный нейтронный каротаж эффективен при работе в обсаженных скважинах, он позволяет определить ВНК и ГНК, выделить нефтенасыщенные интервалы, не отдающие нефть, проследить продвижение фронта воды.

В комплексе с другими методами исследования, где выявляется литология породы и определяются пористость и минерализация пластовых вод, с помощью ИНК возможна качественная оценка нефте- и водонасыщенности пластов. Методы ИНК информативны при работе в районах с высокой минерализацией пластовых вод (>100 г/л).

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на изучении ядерной намагниченности горных пород в разрезе скважины. Особенность ЯМК состоит в том, что по его данным в разрезе скважины выделяются только коллекторы независимо от их литологии. ЯМК эффективен при изучении тонкослоистых пластов благодаря высокой расчленяющей способности.

Акустический каротаж

Акустический каротаж (АК) связан с изучением характера распространения звуковых волн в горных породах.

С помощью акустического каротажа определяются коллекторские свойства пород (пористость), зоны трещиноватости и кавернзности в карбонатном разрезе, литология разреза, качество цементирования.

При акустическом каротаже применяют двух- и трехэлементные зонды.

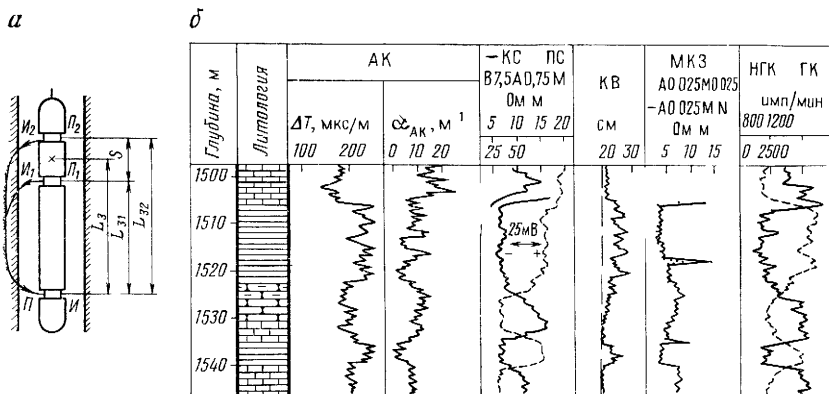


Рис. IV.9. Акустический каротаж:

а — схема каротажного зонда, **б** — пример записи каротажных диаграмм в комплексе с другими видами каротажа при изучении глинистых пород

Двухэлементный зонд состоит из излучателя и приемника, расположенного на некотором расстоянии от излучателя, а **трехэлементный зонд** — из возбуждающего упругие импульсы излучателя И и двух приемников П₁ и П₂ (или двух излучателей И₁, И₂ и одного приемника П), находящихся на некотором расстоянии от излучателя (или приемника) (рис. IV.9).

Расстояние между приемниками в трехэлементном зонде является базой S; в двухэлементном зонде база S соответствует L₃.

Акустический каротаж по скорости. После возникновения импульса упругих колебаний от излучателя распространяется продольная волна, которая через породу приходит к приемнику.

При акустическом каротаже по скорости фиксируется время пробега, а также время пробега, отнесенное к единице длины.

Скорость распространения упругой волны

$$v = S/(t_2 - t_1),$$

$$(IV.3)$$

где t_2, t_1 — время пробега волны от излучателя соответственно до первого и второго приемников.

Время пробега волны на единицу длины в трехэлементном зонде

$$\Delta T = 1/v = (t_2 - t_1)/S. \quad (IV.4)$$

В табл. IV.1 приведены значения скорости и времени пробега упругих волн для различных пород и жидкостей, которые могут служить ориентиром при интерпретации фактических каротажных диаграмм.

Таблица IV.1

Характеристика упругих волн

Горная порода или вещество	Скорость v , м/с	Время пробега ΔT , мкс/м	Коэффициент затухания α , м ⁻¹
Глина	1200—2500	800—400	0,1—10
Мергель	2000—3500	500—300	0,07—2
Песок	800—1800	1250—500	—
Песчаник несцементированный	1500—2500	660—400	0,1—10
Песчаник плотный	3000—6000	330—170	0,07—2
Известняк, доломит	5000—7500	200—130	0,07—2
Ангидрит, гипс	4500—6500	220—150	0,1—5
Каменная соль	4500—5500	220—180	0,1—5
Кристаллические породы	4500—6500	220—150	0,07—2
Вода, глинистый раствор	1500—1700	660—600	—
Лед	3100—1400	770—710	—
Воздух	300—350	330—280	—
Метан	430	2100	—
Сталь	5400	185	—

Скорость распространения упругих колебаний в воде зависит от минерализации, температуры и давления: с увеличением минерализации от 0 до 200 г/л скорость возрастает с 1475 до 1700 м/с; с повышением давления скорость увеличивается, скорость распространения волн в нефтегазоносных и водоносных пластах практически не отличается и принимается равной 1600 м/с.

Акустический каротаж по затуханию. Колебания волн при прохождении через горную породу затухают. Затухание упругих колебаний связано с неоднородностью пород, имеющих различные упругие свойства, в результате чего происходят рассеяние и дифракция волн на границах сред с различными скоростями распространения колебаний. На величину затухания упругих колебаний существенное влияние оказывают глинистость, трещиноватость и кавернозность пород, а также характер их насыщения.

Степень ослабления продольной волны α_k (в м⁻¹) определяется соотношением амплитуд колебаний волн, распространяющихся от ближнего A_1 и дальнего A_2 излучателей, регистрируемых приемниками.

Коэффициент поглощения в интервале ультразвуковых частот для различных пород изменяется в пределах от 0,05 до 2,5 м⁻¹.

Поглощающие свойства пород более определенно характеризуют их литологию, чем скорость распространения упругих волн.

Наибольшее затухание претерпевают упругие волны, распространяемые в трещиноватых и кавернозных породах. В связи с этим акустический каротаж более эффективен при изучении карбонатных пород (см. рис. IV.9). В табл. IV.1 приведены значения коэффициентов затухания для различных пород.

Дополнительные скважинные исследования

Кроме перечисленных, в комплекс геофизических исследований входят еще температурные измерения и замеры электрического сопротивления по стволу скважины

Термометрия (Терм) осуществляется с помощью скважинных термометров, выполненных по мостовой измерительной схеме, в одном или двух плечах которого включены чувствительные элементы. Термометрические измерения само-

стоятельно или в комплексе с другими методами широко используются для определения температурного градиента, температуры по стволу скважины, интервалов поглощения промывочной жидкости, зон разгазирования в стволе скважины, интервалов нарушения герметичности обсадных труб, контроля температуры схватывания цемента в затрубном пространстве, профиля притока жидкости и газа в скважину и др.

Резистивиметрия (Рез) производится с помощью приборов, аналогичных установкам электрического каротажа с малым размером зонда. Замеры электрических сопротивлений промывочных жидкостей позволяют точнее интерпретировать результаты электрического и радиоактивного каротажа.

Резистивиметрия, кроме того, самостоятельно или в комплексе с другими исследованиями позволяет определить уровень жидкости в скважине, места поглощения и притока жидкости, нарушения герметичности обсадных колонн, раздела нефть — вода в стволе скважины и т. д.

Опробователи пластов

Опробователи пластов, спускаемые в скважину на каротажном кабеле, предназначены для прямой оценки характера насыщенности пласта, замера пластового давления и оценки фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Хотя при исследовании скважины с помощью опробователей пластов невозможно добиться глубокого дренирования пласта из-за ограниченного отбора из него жидкости (емкость пробоотборников не превышает 8000 см³), но оперативность и небольшая стоимость работ с ними вполне оправдывают их широкое внедрение. Они позволяют легко, без трудоемкого спуска испытательного оборудования на бурильных трубах осуществить вызов притока и отбор пробы с любого участка открытой части ствола скважины. Если пласт подвержен не слишком глубокому загрязнению, то в емкость опробователя поступает пластовая жидкость, если же пласт сильно загрязнен, то в опробователь поступает фильтрат с промывочной жидкостью. Но и в этом случае по данным компонентного состава газа, который, как правило, содержится в отобранной пробе, можно судить о характере насыщения опробованного интервала пласта.

С помощью геофизических методов и опробования пластов опробователем можно получить достаточно сведений для решения вопроса о целевом испытании объекта с неограниченным отбором жидкости в бурильные трубы и более глубокого и подробного изучения объекта.

Конструктивно применяемые опробователи пластов состоят из следующих блоков [2]: блока изоляции и отбора, содержащего герметизирующие и перфорационные устройства и обеспечивающие изоляцию участка отбора, создание дренажного канала, вызов притока и уравнивание давления после отбора пробы; блока баллона, состоящего из емкости и клапанов и обеспечивающего отбор пробы жидкости и газа из пласта в заданном режиме, сохранение в баллоне представительной пробы и герметизацию ее для подъема на поверхность; блока привода, обеспечивающего перемещение деталей и узлов прибора в процессе опробования с целью изоляции опробуемого участка, открытия и закрытия клапанов.

Ниже приведены технические характеристики опробователей пластов.

Шифр опробователя	ОПК-4-5	ОПК-7-10	ОПТ-7-10 ОПД-7-10	ОПН-5-7	ОПН-112
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	118—145	190—270	190—290	146—190	146—214
Минимальное давление срабатывания прибора, МПа	4	5	4	9	9
Максимальное допустимое давление, МПа	35	50	100	100	150
Максимальная рабочая температура прибора, °С	100	100	200	200	200
Объем баллона, см ³	3800	6300	8000	5000	5000
Наличие заряда для создания дренажа	Есть	Есть	Нет	Нет	—

Шифр опробователя . . .	ОПН-7-10	ОПН-140	ОПГ 4 9	ОПО-5-6
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	196—290	196—280	112—243	125—152
Минимальное давление срабатывания прибора, МПа	4	9	0,5	5
Максимальное допустимое давление, МПа	100	100	50	60
Максимальная рабочая температура прибора, °С	150	150	120	120
Объем баллона, см ³	8000	8000	6000	6000
Наличие заряда для создания дренажа	Есть	—	Нет	Есть

Опробователь пластов ОПК имеет две модификации ОПК-4-5, предназначенный для работы в скважинах диаметром 118—145 мм, и ОПК-7-10 — для скважин диаметром 190—270 мм (рис. IV.10).

Баллон для отбора пробы расположен в нижней части опробователя. После заполнения пластовой пробой баллон перекрывается с помощью клапана.

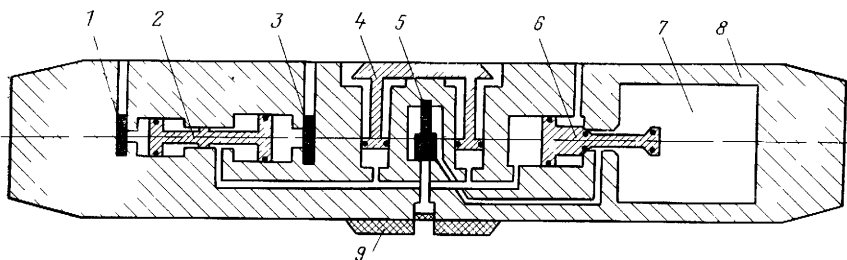


Рис. IV.10. Опробователь пластов ОПК:

1, 3 — пороховые заряды; 2 — силовой поршень, 4 — прижимная лапа, 5 — перфоратор с кумулятивным зарядом, 6 — возвратный поршень, 7 — баллон, 8 — корпус, 9 — башмак

В исходном положении рабочая жидкость заполняет сообщающиеся полости над силовым поршнем и над поршнем клапана. Давление через поршень клапана, играющего роль разделительного поршня, передается рабочей жидкостью. Таким образом, давление в замкнутом пространстве устанавливается близким к гидростатическому. Полость баллона и связанная с ней полость перфоратора заполнены в исходном положении воздухом под атмосферным давлением.

После спуска опробователя на заданную глубину подачей тока воспламеняют пороховой заряд в нижней камере силового поршня, в результате чего в камеру открывается доступ промывочной жидкости. Под действием гидростатического столба промывочной жидкости силовой поршень движется вверх, создавая избыточное давление в замкнутой системе, которое выдвигает лапу и прижимает ее к стенке скважины. Прибор с герметизирующим башмаком прижимается к противоположной стенке скважины.

Затем подают ток на электродетонатор и взрывают кумулятивный заряд, пробивающий герметизирующие прокладки камеры перфоратора и создающий дренажный канал в призабойной части пласта. Пластовая жидкость начинает поступать в баллон.

После заполнения баллона подают ток на пороховой заряд в верхней камере, в результате взрыва которого открывается доступ жидкости в верхнего цилиндра.

Под действием гидростатического давления силовой поршень перемещается вниз, емкость в замкнутой полости увеличивается, а давление в ней снижается. В результате лапа возвращается в исходное положение. В это же время клапан перемещается вверх, так как на неуравновешенный его поршень теперь воздействует большее давление, чем в исходном положении (связанное с действием гидростатического давления по большей площади поршня). Уплотнительная манжета клапана перекрывает доступ промывочной жидкости в баллон, герметизируя отобранную пробу, которая вместе с опробователем извлекается на поверхность.

Термостойкий опробователь ОПТ-7-10 рассчитан на работу в глубоких высокотемпературных скважинах. Он имеет существенное конструктивное отличие

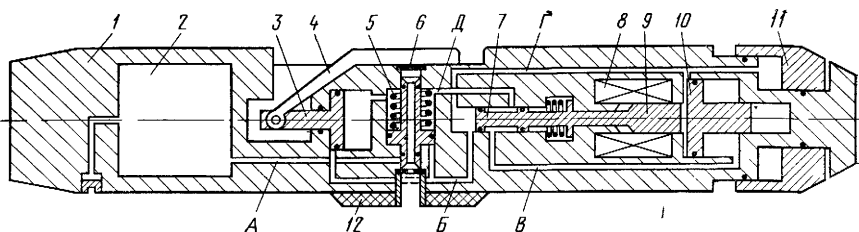


Рис. IV.11. Опробователь пластов ОПГ:

1 — корпус; 2 — баллон; 3 — поршень; 4 — лапа; 5 — пружина; 6 — клапан; 7 — золотниковый переключатель; 8 — электромагнит; 9 — сердечник; 10 — поршень-мультипликатор; 11 — компенсатор; 12 — башмак

от прибора ОПК-7-10. Его баллон для пластовой пробы расположен в верхней части опробователя. Прижимное устройство представляет собой лапу, приводимую в действие поршнем при создании в его верхней камере высокого давления (рис. IV.11).

В исходном положении канал А перекрыт клапаном, который исключает доступ жидкости в баллон во время спуска опробователя в скважину. Клапан удерживается в левом исходном положении под действием силовой пружины.

В нижней части опробователя расположен привод гидравлической системы, включающий электромагнит с сердечником и золотником и поршень-мультипликатор. Золотниковый переключатель обеспечивает соединение различных каналов гидравлической системы прибора. Гидравлическая система прибора включает следующие гидравлически связанные полости: I — полости камеры над поршнем и левой части камеры клапана, связанные каналом Б, который подходит к золотниковому переключателю; II — полость камеры под поршнем-мультипликатором через канал В подключена к золотниковому переключателю; III — полости камеры под поршнем и в правой части камеры клапана, сообщающиеся между собой и через канал Д имеющие подвод к золотниковому переключателю; IV — полости над поршнем-мультипликатором, под сердечником электромагнита и компенсатора, связанные каналом Г, который подходит также к золотниковому переключателю.

В исходном положении золотник удерживается пружиной в нижнем положении. При этом каналы Б и Г, а также каналы В и Д сообщены между собой. Жидкость в замкнутой системе I—IV находится под гидростатическим давлением, передаваемым промывочной жидкостью с помощью компенсатора давления. Поскольку шток поршня-мультипликатора входит в полость с атмосферным давлением, то в пространстве под поршнем-мультипликатором и во всей связанной с ним системе II—III устанавливается давление больше гидростатического.

После спуска опробователя на заданную глубину включают электромагнит, в результате чего его сердечник, перемещаясь вверх, изменяет позицию золотникового клапана; при этом соединяются каналы Б и В, а также Г и Д. Повышенное давление теперь воздействует на поршень по верхней его поверхно-

сти и перемещает поршень вниз. В результате выдвигается лапа и упирается в стенку скважины, прижимая башмак к противоположной стенке. В то же время клапан перемещается вправо, открывая доступ пластовой жидкости через канал А в баллон.

После заполнения емкости баллона пластовой жидкостью электромагнит выключают, под действием пружины сердечник опускается в нижнее положение, переводя золотник в исходное положение. Клапан перекрывает канал А, герметизируя отобранную пробу, а лапа убирается в исходное положение. Опробователь пластов извлекается на поверхность.

Опробователь пластов с дистанционными датчиками давления ОПД-7-10 имеет те же основные конструктивные элементы, что и опробователь ОПТ-7-10. Его отличие состоит в том, что он дополнительно снабжен дистанционным дат-

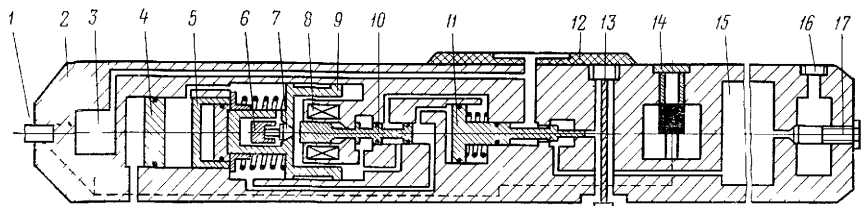


Рис. IV.12. Опробователь ОПО-5-6:

1 — кабель, 2 — корпус; 3 — индикатор; 4 — компенсатор; 5 — стакан воздушного объема; 6 — груз, 7 — обратный клапан, 8 — электромагнит; 9 — поршень демультипликатор; 10 — золотниковый переключатель; 11 — поршень клапана; 12 — башмак; 13 — отклонитель; 14 — кумулятивный заряд; 15 — баллон, 16 — пробка; 17 — кран

чиком давления, с помощью которого обеспечивается регистрация процесса заполнения баллона жидкостью

Регистрация давления во время опробования существенно расширяет возможности метода опробования пластов, так как создается возможность не только делать оценку нефтегазоводонасыщенности исследуемых пластов, но и определять начальное пластовое давление и проницаемость призабойной зоны пласта

Опробователи пластов для необсаженных скважин (ОПН), предназначенные для изучения неоднородных коллекторов, отличаются тем, что имеют более широкие технологические возможности. Они оснащены датчиками притока, имеют кумулятивный заряд для вскрытия загрязненной зоны пласта, их привод обеспечивает выполнение от четырех до восьми циклов работы прибора без подъема на поверхность.

Если по результатам опробования объекта не удастся заполнить емкость баллона такого опробователя из-за низкой активности пласта, что определяется по данным датчика давления, то можно, не извлекая прибор на поверхность, опробовать еще до восьми участков.

Опробователь пластов ОПН-5-7 предназначен для работы на глубинах до 6000 м в скважинах малого диаметра. К новым конструкциям опробователей ОПН относятся ОПН-112 и ОПН-140.

Опробователь пластов для обсаженных скважин ОПО-5-6 (рис IV.12) применяется при исследовании обсаженных скважин диаметром 125—152 мм. В нем прижимное устройство выполнено в виде гибкого отклонителя, изготовленного из стального троса, который удерживает опробователь при спуске у стенки колонны. Узлы башмака и перфоратора выполнены отдельно — установлены на некотором расстоянии друг от друга. Баллон для отбора пробы расположен нижней части опробователя, а электрогидравлический привод, выполненный аналогично приводам приборов ОПН, — в верхней его части.

После спуска прибора на глубине опробуемого пласта включают электромагнит, который с помощью сердечника изменяет позицию клапана золотникового переключателя. Рабочая жидкость под действием гидростатического давления, передаваемого через компенсатор, воздействует на поршень клапана

сверху. Поскольку давление жидкости в полости под поршнем устанавливается пониженным, так как эта полость сообщается с полостью пониженного давления поршня-демультипликатора, то поршень под действием перепада давления перемещается вниз, открывая клапан и сообщая полость баллона со стенкой обсадной колонны. Гидростатическим давлением опробователь прижимается к колонне с большим усилием, чем при действии только усилия отклонителя.

В этом положении кумулятивным зарядом простреливают колонну. После прострела выключают электромагнит, снимая высокую прижимающую нагрузку на опробователь и перекрывая приемный канал баллона, и приспускают прибор на 30—40 см, после чего вновь включают электромагнит, который открывает доступ жидкости из пласта через перфорационные отверстия в баллон. Во время притока жидкости в баллон индикатор давления фиксирует давление в баллоне.

После завершения опробования при подъеме опробователя самовозводящее устройство перезаряжает гидравлическую систему в исходное положение. Как только гидростатическое давление снижается, пружины перемещают стакан воздушного объема вниз, в результате чего поршень — компенсатор возвращается в исходное положение, а рабочая жидкость перетекает через обратный клапан из надпоршневого пространства в подпоршневое.

Таким образом гидравлическая система автоматически приводится в исходное положение, и опробователь без дополнительной подготовки может быть использован в последующих работах.

Интерпретация результатов опробования пластов

Основное назначение опробователей — получение данных о типе насыщения пласта, определение пластового давления и оценка фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

В комплексе с другими видами геофизических исследований опробователь пластов позволяет выявить участки пласта, насыщенные нефтью, газом, водой, определить положение ВНК, ГНК, и проницаемые участки разреза скважины.

При неполучении чистого образца пластовой пробы суждение о типе насыщения пласта делается по результатам анализа компонентного состава газа, находящегося в смеси отобранной жидкости (подробно способ интерпретации проб газа рассматривается в гл. XI).

Поскольку диаграммы давления, фиксируемые при отборе проб в замкнутую емкость, отличаются от диаграмм, получаемых при испытании скважин, то и методы интерпретации таких диаграмм существенно отличны.

На рис. IV.13 приведена типовая диаграмма давления, полученная при опробовании пласта. Нулевой линией диаграммы является давление в баллоне p_6 , которое равно атмосферному или несколько превышает его из-за разогрева воздуха в баллоне.

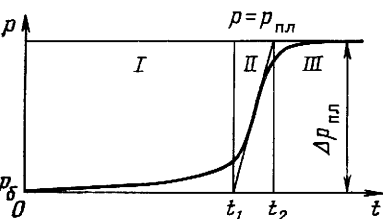


Рис. IV.13. Диаграмма давления

На диаграмме давления можно выделить три участка, характеризующих различные стадии процесса взаимодействия полости баллона с пластом: I — стадия заполнения баллона; II — стадия сжатия воздуха (газа); III — стадия восстановления давления.

Пластовое давление определяется по величине изменения давления в баллоне с учетом начального давления:

$$p_{пл} = \Delta p_{пл} + p_6, \quad (IV.5)$$

где $\Delta p_{пл}$ — изменение давления при опробовании,

$$p_6 = p_{ат} \left(1 + \frac{\Delta T}{273} \right), \quad (IV.6)$$

где $p_{ат}$ — атмосферное давление; ΔT — изменение температуры в баллоне после спуска его в скважину.

Интенсивность заполнения баллона пластовой жидкостью определяется проницаемыми свойствами пласта в призабойной части, а также зависит от того, содержится ли газ в составе пластовой жидкости — нефти, воды.

Поэтому формулы расчета проницаемости призабойной зоны k пласта будут отличаться и иметь соответственно вид [2]:

$$1) \text{ при отсутствии или незначительном содержании газа в пластовой жидкости}$$

$$k = \frac{V_0 \mu}{A t_1 p_{пл}} \left[\frac{p_1 - p_0}{p_1} + \frac{p_0}{p_{пл}} \ln \frac{(p_{пл} - p_0) p_1}{(p_{пл} - p_1) p_0} \right]; \quad (IV.7)$$

2) при наличии растворенного газа

$$k = \frac{V_0 \mu}{A t_1 (p_{пл} - p_{ат} \Gamma)} \left[\frac{p_1 - p_0}{p_1 + p_{ат} \Gamma} + \frac{p_0 + p_{ат} \Gamma}{p_{пл} + p_{ат} \Gamma} \ln \frac{(p_{пл} - p_0)(p_1 + p_{ат} \Gamma)}{(p_{пл} - p_1)(p_{пл} - p_{ат} \Gamma)} \right] \quad (IV.8)$$

3) при однофазном притоке газа

$$k = \frac{V_0 \mu}{A t_1 p_{пл}} \ln \frac{(p_{пл} + p_1)(p_{пл} - p_0)}{(p_{пл} - p_1)(p_{пл} + p_0)}, \quad (IV.9)$$

где μ — вязкость; Γ — газовый фактор; p_1 , t_1 — соответственно давление и время, снимаемые с участка диаграммы давления, когда баллон заполняется жидкостью; p_0 — начальное давление, учитывающее попавший в баллон раствор,

$$p_0 = p_6 \frac{V_6 + V_r}{V_6 - V_p}; \quad (IV.10)$$

где V_6 , V_r , V_p — соответственно объемы баллона и поступивших газа и глинистого раствора;

$$V_0 = V_6 - V_r; \quad (IV.11)$$

A — коэффициент, характеризующий геометрию притока,

$$A = 4r_{ст} \left(1 + 0,7 \frac{r_{ст}}{R} \right) \left(1 - \frac{r_{ст}}{h} \right), \quad (IV.12)$$

где $r_{ст}$ — радиус отверстия стока; h — мощность пласта; R — радиус скважины.

Полученные данные позволяют судить о типе насыщения пласта, его пластовом давлении и коллекторских свойствах пласта, которые обуславливают ожидаемые продуктивные характеристики пласта.

ВЫБОР КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Типовые комплексы промысловых исследований необсаженных скважин устанавливаются в зависимости от разновидности геологических разрезов, сложности их строения и степени изученности, характера применяемой в процессе бурения промысловой жидкости. Эффективность комплексных исследований достигается при соблюдении оптимальных условий применения каждого метода.

Геологический контроль осуществляется при вскрытии пластов слабой изученности.

Геофизические исследования в перспективных интервалах проводятся в минимальный срок — не позднее 5 дней после обнаружения пласта. Интервалы промежуточных геофизических замеров не должны превышать 200 м.

При обнаружении признаков коллекторов и нефтегазонасыщенных интервалов при геологическом контроле и по данным интерпретации геофизических исследо-

Типовые комплексы геолого-геофизических и гидродинамических исследований

Методы исследования скважин	Вид исследований	Типовые комплексы								
		для всего разреза (масштаб глубин 1 500), коллектор любого типа	в перспективных интервалах (масштаб глубин 1 200)							
			Коллекторы порового типа с пористостью больше 10%, в том числе глинистые			Коллекторы с пористостью меньше 10% и сложным строением				
			Промывочная жидкость							
Пресная	Соленая	Непроводящая	Пресная	Соленая	Непроводящая	Пресная	Соленая	Непроводящая		
Геологический контроль	ГзК, ЖК, МхК, ФК Шлам	о/д о/д о/д	о/д о/д о/д	— о/д —	о/д о/д о/д	о/д о/д о/д	— о/д —	о о о	о о о	— о —
Геофизические методы (ГМ) определения свойств пород	ПС	о	о*	—	о	о*	—	о	о	—
	КС	о	—	—	о	д*	—	о	д*	—
	БКЗ	—	—	—	о	о/д**	—	о	д**	—
	БК	д	о	—	д	о	—	о	о	—
	МЗ	—	—	—	о	д	—	о	д	—
	МБК	—	—	—	о	о	—	о	о	—
	ИК	д	—	о	о	д	о	д	—	о
	ДК	о	о	о	—	д	д	—	—	—
	ГК	о	о	о	о	о	о	о	о	о
	ГГК	—	—	—	д	д	д	д	д	д
НК	о	о	о	о	о	о	о	о	о	
ИННК	—	—	—	д	д	д	д	д	д	
ЯМК	—	—	—	д	д	д	д	д	д	

	АК	о	о	о	о	о	о	о	о	о
ГМ определения параметров промывочной жидкости в скважине	Терм Рез	о/д —	о/д —	о/д —	о/д о	о/д о	о/д —	о о	о о	о —
Замеры геометрических параметров скважины	ДС Инкл Накл	о о —	о о —	о о —	о — д	о — д	о — д	о — д	о — д	о — —
Отбор и прямое изучение свойств пород	ОГ	—	—	—	д	д	д	о	д	д
	Керн	—	—	—	д	д	д	д	д	д
Гидродинамические следования пластов	ис-ОПҚ ИП	д д	д д	д д	д о/д	д о/д	д о/д	д о	д о	д о

Примечания 1 о — обязательный метод д — дополнительный, о/д — метод, обязательный при поисковом бурении, дополнительный при разведочном бурении 2 ИННК проводится преимущественно в обсаженных скважинах 3 ГКК осуществляется дополнительно к АК и НК при полиминеральном составе коллекторов 4 Все указанные методы относятся как к поисковым, так и разведочным скважинам

* Кривые ПС при $0,5 < \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{гв}} < 2$, и КС при $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}} > 500$ не записываются

** БКЗ проводится для коллекторов, имеющих пористость более 10%.

ваний назначаются прямые методы гидродинамического исследования пластов с применением испытателей пластов. Использование опробователей на коротком кабеле позволяет получить дополнительную информацию о характере распределения нефтегазоводонасыщенных участков по разрезу скважины.

Типовые комплексы геофизических исследований, предназначенные для использования в различных нефтегазодобывающих районах страны приведены в табл. IV 2. В ней предусмотрено применение опробователей и испытателей пластов при неопределенной характеристике насыщения пласта и неоднозначном выделении коллекторов в разрезе скважины по геофизическим данным. В неоднородных тонкослойных разрезах и при наличии контактов между различными флюидами необходимо применять ОПК. В комплексе исследований коллекторов сложного строения использование испытателей пластов обязательно.

ВЫБОР ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ¹

Для успешного испытания пластов в процессе бурения необходимо максимально сократить время между вскрытием пласта и началом спуска испытателя пластов. Это достигается уменьшением времени задалживания скважины ГИС.

Из-за отсутствия времени для осуществления полной комплексной интерпретации всех геофизических материалов работы с испытателем пластов планируются на основе оперативной интерпретации исследований.

В отличие от результатов сводной интерпретации определяемые при оперативной интерпретации параметры носят качественный характер: они позволяют в первом приближении оценить наличие коллектора, его общую мощность, фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения.

Выделение коллекторов

Надежность выделения коллектора и оценки насыщенности и фильтрационно-емкостных свойств методами ГИС зависит от значимости геофизических методов и применяемых приборов, а также от типов исследуемых разрезов.

Коллекторы по характеру формирования подразделяются на кварцевые, полевошпатовые, карбонатные, гипсоангидритовые: по типу строения порового пространства коллекторы делятся на поровые, трещиноватые, кавернозные и смешанные типов.

Применительно к задачам испытания скважин коллекторы могут быть подразделены по степени сложности выделения и оценки насыщенности на следующие типы: 1) неглинистые «чистые» песчаники, алевролиты; 2) слабоагглюнизированные песчаники и алевролиты; 3) глинистые песчаники и алевролиты; 4) карбонатные коллекторы с межзерновой пористостью; 5) карбонатные коллекторы с кавернозной и трещиноватой пористостью; 6) коллекторы сложного строения: порово-кавернозные, порово-кавернозно-трещинные (полиминеральные, известково-ломитовые, ангидритизированные и загипсованные породы и др.).

Первые три типа коллектора имеют диапазоны изменения проницаемости k от 0,001 до 1 мкм², пористости $m=0,5-29\%$ по классификации А. А. Ханина². Карбонатные коллекторы 4—5-го типов отличаются низкими фильтрационно-емкостными свойствами: $k \leq 0,001$ мкм², $m \leq 2-30\%$.

Неглинистые песчаники и алевролиты, содержащие до 10% глинистого материала, характеризуются значениями $\rho_{\text{пл}}=40$ и более Ом·м и относительной амплитудой аномалии ПС $\alpha_{\text{пл}}=0,8-1,0$. В качестве оперативных методов исследования могут быть применены микрометоды, измерения потенциалов самопроизвольной поляризации, индукционный коротаж.

При невозможности использования микрометодов исследования коллекторов в скважинах с углом наклона более 15° могут быть применены радиоактивные плотностные методы.

Признаки присутствия таких коллекторов в изучаемом разрезе — наличие расщелин на диаграммах микрозондов, глубокие отрицательные аномалии ПС, сужение ствола скважины на диаграммах кавернометрии.

¹ Раздел написан совместно с Г. И. Ермаковым.

² А. А. Ханин. Породы — коллекторы нефти и газа и их изучение М., Недра, 1969

Слабоаглизированные песчаники и алевролиты, содержащие рассеянное распределение глинистого материала в пределах 10—15%, что соответствует относительному параметру самопроизвольной поляризации $\alpha_{по} = 0,6 \div 0,8$. Удельные электрические сопротивления в среднем составляют 15—25 Ом·м.

При оперативных геофизических исследованиях этих коллекторов могут быть использованы те же методы, что и для неглинистых песчаников, с привлечением дополнительных методов, определяющих глинистость объектов, к которым относятся методы РК.

Качественными признаками рассматриваемых коллекторов являются повышенная естественная радиоактивность, вызванная присутствием глинистого материала относительно коллекторов порового типа, сужение диаметра ствола скважины по диаграммам кавернометрии, отрицательная аномалия ПС, наличие приращений на диаграммах микрозондов.

Глинистые песчаники и алевролиты, представляющие собой прерывистое тонкослоистое чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов, нередко с линзовидными включениями глинистого материала в песчаных толщах и, наоборот, с линзовидным включением песчаников и алевролитов в толщах глин. Содержание глинистой фракции изменяется от 15% и выше. Удельные электрические сопротивления ρ_n принимают значения не более 5—9 Ом·м. Коэффициент снижения ПС $\alpha_{по}$ изменяется в пределах 0,4—0,6.

Основными оперативными геофизическими методами исследования скважин с целью выделения объектов нахождения глубины установки пакера испытателя пластов являются методы определения глинистости в поровом пространстве. К ним можно отнести гамма-каротаж, микрометоды, индукционный каротаж, потенциал собственной поляризации. В качестве дополнительного метода следует применять ядерно-магнитный каротаж при повышенном процентном содержании глинистого материала (более 25%).

Признаки присутствия глинистых коллекторов — наличие небольшого приращения на кривых микрозондирования; образование небольшой глинистой корки в результате проникновения фильтра промывочной жидкости, приводящее к сужению ствола скважины; повышенные значения «индекса свободного флюида» на диаграммах ядерно-магнитного каротажа, свидетельствующие о наличии эффективной пористости; повышенная радиоактивность исследуемого интервала; пониженные значения на диаграммах нейтронных методов.

Карбонатные гранулярные коллекторы, представляющие собой плотные разности, отличаются структурой порового пространства. Характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами, а следовательно, повышенными значениями удельного электрического сопротивления: $\rho_n > 100$ Ом·м.

Признаки выделения карбонатных коллекторов с межзерновой пористостью такие же, как и при выделении терригенных коллекторов, но они менее выражены и поэтому во многих случаях неоднозначно свидетельствуют о присутствии коллектора.

Более эффективны при выделении трещиноватых, кавернозных и также сложного строения структур порового пространства геофизические комплексы АК—НГК или ГК. В результате их применения определяются граничные значения пористости, по которым в продуктивной части разреза выделяется коллектор. Если по результатам замеров оказывается, что полученные значения пористости выше граничных, то исследуемые интервалы относят к коллекторам.

Коллекторы сложного строения могут быть выделены на основе способа «нормализации», который заключается в графическом сопоставлении различных диаграмм, приведенных к значениям фильтрационно-емкостных параметров. При этом используются данные электрометрии, АК, ГК, ЯМК. Отклонения показаний при сопоставлении их в интервалах с межзерновой пористостью, указывают на кавернозный, трещиноватый или смешанный типы коллекторов.

Специальные методы выделения коллекторов сложного строения

В тех случаях, когда типовой комплекс геофизических исследований не позволяет выделить нефтегазоносные коллекторы и определить их эффективную мощность, следует проводить специальные исследования, основанные на регистрации

изменения геофизических параметров пласта вследствие различного рода воздействий на призабойную зону.

Метод временных замеров базируется на особенностях процессов формирования зоны проникновения фильтрата в призабойной зоне в течение длительного времени. Выделение коллекторов и определение их эффективных мощностей производятся путем сопоставления результатов одних и тех же методов исследований, выполненных через определенное время. При электрометрических замерах для получения существенного расхождения кажущихся сопротивлений первый замер необходимо провести по возможности сразу после вскрытия продуктивного пласта до возникновения ошутимой зоны проникновения, второй — через несколько суток после образования этой зоны. При временных замерах должны фиксироваться кривые сопротивления БК-3 либо КС обычными градиент-зондами большого размера. Возможно и применение всего комплекса БКЗ. Если исследования проводятся в обсаженных скважинах, то для временных замеров используются методы ГК, НГК, ННК.

К методу временных замеров относятся также исследования до и после изменения гидростатического давления в стволе скважины с последующим анализом изменения показаний ГИС.

Метод двух растворов заключается в том, что между первым и вторым замерами геофизических параметров пород жидкость, находящуюся в скважине, заменяют на другую с большей или меньшей минерализацией либо с большей или меньшей плотностью.

Метод применяется в двух модификациях: с принудительной закачкой, когда после смены раствора производят закачку с репрессией на пласт (которая не должна превышать давление гидроразрыва), и без принудительной закачки.

Метод без принудительной закачки предполагает вскрытие части исследуемого разреза на одном растворе с последующим фоновым замером геофизических параметров, затем после смены бурового раствора бурят остальную часть разреза без репрессии. По достижении проектной глубины ствол скважины заполняется первоначальной промывочной жидкостью с последующим проведением повторных ГИС.

Качественные признаки коллекторов по методу двух растворов — различные показания физических величин одних и тех же исследований.

Метод закачки меченых жидкостей является разновидностью методов радиометрии, который заключается в регистрации различных показаний при использовании одних и тех же методов ГИС до и после закачки меченых жидкостей. Буровой раствор с меченой жидкостью закачивается с репрессией на пласт. В качестве меченых жидкостей используется раствор радона, октабората или растворы химических реагентов с аномальными сечениями захвата.

Метод каротаж—испытание—каротаж (КИК) состоит в том, что после геофизических замеров в скважину спускают испытатель пластов и проводят испытание интервала пласта, где предполагаются нефтегазонасыщенные интервалы. После подъема испытателя пластов осуществляют повторные геофизические исследования.

Так как во время притока при испытании пластовая жидкость фильтруется в скважине, то в результате происходит расформирование зоны проникновения. При интерпретации результатов двух замеров геофизические характеристики против проницаемых нефтенасыщенных пластов изменяются. При электрометрических замерах удельное электрическое сопротивление против проницаемых пластов повышается вследствие вытеснения фильтрата бурового раствора нефтью, а против непроницаемых пластов удельные электрические сопротивления совпадают.

КОМПЛЕКТЫ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Комплекты испытательного инструмента КИИ-146, КИИ-95 и КИИ-65, имеющие диаметры узлов 146, 95 и 65 мм, позволяют производить одноцикловое испытание скважин соответственно в скважинах диаметрами 190—295, 118—161 и 76—112 мм. При этом регистрируется давление во время притока жидкости из пласта и после остановки скважины. В результате определяются средний дебит, пластовое давление, гидропроводность, проницаемость и степень загрязнения призабойной зоны пласта.

Более совершенные конструкции комплектов испытательного инструмента КИИ-2М-146, КИИ-2М-95 и КИИМ-65 предназначены для испытания скважин тех же диаметров. Они обеспечивают возможность проводить операцию в два цикла: регистрировать две кривые притока и две — восстановления давления, что существенно повышает информативность исследования. При этом определяются не только начальное пластовое давление, гидропроводность и проницаемость пласта, а также степень его загрязненности, но и выявляются динамика снижения пластового давления и изменение проницаемых свойств в призабойной зоне пласта.

В последние годы в Севкавказнефть и ВНИИНП разработан еще один размерный ряд испытательных инструментов: многоцикловое испытательное оборудование диаметрами 146, 127, 95, 80 и 65 мм. Комплекты испытательного оборудования многоциклового действия, имеющие соответственно шифры МИГ-146, МИГ-127, МИГ-95, МИГ-80 и МИГ-65, используются при работе в скважинах диаметрами 190—295, 161—243, 118—165, 97—112 и 76—112 мм. Они предназначены для выполнения операции по испытанию объектов в несколько циклов, что еще более расширяет возможности метода: позволяет контролировать параметры пласта не только по данным одной кривой восстановления давления, а по двум или нескольким кривым; кроме того, создается возможность более глубоко изучить состояние призабойной зоны пласта и возможность ее самоочистки от загрязнения при длительной эксплуатации объекта. Помимо указанных преимуществ по повышению информативности метода исследования многоцикловое испытательное

Тип оборудования	КИИ-2М-146 КИИ-146	МИГ-146	МИГ-127	КИИ-2М-95 КИИ-95
Наружный диаметр, мм	146	146	127	95
Максимальная длина отдельной сборочной единицы, м	2,3	2,9	2,9	2,5
Общая длина полного комплекта, м	16,6	17,6— 27,5	17,9— 27,2	18,2
Допустимая нагрузка, кН:				
сжимающая	300	1500	1250	160
растягивающая	600	700	600	250
Крутящий момент, кН·м	8,0	10,0	7,5	6,0
Максимальный перепад давления, МПа	35	45	45	35
Максимальная температура, °С	170	200	200	170
Максимальная масса отдельной сборочной единицы, кг	200	235	163	110
Максимальная масса комплекта, кг	1200	5442	5682	910
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	190—295	190—295	161—243	118—165
Размер присоединительных резьб	3-121	3-121	3-101	3-76

Тип оборудования	МИК-95	МИГ-80	МИГ-65	КИИ-65 КИИМ-65
Наружный диаметр, мм	95	80	67	67
Максимальная длина отдельной сборочной единицы, м	2,6	3,5	3,2	2,6
Общая длина полного комплекта, м	21,4	23,4	16,5	18,2
Допустимая нагрузка, кН:				
сжимающая	600	400	200	150
растягивающая	450	200	150	150
Крутящий момент, кН·м	4,9	3,9	3,1	4,0
Максимальный перепад давления, МПа	45	45	40	35
Максимальная температура, °С	200	200	200	200
Максимальная масса отдельной сборочной единицы, кг	120	92	78	50
Максимальная масса комплекта, кг	1810	635	540	300
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	118—165	97—112	76—102	76—102
Размер присоединительных резьб	3-76	3-62	3-56	3-50

оборудование имеет и технические преимущества по сравнению с оборудованием типа КИИ, так как в нем предусмотрена возможность вращения колонны бурильных труб во время проведения режимов притока и восстановления давления, что снижает до минимума вероятность возникновения прилипания и затяжек инструмента, находящегося над пакером.

Техническая характеристика испытательного оборудования приведена ниже.

В комплекты испытательного инструмента КИИ входят следующие узлы (табл. V.1): ИПГ — испытатель пластов гидравлический (ИПГ-146, ИПГ-95, ИПГ-65, кроме того, в комплекте КИИ-95 предусмотрен еще испытатель пластов ИПГ-95-У, имеющий более упрощенную конструкцию); ЗПК — запорно-поворотный клапан (ЗП-146, ЗП-95 — клапаны одинарного действия; ЗП2-146, ЗП2-95 и ЗП-65 — клапаны двойного действия); ЯГ — ясс гидравлический (ЯГ-146, ЯГ-95 и ЯГ-65); КЦ — циркуляционный клапан (КЦ-146, КЦ-95 и КЦ-65); ПЦ — пакер с металлической опорой (ПЦ-146, ПЦ-95, ПЦ-65); ПЦР — пакер с раздвижной резиновой опорой (ПЦР-178, ПЦР-146, ПЦР-95, ПЦР-65); Ф — фильтр (Ф-146, Ф-95, Ф-65); ПП — переводник для установки глубинных приборов.

Комплекты многоциклового испытательного оборудования МИГ-146, МИГ-127 и МИГ-80 оснащены одинаковыми основными узлами, которые не имеют существенных конструктивных отличий. Многоциклового испытатель пластов МИК-95 включает основные узлы, отличающиеся от узлов оборудования ряда МИГ, поэтому рассмотрим элементы испытателя МИК-95 отдельно.

Многоциклового испытатели пластов размерного ряда МИГ включают следующие узлы: ИПМ — многоциклового испытатель пластов (ИПМ2-146, ИПМ2-127, ИПМ-80, ИПМ1-65); УРВ — устройство для раздельного вращения (УРВ2-146, УРВ2-127, УРВ-80, УРВ-65); КЗ — клапан запорный (КЗ2-146, КЗ3-127, ЗП2-80, ЗП2М-65); Ш — штуцер гидравлический (Ш2-146, Ш2-127, Ш-80, Ш-65); ЯГЗ — ясс гидравлический (ЯГЗ3-146, ЯГЗ2-127, ЯГЗ-80, ЯГ1-65); КЦМ — циркуляционный клапан (КЦМ3-146, КЦМ2-127, КЦМ-80, КЦ2-65; кроме того, в комплект МИГ-80 включен дополнительно клапан заливно-циркуляционный КЗУ-80, который может устанавливаться вместо клапана КЗЦ-80); ПИГ — пробоотборник (ПИГ2-146, ПИГ2-127, ПИП3-80, ПИП-65 — пробоотборники конструктивно не отличаются); ЗБ — замок безопасный (ЗБ2-146, ЗБ2-127, ПЗ-80, ЗБ-65 — конструктивно не отличаются); ПЦР — пакер с раздвижной резиновой опорой (ПЦР2-146, ПЦР2-127, ПЦ-80, ПЦ2-65 — конструктивно не отличаются от пакеров ПЦР, применяемых в комплектах КИИ); РУ — распределительное устройство (РУ2-146, РУ2-127, РУ-80, РУ-65); УУ — уравнильное устройство (УУ2-146, УУ2-127, отсут-

ствуется в комплекте МИГ-80, МИГ-65); Ф — фильтр (Ф2-146, Ф2-127, Ф-80, Ф1-65); ПП — переводник для приборов (ПП2-146, ПП2-127, ПП-80, ПП1-65); ПЛ — переводник левый (ПЛ-146, ПЛ-127, ПЛ-80, ПЛ-65).

Кроме того, комплекты испытательного оборудования оснащаются дополнительными узлами и приспособлениями: приспособлениями для сжатия, устройством для опрессовки, подгонными патрубками, переводниками и манометрами.

Многоцикловый испытатель пластов МИК-95 включает следующие узлы: ИПЦ-95 — испытатель пластов, К-95 — компенсатор, МП-95 — подшипниковая муфта, КЗ-95 — запорный клапан, ЯГ1-95 — ясс гидравлический, КУ-95 — клапан универсальный, ПО-95 — пробоотборник, ЗА-95 — аварийный замок, ПЦ-2-95 — пакер, РУ-95 — распределительное устройство, УРП-95 — уравнильное устройство, Ф1-95 — фильтр, ПП-95 — переводник для установки приборов.

По назначению узлы комплекта МИК-95 выполняют те же функции, что и аналогичные узлы в комплектах МИГ. Отличие состоит в том, что в данном испытателе вместо отдельного узла — устройства для раздельного вращения — применены два узла: компенсатор и подшипниковая муфта.

Помимо указанных узлов, входящих в комплекты испытательного оборудования, применяются еще дополнительные к ним узлы. Институтом ВНИИПГ разработаны следующие узлы для 146-мм испытательного оборудования:

ЗПКМ2-146 — запорно-поворотный клапан многоциклового действия, который может применяться в комплекте КИИ вместо запорно-поворотных клапанов одинарного и двойного закрытия; приводится в действие вращением колонны бурильных труб.

МП-146 — многоцикловая приставка, предназначенная для многократного перекрытия притока жидкости в трубы, которая также используется в комплектах оборудования КИИ вместо запорно-поворотных клапанов одинарного и двойного закрытия, приводится в действие вертикальным перемещением колонны бурильных труб.

ПРМП-1 — пакер резино-металлического перекрытия.

ПМ — пакер механический.

ЯУ — якорное устройство, служащее для опоры испытателя пластов на стенках скважины.

ПН — пробоотборник-накопитель, устанавливаемый между запорно-поворотным клапаном и испытателем пластов, СМП-500 — пробоотборник.

В Волгоградниинефти разработаны узлы для работы в сборке 95-мм испытательного оборудования [14]: ПСУ — пакер секционный, ЯМ — якорь механический, ПН — пробоотборник-накопитель.

ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ

Испытатель пластов, являясь основным клапанным узлом комплекта испытательного оборудования, служит для выполнения следующих функций: перекрытия внутренней полости бурильных труб от затрубного пространства в процессе спуска и подъема оборудования; выравнивания давления над и под пакером в процессе спуско-подъемных операций и в конце испытания при снятии пакера; сообщения внутренней полости бурильных труб с подпакерным пространством от внутренней полости бурильных труб и нижерасположенных узлов испытательного оборудования (до пакера); ограничения интенсивности притока жидкости с помощью сменного штуцера.

Испытатель пластов включает два основных узла: гидравлическое реле времени и клапанный узел.

Гидравлическое реле времени служит для задержки во времени (на 1—5 мин) срабатывания клапанного узла после передачи сжимающей нагрузки на испытатель пластов. Наличие этого узла в испытателе пластов исключает срабатывание клапанного узла во время резких посадок, различных упорах хвостовика или замков бурильных труб о выступы обсадной колонны или стенки скважины при спуске оборудования в скважину.

Клапанный узел представляет собой устройство, содержащее уравнильный и приемный клапаны. Этот узел выполнен таким образом, что если уравнильный клапан открыт, то приемный клапан может находиться только в закрытом поло-

Перечень узлов комплектов испытательного оборудования

Краткое наименование узлов	КИИ-2М-146 КИИ-146	МИГ-146	МИГ-127	КИИ-2М-95 КИИ-95	МИК-95	МИГ-80	КИИМ-65 КИИ-65	МИГ-65
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ИП	ИПГ-146	ИПМ2-146	ИПМ2-127	ИПГ-95 ИПГ-95-У	ИПЦ-95	ИМП-80	ИПГ-65 ИПГ-65М	ИПМ1-65
ЗПК	ЗП2-146 ЗП-246 (ЗПКМ2-146) (МП-146)	КЗ-2-146	КЗ-3-127	ЗП2-95 ЗП-95	КЗ-95	ЗП2-80	ЗП2-65 ЗП2-65М	ЗП2-65М
УРВ	—	УРВ2-146	УРВ2-127	—	МП-95 К-95	УРВ-80	—	УРВ-65
ЯГ	ЯГ-146 ЯГ1-146	ЯГЗ-3-146	ЯГЗ-2-127	ЯГ-95	ЯГ1-95	ЯГ-80	ЯГ-65	ЯГ1-65
КЦ	КЦ-146	КЦМЗ-146	КЦМ2-127	КЦ-95	КУ-95	КЦМ-80 КЗЦ-80	КЦМ-65	КЦ2-65
Ш	—	Ш2-146	Ш2-127	—	—	Ш-80	—	Ш-65
ПР	(ПН-1-146)	ПИГ2-146	ПИГ2-127	(ПН-1-95)	ПО-95	ПИПЗ-80	—	ПИП-65
БЗ	—	ЗБ2-146	ЗБ2-127	—	ЗА-95	ПЗ-80	—	ЗП-65
ПЦ	ПЦР-178 ПЦ-146	ПЦР2-146	ПЦР2-146 ПЦР2-127	ПЦ-95 ПЦР-95	ПЦР-95	ПЦР-80	ПЦ-65 ПЦР-65	ПЦ2-65

	ПЦР-146 (ПМ-146) (ПРМП1)			(ПСУ-85) (ПСУ-109)				
РУ	—	РУ2-146	РУ2-146 РУ2-127	—	РУ-95	РУ-80	—	РУ-65
УУ	—	УУ2-146	УУ2-146	—	УРП-95		—	—
Ф	Ф-146	Ф2-146	Ф2-146 Ф2-127	Ф-95	Ф1-95	Ф-80	Ф-65	Ф1-65
ПП ПЛ	ПП-146 —	ПП2-146 ПЛ-146	ПП2-146 ПЛ-127 ПЛ-146	ПП-95 —	ПП1-95 ПЛ-95	ПП-80 ПЛ-80	ПП-65 —	ПП1-65 —
ЯУ	(ЯЦ-170/190) (ЯЦ-190/214)			(ЯМ-95/168) (ЯМ-95/140)			(ЯМ-65/114)	

жения, поэтому внутритрубное пространство не может быть соединено с затрубным пространством ни в один из моментов времени проведения операции. Уравнительный клапан при спуске и подъеме оборудования открыт, а приемный закрыт.

Испытатели пластов многоциклового действия помимо указанных выше функций позволяют еще осуществлять многократное закрытие и открытие скважины, т. е. производить многоцикловое испытание. Это достигается за счет установки в клапанном узле подвижной неуравновешенной гильзы, перемещение которой связано не только с механическим перемещением колонны, но и зависит от действующего перепада давления на ее неуравновешенные площади.

Таким образом при вертикальной вытяжке или разгрузке колонны бурильных труб может быть достигнута три различных состояния клапанной системы: уравни-

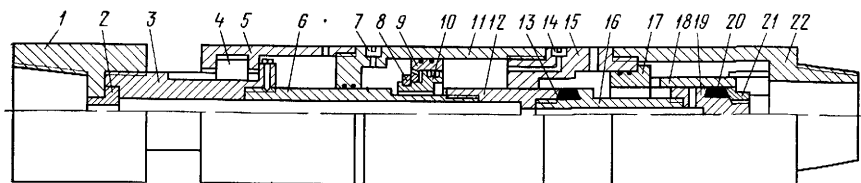


Рис. V.1. Испытатель пластов ИПГ-146:

1 — верхний переводник; 2 — сменный штуцер; 3 — грузовой шток; 4 — шпонка, 5 — верхний кожух; 6 — шток; 7, 14 — пробка; 8 — стопорная гайка; 9 — наружная гильза поршня; 10 — внутренняя гильза поршня; 11 — верхний переводник тормозной камеры; 12 — шток тормозной камеры; 13, 20 — уплотнительная втулка; 15 — нижний переводник тормозной камеры; 16 — шток уравнильного клапана; 17 — гильза уравнильного клапана; 18 — гильза приемного клапана; 19 — приемный клапан, 21 — гайка; 22 — нижний переводник

нительный клапан открыт, приемный закрыт — при спуско-подъемных операциях; уравнильный клапан закрыт, приемный клапан открыт — при притоке; уравнильный клапан закрыт, приемный клапан закрыт — при восстановлении давления.

Следовательно, испытатель пластов многоциклового действия исключает необходимость установки запорно-поворотного клапана и, кроме того, позволяет проводить несколько циклов испытания.

Испытатель пластов ИПГ-146 (рис. V.1) состоит из верхнего переводника 1, с которым жестко связаны грузовой шток 3, шток 6, шток тормозной камеры 12, шток уравнильного клапана 16 и приемный клапан 19, и корпусных деталей: верхнего кожуха 5, верхнего и нижнего переводников тормозной камеры 11 и 15 и нижнего переводника 22. Верхний переводник, соединенный с клапанными штоками, подвижно перемещается относительно корпусных деталей на длину хода 200 мм. Между верхним переводником 1 и грузовым штоком 3 вставляется сменный штуцер 2. Шток уравнильного клапана и приемный клапан имеют уплотнительные втулки 13 и 20.

Клапан срабатывает при перемещении штоков 12, 16 и клапана 19 вниз. При этом уплотнительная втулка 13 входит в гильзу уравнильного клапана 17 и перекрывает сообщение жидкости в затрубном пространстве (через отверстия в нижнем переводнике тормозной камеры) с подпакерной зоной, а уплотнительная втулка 20 приемного клапана, наоборот, выходит из гильзы приемного клапана 18 и открывает доступ жидкости, находящейся в подпакерной зоне, во внутреннюю полость бурильных труб через каналы в приемном клапане.

Грузовой шток 3 имеет шпоночное зацепление с корпусом испытателя пластов через шпонку 4 и верхний кожух 5, что позволяет передавать крутящий момент через испытатель пластов нижерасположенным деталям испытательного оборудования.

Тормозная камера испытателя, находящаяся между переводниками 11 и 15 и штоками 6 и 12, содержит составной поршень, в который входят внутренняя и наружная гильзы 9 и 10, фиксируемые стопорной гайкой 8.

При перемещении поршня вниз при сжатии испытателя пластов верхний торец поршня упирается в уплотнительный буртик штока, при этом масло из нижней части камеры перетекает в верхнюю по капиллярному каналу с высоким гид-

равлическим сопротивлением. Время задержки срабатывания клапанного узла определяется длиной капиллярного канала и вязкостью масла.

После окончания испытания при вытяжке инструмента верхний торец поршня отходит от уплотнительного буртика штока, и масло по широкому каналу быстро перетекает сверху вниз.

Время срабатывания регулируется изменением длины капиллярного канала путем развинчивания или завинчивания наружной гильзы.

Тормозная способность реле времени оценивается выражением

$$T = T_0 \frac{P_0 L \mu}{P L_0 \mu_0}, \quad (V.1)$$

где T_0 , P_0 , L_0 , μ_0 — время открытия впускного клапана, сжимающая нагрузка, длина капиллярного канала и вязкость при заводской тарировке; T , P , L , μ — фактические значения.

Техническая характеристика ИПГ-146 приведена ниже.

Шифр испытателя пластов	ИПГ-146
Наружный диаметр, мм	146
Длина, мм:	
в растянутом положении	2250
в сжатом положении	2050
Объем масляной камеры, см ³	1600
Диаметр сменных штуцеров, мм	6, 8, 10
Допустимая нагрузка, кН:	
сжимающая	300
растягивающая	600
Масса, кг	200
Размер концевых резьб	3-121

Испытатели пластов ИПГ-95, ИПГ-65, ИПГ-65М (рис. V.2) существенно отличаются от испытателя пластов ИПГ-146 конструкцией клапанного узла и гидравлического реле времени. Указанные испытатели пластов отличаются друг от друга незначительно, поэтому они здесь рассматриваются как отдельный тип испытателей пластов.

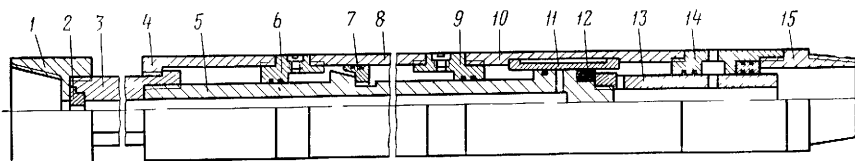


Рис. V.2. Испытатель пластов в ИПГ:

1 — верхний переводник; 2 — сменный штуцер; 3 — шток грузовой; 4 — кожух; 5 — шток верхний; 6 — верхний переводник тормозной камеры; 7 — поршень реле времени; 8 — корпус тормозной камеры; 9 — нижний переводник тормозной камеры; 10 — корпус; 11 — гильза; 12 — втулка герметизирующая; 13 — уравнильный клапан; 14 — корпус уравнильного клапана; 15 — нижний переводник

Испытатель пластов состоит из корпусных деталей: кожуха 4, верхнего 6 и нижнего 9 переводников тормозной камеры, корпуса тормозной камеры 8, корпуса 10, корпуса уравнильного клапана 14 и нижнего переводника 15 и деталей, расположенных внутри испытателя: грузового штока 3, штока 5 и сравнительного клапана 13, жестко связанных между собой и с верхним переводником 1. Между верхним переводником 1 и грузовым штоком 3 установлен сменный штуцер 2.

Гидравлическое реле имеет поршень с регулируемым конусным зазором, через который перетекает тормозная жидкость при сжатии испытателя пластов. Величина зазора определяет время открытия впускного клапана, регулируется сменными шайбами различной толщины, устанавливаемыми в ИПГ-95 под поршнем, а в

ИПГ-65 — над поршнем. Скорость перемещения поршня снижается с уменьшением толщины регулировочной шайбы.

В испытателе пластов ИПГ-65М задержка времени происходит за счет высокого сопротивления перетоку жидкости через кольцевую щель, заключенную между поверхностью отверстий корпуса и стержнями. Сопротивление перетоку масла регулируется изменением числа стержней, т. е. длиной канала сопротивления. При сжатии испытателя жидкость перетекает по зазору между поршнем и штоком и затем по кольцевой щели. При растяжении испытателя пластов масло из верхней части камеры в нижнюю перетекает свободно, и закрытие приемного и открытие уравнительного клапанов испытателя происходят мгновенно.

Клапанный узел испытателя выполнен в виде подвижного штока (шток 5 и уравнительный клапан 13), имеющего отверстия. Верхние отверстия в исходном положении перекрыты гильзой 11, предотвращающей доступ жидкости из подпакерной зоны в трубное пространство. Нижние отверстия уравнительного клапана совмещены с отверстиями в корпусе уравнительного клапана, тем самым обеспечивается свободный переток жидкости из затрубного пространства в подпакерную зону.

После сжатия испытателя пластов шток перемещается вниз, и нижние отверстия, смещаясь вниз, предотвращают сообщение затрубного пространства и подпакерной зоны, а через верхние отверстия, наоборот, внутренняя полость бурильных труб сообщается с подпакерным пространством. Таким образом осуществляется пуск скважины в работу.

Техническая характеристика испытателей пластов этого типа приведена ниже.

Шифр испытателя пластов	ИПГ-95	ИПГ-67	ИПГ-65М
Наружный диаметр, мм	95	67	65
Длина, мм:			
в растянутом положении	2465	2330	2405
в сжатом положении	2295	2180	2255
Объем масляной камеры, см ³	900	340	
Диаметр сменных штуцеров, мм	6, 8, 10	6, 8, 10	6, 8, 10
Допустимая нагрузка, кН:			
сжимающая	150	50	50
растягивающая	250	150	150
Масса, кг	110	46	49
Размер концевых резьб	3-76	3-50	3-50

Испытатель пластов ИПГ-95-У (рис. V.3) состоит из корпусных деталей — кожуха 6 с ограничительной втулкой 4, переводника 7, корпуса тормозной камеры 11 и нижнего переводника 16, а также расположенных внутри деталей — гру-

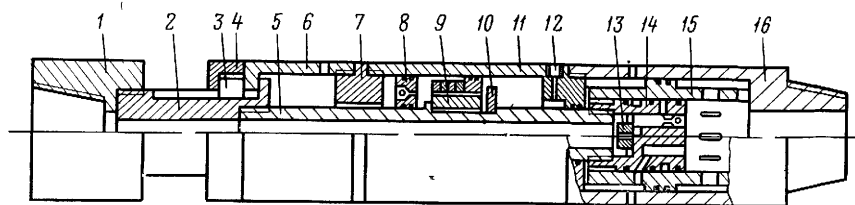


Рис. V.3. Испытатель пластов ИПГ-95-У:

1 — верхний переводник; 2 — грузовой шток; 3 — шпонка; 4 — втулка ограничительная; 5 — шток гидравлического реле времени; 6 — кожух; 7 — переводник; 8 — поршень раздельный; 9 — поршень реле времени; 10 — ограничитель; 11 — корпус тормозной камеры; 12 — пробка; 13 — штуцер; 14 — головка клапана, 15 — гильза; 16 — нижний переводник

зового штока 2, штока гидравлического реле времени 5 и головки клапана 14, при перемещении которой в гильзе 15 открываются или закрываются приемные и уравнительные отверстия клапана.

Камерой гидравлического реле является полость между корпусом тормозной камеры 11 и штоком 5, которая заполняется маслом. В камере устанавливаются поршень реле времени 9 и разделительный поршень 8. Поршень реле времени состоит из корпуса и набора резьбовых обойм. Прямоугольная резьба на обоймах имеет меньшую, чем на корпусе, высоту профиля. При свертывании обойм с корпусом образуется винтовой прямоугольный канал. В зависимости от числа установленных обойм в поршне создается то или иное гидравлическое сопротивление перетоку жидкости, тем самым регулируется время задержки срабатывания клапанной системы.

Головка клапана, жестко соединенная со штоком реле времени и грузовым штоком, при перемещении в верхнее положение обеспечивает через отверстия в нижнем переводнике 16 и гильзе 15 сообщение затрубного и подпакерного пространств, а при перемещении вниз перекрывает отверстия в гильзе, изолируя затрубное пространство от подпакерного, и через вновь открывшиеся отверстия, связанные с внутренней полостью бурильных труб, обеспечивает приток жидкости из подпакерной зоны в бурильные трубы.

Между штоком гидравлического реле 5 и головкой клапана 14 устанавливается штуцер 13.

Техническая характеристика испытателя пластов ИПГ-95-У приведена ниже.

Шифр испытателя пластов	ИПГ-95-У
Наружный диаметр, мм	95
Длина, мм:	
в растянутом положении	1900
в сжатом положении	1750
Объем масляной камеры, см ³	700
Диаметр сменных штуцеров, мм	6, 8, 10
Допустимая нагрузка, кН:	
сжимающая	150
растягивающая	250
Масса, кг	75
Размер концевых резьб	3-76

Испытатель пластов ИПМ2 (рис. V.4) состоит из корпусных деталей — камеры 8, переводника 10, трубы 12 и нижнего переводника 17 и расположенных внутри деталей — штока 4, жестко соединенного сверху с верхним переводником 1, а снизу с клапаном 15. На шток навинчивается штуцер 2 с фильтром 3, а в нижней части устанавливается подвижная гильза 13 с резиновой втулкой 14. На клапане 15 также находится резиновая втулка 16.

Тормозная камера испытателя расположена между корпусными деталями — камерой 8 и переводником 10 — и штоком 4. В верхней части камеры установлен разделительный поршень 6, благодаря которому внутри камеры поддерживается давление, равное давлению столба промывочной жидкости в затрубном пространстве, и на корпусные детали не действуют сминающие давления в течение всего процесса проведения операции. Внутри камеры установлен тормозной поршень 9. В стенках поршня просверлены сквозные каналы, в которые вставлены металлические стержни. Посредством пазов на торцах корпуса поршня металлические стержни последовательно соединяются друг с другом, образуя лабиринтовый канал гидравлического сопротивления. Разобщение каналов и пазов на торцах корпуса достигается установкой металлических шайб, удерживаемых гайками.

При передаче сжимающей нагрузки на испытатель пластов жидкость из-под поршня перетекает в верхнюю часть камеры по лабиринтовому кольцевому зазору между стенками каналов и стержней. При этом уплотнительная фаска штока прижимается к конусной поверхности поршня, что препятствует притоку жидкости по кольцевому зазору между штоком и поршнем. Поршень 9 вместе со штоком 4 и клапаном 15 медленно перемещается вниз.

При скольжении поршня 9 по внутренней поверхности камеры 8 герметизирующие кольца поршня достигают отверстий в нижней части камеры 8, и как только они окажутся ниже этих отверстий, гидравлическое сопротивление перетоку жидкости резко снижается и шток испытателя мгновенно перемещается в крайнее нижнее положение, что соответствует открытию приемного клапана, фиксируе-

мого на поверхности по индикатору веса. При ходе штока вверх открывается канал для перетока жидкости между штоком и поршнем, и закрытие клапана происходит без задержки.

При посадке пакера и разгрузке инструмента клапан 15 вместе с прижатой к нему гильзой 13 перемещается вниз. Гильза входит в седло, находящееся в нижнем переводнике 17, и после упора в выступ в нижней части седла останавливается. При этом перекрывается доступ жидкости через отверстия в трубе 12 в подпакерную зону, тем самым закрывается уравнительный клапан испытателя. По мере дальнейшего движения штока 4 вниз втулка 16 выходит из гильзы 13 уравнительного клапана и открывает доступ жидкости через каналы клапана 15 из под-

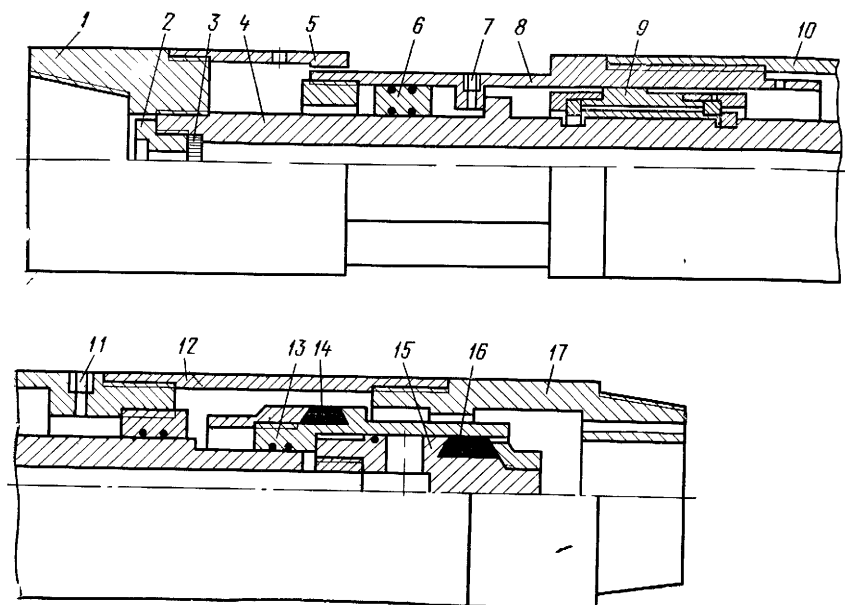


Рис. V.4. Испытатель пластов ИПМ2:

1 — верхний переводник; 2 — штуцер; 3 — фильтр; 4 — шток; 5 — кожух; 6 — поршень; 7, 11 — пробки; 8 — камера; 9 — тормозной поршень; 10 — переводник; 12 — труба; 13 — гильза; 14, 16 — втулки; 15 — клапан; 17 — нижний переводник

пакерной зоны во внутреннюю полость бурильных труб. Так как давление столба жидкости в трубах меньше давления в подпакерной зоне и пласте, жидкость из пласта начинает поступать в трубы. Таким образом протекает процесс притока.

Втулка 16 в конечном положении находится в осевом канале нижнего переводника, предохраняясь от разрушения потоком жидкости. Жидкость же из подпакерной зоны в трубы поступает через дополнительные каналы в нижнем переводнике.

При завершении периода притока бурильную колонну медленно приподнимают до полного устранения сжимающей механической нагрузки на испытатель пластов, что контролируют на устье по показаниям индикатора веса. Втулка клапана испытателя заходит внутрь гильзы, и растягивающие усилия через гильзу и корпус испытателя пластов передаются устройству для раздельного вращения труб. При этом усилие прижатия гильзы к нижнему переводнику должно быть больше усилия, требуемого для растяжения раздвижного механизма. В таком положении уравнительный и приемный клапаны испытателя закрыты и глубинные манометры, находящиеся под испытателем пластов, фиксируют кривые восстановления давления.

Для проведения второго открытого периода снова создается сжимающая нагрузка на испытатель пластов, и втулка 16, перемещаясь, открывает доступ жидкости в бурильные трубы.

Можно осуществить многократное повторение закрытия и открытия приемного клапана испытателя вертикальным перемещением колонны бурильных труб, выполняя многоцикловое испытание пласта.

При завершении испытания колонну бурильных труб приподнимают вверх, и после полной вытяжки инструмента на величину хода раздвижного механизма дополнительным усилием срывается гильза уравнительного клапана, и через отверстие в трубе 12 внутренняя полость оборудования под испытателем сообщается с затрубным пространством. В результате снимается гидравлическая нагрузка на пакер и облегчаются условия для его снятия и подъема на поверхность.

Конструктивные отличия испытателей пластов ИПМ2-127 и ИПМ2-146 заключаются в том, что сочленение внутреннего подвижного узла с корпусом в первом выполнено через шток шестигранной формы, а во втором — через кожух, жестко соединенный с верхним переводником, который имеет шлицевое соединение с камерой корпуса испытателя пластов. Основные узлы этих испытателей пластов — тормозная и клапанная системы — выполнены аналогично.

Техническая характеристика испытателя пластов ИПМ2 приведена ниже.

	ИПМ2-127	ИПМ2-146
Шифр испытателя пластов		
Наружный диаметр, мм	127	146
Длина, мм	2065	1660
Длина рабочего хода, мм	200	200
Рабочий объем камеры, см ³	700	300
Длина щели гидравлического сопротивления		
минимальная	100	100
максимальная	700	700
Диаметр сменных штуцеров, мм	6, 8, 10	6, 8, 10
Усилие (на 10 МПа перепада давления), необходимое для открытия уравнительного клапана, кН	36	49
Допустимая нагрузка, кН:		
сжимающая	2120	2060
растягивающая (при $\Delta p = 0-45$ МПа)	2120	2060
	1780	1000
Допустимый крутящий момент, кН·м	60	37
Масса, кг	150	150
Размер концевых резьб	3-101	3-121

Испытатель пластов ИПМ1-80 (рис. V.5) имеет незначительные конструктивные отличия от ранее рассмотренных испытателей ИПМ2-127 и ИПМ2-146. Основные узлы испытателя — тормозная и клапанная системы — выполнены таким же образом.

Он состоит из четырех подвижных элементов: верхнего переводника 1 с кожухом 4 и грузовым штоком 3, в верхнюю часть которого ввинчен штуцер 2, а в нижнюю — клапан 11; штока 5, переводников 6 и 8, камеры 10, трубы 12 и переводника 16, в нижнюю часть которого ввинчен шток раздвижного механизма 17; гильзы 14 со втулкой 13, надетых на клапан 11; нижнего переводника раздвижного механизма 21, соединенного с кожухом 18 и штоком 19.

Для передачи крутящего момента через испытатель пластов верхний подвижной узел и корпус испытателя пластов соединены шестигранным зацеплением, с помощью которого крутящий момент может передаваться также через шестигранный шток раздвижного механизма нижерасположенным узлам сборки.

Для того, чтобы корпусные детали камеры испытателя не несли дополнительных сминающих нагрузок, давление внутри камеры в процессе всего цикла испытания поддерживается равным гидростатическому давлению с помощью разделительного поршня, установленного между переводником 6 и штоком 3. Тормозная камера заполняется маслом через отверстия в переводнике 8 и камере 10, которые впоследствии закрываются герметизирующими пробками.

Принцип действия тормозного устройства и клапанной системы у всех трех рассмотренных испытателей пластов аналогичен.

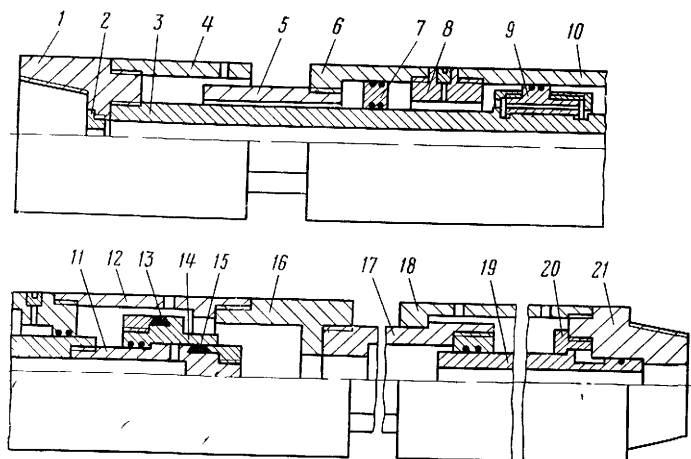


Рис. V.5. Испытатель пластов в ИПМ1-80:

1 — верхний переводник; 2 — штуцер, 3 — грузовой шток; 4, 18 — кожухи; 5, 19 — штоки; 6, 8, 16 — переводники, 7 — разделительный поршень; 9 — поршень; 10 — камера; 11 — клапан; 12 — труба; 13, 15 — втулки; 14 — гильза, 17 — шток раздвижного механизма, 20 — гайка; 21 — нижний переводник

Техническая характеристика испытателя пластов приведена ниже.

Шифр испытателя пластов	ИПМ1-80
Наружный диаметр, мм	80
Длина, мм	3470
Длина рабочего хода, мм	150
Рабочий ход раздвижного механизма, мм	400
Объем тормозной камеры, см ³	500
Диаметр сменных штуцеров, мм	6, 8, 10
Допустимая нагрузка, кН:	
сжимающая	60
растягивающая (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	200
Масса, кг	92
Размер присоединительных резьб	3-62

Испытатель пластов многоциклового действия ИПЦ-95 (рис. V.6), разработанный во ВНИИНПГ, имеет ряд существенных конструктивных отличий по сравнению с испытателями пластов типа МИГ.

Он состоит из корпусных деталей: трубы 3, переводника 6, цилиндров 7 и 10 и нижнего переводника 16, а также узла, включающего штангу 2, соединенную с верхним переводником 1, шток 5, головку клапана 12 и поршень 13. На шток надета гильза 11. Полость между цилиндром 7 и штоком 5 образует тормозную камеру, внутри которой расположены разделительный поршень 8 и реле 9. Поршень реле выполнен в виде кольцевых пластин, имеющих соосные отверстия, которые, чередуясь, образуют ряд параллельных дросселирующих каналов, соединенных через торцовые пазы. Таким образом создается ломаный канал гидравлического сопротивления. Преимущество данного реле времени состоит в том, что время задержки срабатывания клапана не зависит от температуры и вязкости тормозной жидкости.

В поршень 13 устанавливается штуцер 14, удерживаемый втулкой 15 с щелями, играющую роль фильтра.

Штанга 2 имеет шпоночное 4 соединение с трубой 3, что обеспечивает возможность передачи крутящего момента через испытатель нижерасположенным узлам оборудования.

При спуске через отверстие *Е* в корпусе испытателя затрубное пространство сообщается с подпакерной зоной, в результате чего снижается сопротивление перетоку жидкости из подпакерной зоны в надпакерную.

При сжатии испытателя во время пакеровки шток испытателя перемещается вниз вместе с гильзой *11*, гидравлически прижатой к торцу головки клапана *12*. Поршень *13*, перемещаясь вниз, входит в расточку нижнего переводника и перекрывает сообщение через отверстие *Е* затрубного и подпакерного пространств, происходит закрытие уравнильного клапана испытателя. При дальнейшем перемещении штока гильза *11* упирается в уступ цилиндра *10* и затем удерживается в таком положении перепадом давления, действующим на нее.

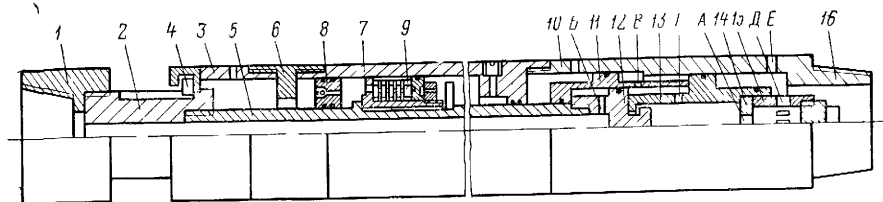


Рис. V.6. Испытатель пластов ИПЦ-95

Головка *12*, перемещаясь по внутренней поверхности гильзы *11*, проходит отверстие *В* в нижней ее части, в результате чего открывается доступ жидкости через отверстия *Б* в головке, *В* — гильзе, *Г* — поршне и *А* — штуцере, *Д* — во втулке из подпакерной зоны в трубное пространство; происходит открытие приемного клапана испытателя

Задержка времени срабатывания клапанного узла испытателя осуществляется за счет медленного перетока тормозной жидкости через дроссельный канал поршня. При сжатии испытателя поршень реле *9* верхним торцом упирается в буртик штока, и масло может перетекать из подпоршневого в надпоршневое пространство только через канал высокого сопротивления поршня, а при растяжении испытателя пластов он отходит от буртика и открывает свободный проход для перетока масла из надпоршневого пространства в подпоршневое. Таким образом приемный клапан закрывается без задержки

Разделительный поршень *8* служит для выравнивания давлений жидкости в затрубном пространстве и в тормозной камере, облегчая условия работы корпусных деталей камеры.

При закрытии скважины для записи кривой восстановления давления натяжной инструмента уменьшается нагрузка, действующая на клапаны испытательного оборудования; шток с головкой и поршнем перемещаются вверх до упора в гильзу *11*, перекрывая отверстия *Б* и закрывая доступ жидкости из подпакерной зоны в трубы. При дальнейшем перемещении штока вверх гильза вместе с корпусом испытателя пластов и верхним переводником нижерасположенного компенсатора перемещается вверх, не допуская преждевременного открытия уравнильного клапана, что произойдет только после полного растяжения компенсатора. Для проведения второго открытого периода клапан вновь открывается разгрузкой труб. Техническая характеристика испытателя пластов ИПЦ-95 приведена ниже.

Шифр испытателя пластов	ИПЦ-95
Наружный диаметр, мм	95
Рабочий ход, мм	150
Объем масляной камеры, см ³	700
Диаметр сменных штуцеров, мм	6,8
Допустимая нагрузка, кН:	
при сжатии	1030
при растяжении (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	900
Допустимый крутящий момент, кН·м	22
Масса, кг	2075
Размер присоединительных резьб	3-76

Устройство для вращения колонны бурильных труб (рис. V.7), применяемое только в комплекте с многоцикловым испытателем пластов, приводимым в действие вертикальным перемещением колонны, предназначено для вращения колонны бурильных труб над пакером с целью предотвращения прилипания бурильного инструмента, а также служит для предотвращения преждевременного открытия уравнительного клапана в момент вытяжки инструмента при закрытии скважины для записи кривой восстановления давления.

Устройство для вращения колонны бурильных труб состоит из корпусных деталей: в верхней части — корпуса 4 и переводника 6 и в нижней части — корпуса 9 и нижнего переводника 13. Внутри устройства расположены шток 2, жестко связанный с верхним переводником, который может перемещаться относительно корпуса 4; трубка 5 и штоки 7 и 11, жестко связанные с корпусным переводником 6

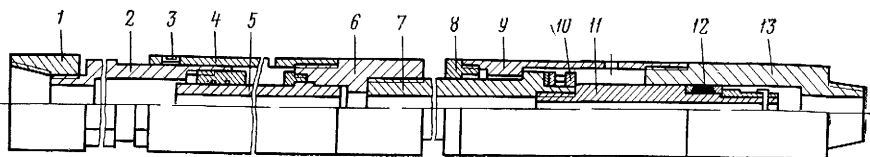


Рис. V.7. Устройство для вращения колонны труб УРВ.

1 — верхний переводник; 2, 7, 11 — штоки; 3 — стопор; 4, 9 — корпуса; 5 — трубка, 6 — переводник; 8 — стопорная гайка; 10 — подшипник; 12 — втулка; 13 — нижний переводник

и перемещающиеся относительно корпуса 9 и нижнего переводника 13. Таким образом, устройство для вращения колонны труб имеет три подвижных узла. Шток 2 шестигранной формы находится в постоянном зацеплении с корпусом. Между штоками 7 и 11 установлен упорный подшипник 10, верхняя опорная поверхность которого выполнена полусферической. В нижней части штока 11 установлена резиновая втулка 12.

Устройство для раздельного вращения труб, устанавливаемое под испытателем пластов, в процессе спуска находится в растянутом положении. При передаче сжимающих усилий его шток 2 перемещается вниз. Штоки 7 и 11 также перемещаются вниз до упора нижней опоры подшипника 10 в верхний торец нижнего переводника 13. При этом шток 7 выходит из зацепления с корпусом 9.

После создания депрессии на пласт во внутренней полости устройства для раздельного вращения устанавливается давление меньше гидростатического. При этом подвижный узел устройства, состоящий из корпуса 4, переводника 6 и штоков 7 и 11, прижимается к нижерасположенному подвижному узлу вследствие гидравлической неуравновешенности. Поэтому даже при вытяжке инструмента для закрытия скважины этот узел будет оставаться в нижнем положении, а верхний подвижный узел — шток 2 и верхний переводник 1 могут перемещаться в пределах свободного хода. Таким образом, шток 7 не связан механически с корпусом 9 как в процессе испытания на приток, так и во время периода восстановления давления, поэтому колонна бурильных труб может свободно проворачиваться в случае необходимости в любой момент испытания скважины без опасения нарушения герметичности пакеровки.

Верхний подвижный узел устройства для раздельного вращения труб, жестко связанный в компоновке с корпусными деталями испытателя пластов, находится в сжатом (нижнем) положении до тех пор, пока не производится снижение нагрузки на оборудование.

После вытяжки оборудования и перекрытия отверстий клапана испытателя гильзой уравнительного клапана в дальнейшем система узлов, — шток, гильза и корпусные детали испытателя, а также верхние переводник и шток устройства для раздельного вращения труб, как отдельный подвижный узел, перемещаются вверх. Они могут перемещаться в пределах хода раздвижного механизма.

Перемещение штока 7 вверх и шлицевое зацепление его с корпусом 9 произойдут только после вытяжки инструмента на большую величину, чем ход раздвижного механизма.

Техническая характеристика устройства приведена ниже.

Шифр устройства для вращения колонны труб	УРВ2-146	УРВ2-127	УРВ-80	УРВ-65
Наружный диаметр, мм	146	127	80	67
Длина, мм	2920	2890	1900	2165
Длина рабочего хода, мм	890	890	500	870
Минимальный диаметр проходного канала, мм	20	20	20	15
Допустимая нагрузка, кН:				
сжимающая	2700	1900	120	80
растягивающая (при $\Delta P = 0 \div 45$ МПа)	2700—2250	1900—1600	600—400	400—340
Допустимый крутящий момент, кН·м	36,5	31,0	4,6	3,3
Масса, кг	235	163	55	45
Размер присоединительных резьб	3-121	3-101	3-62	3-50

В комплектах многоциклового испытательного оборудования МИГ-146, МИГ-127 и МИГ-80 применяются устройства для раздельного вращения колонны труб, имеющие одинаковую конструкцию.

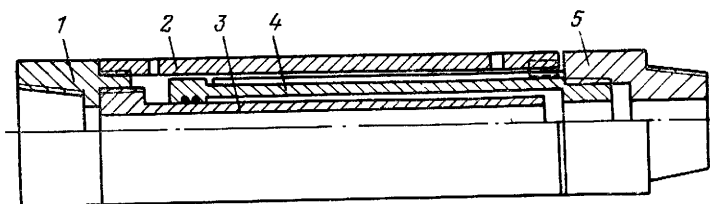


Рис. V.8. Компенсатор К-95

В комплекте многоциклового испытателя пластов МИК-95 вместо одного узла, выполняющего роль элемента для раздельного вращения колонны бурильных труб и раздвижного механизма, используются два отдельных узла: компенсатор К-95 и муфта подшипниковая МП-95.

Компенсатор К-95 (рис. V.8) служит для обеспечения надежности управления клапанами испытателя пластов при вертикальном перемещении колонны бурильных труб, предупреждения преждевременного открытия уравнительного клапана. Он применяется в сборке с испытателем пластов ИПЦ-95.

Компенсатор устанавливается непосредственно под испытателем пластов или пробоборником, если последний включается в сборку.

Компенсатор состоит из двух подвижных узлов: верхнего переводника 1, жестко соединенного с корпусом 2 и штоком 3, и нижнего переводника 5, соединенного со штоком 4. Верхний переводник 1 с корпусом 2 имеет шлицевое соединение со штоком 4 и нижним переводником 5, что позволяет через компенсатор передавать крутящий момент нижерасположенным узлам комплекта.

Компенсатор включается в работу при закрытии приемного клапана для записи кривой восстановления давления.

Техническая характеристика компенсатора К-95 приведена ниже.

Шифр компенсатора	К-95
Диаметр, мм	95
Рабочий ход, мм	1000
Допустимая нагрузка, кН:	
при сжатии	1275
при растяжении (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	1020

Допустимый крутящий момент, кН·м	40,8
Длина, мм	2600
Масса, кг	76,8
Размеры присоединительных резьб	3-76

Муфта подшипниковая ПМ-95 (рис. V.9) предназначена для вращения колонны бурильных труб во время притока, чтобы устранить возможность ее прилипания к стенке скважины при неподвижном состоянии.

Муфта может быть установлена в любом месте колонны выше пакера. В случае установки в сборке аварийного замка муфту необходимо расположить выше испытателя пластов.

Муфта подшипниковая состоит из корпусных деталей — корпуса 3, переводников 5, 6 и нижнего переводника 7. Верхний переводник 1 соединен со штоком 2,

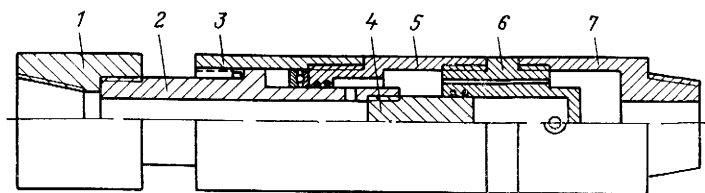


Рис. V.9. Муфта подшипниковая ПМ-95

в который ввинчена головка 4. На торце переводника 5 устанавливается подшипник. Муфта имеет гидравлически неуравновешенную поверхность, равную 12 см². Во время работы в скважине на шток и верхний переводник действует выталкивающая сила, равная 12 кН на каждые 10 МПа перепада давления между затрубным пространством и внутренней ее полостью.

В растянутом положении шток связан с корпусом шлицевым соединением, в сжатом положении шток выходит из зацепления с корпусом, обеспечивая возможность вращения колонны труб и инструмента выше подшипниковой муфты.

Техническая характеристика муфты подшипниковой приведена ниже.

Шифр муфты	ПМ-95
Диаметр, мм	95
Рабочий ход, мм	90
Допустимая нагрузка, кН:	
при сжатии	850
при растяжении (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	850
Допустимый крутящий момент, кН·м	16
Длина, мм	920
Масса, кг	46
Размер присоединительных резьб	3-76

ЗАПОРНЫЙ ПОВОРОТНЫЙ КЛАПАН

Запорный поворотный (запорно-поворотный) клапан предназначен для закрытия скважины после проведения периода притока для записи кривой восстановления давления.

Существуют запорные поворотные клапаны одинарного и двойного закрытия: клапаны одинарного закрытия позволяют производить испытание в один цикл (один открытый и один закрытый периоды испытания); клапаны двойного закрытия — в два цикла (два открытых и два закрытых периода).

Управление запорным клапаном осуществляется вращением колонны бурильных труб вправо на определенное число оборотов.

Запорно-поворотные клапаны включают следующие узлы.

Клапанный узел, с помощью которого управляют режимами исследования после посадки пакера и пуска скважины в работу (закрытие скважины для записи начальной КВД, открытие скважины и проведение второго периода притока и закрытие скважины для записи конечной КВД). Исполняется клапанный узел в двух вариантах: 1) в виде пробки, перекрывающей отверстие гильзы при перемещении ее вверх и изолирующей внутреннюю полость бурильных труб от подпакерного пространства (в клапанах одинарного закрытия); 2) в виде двух телескопически связанных втулок, при вертикальном смещении которых друг относительно

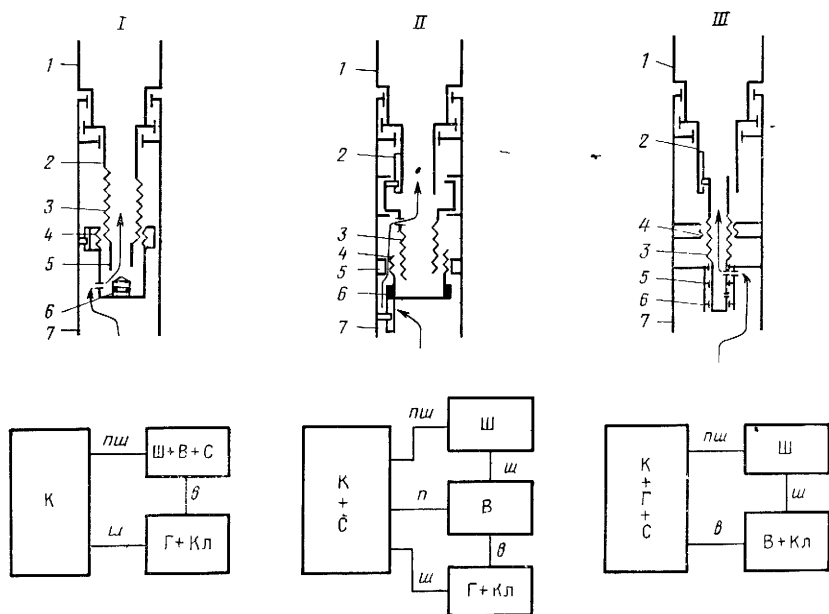


Рис. V.10. Блок-схема приводов запорных клапанов:

1 — бурильные трубы, 2 — шток; 3 — винт; 4 — гайка; 5 — гильза; 6 — пробка; 7 — корпус; I, II, III — типы приводов. Способы взаимодействия подвижных узлов: ш — шпоночное; пш — подшипниковое, в — винтовое; К — корпус; Ш — шток; В — винт, Г — гайка, Кл — клапан; С — седло

друга сообщаются или разобщаются полости бурильных труб и подпакерной зоны (в клапанах двойного закрытия).

Пробка — в первом варианте и внутренняя втулка — во втором играют роль клапанов.

Привод клапана. Клапан (пробка, втулка) приводится в действие — вертикально перемещается при неподвижном положении корпуса запорно-поворотного клапана — вращением колонны бурильных труб. Это достигается с помощью гайки и винта, связанных с корпусными неподвижными деталями устройства и подвижным грузовым штоком (жестко соединенным с колонной бурильных труб) шпоночным или подшипниковым типа соединением.

При шпоночном соединении детали перемещаются только в вертикальном направлении и не могут вращаться относительно друг друга; при соединении подшипникового типа детали свободно вращаются относительно друг друга и не могут вертикально смещаться. В зависимости от характера взаимодействия гайки и винта с корпусными деталями и грузовым штоком достигается тот или другой способ управления клапаном. Именно тип привода клапана и составляет основное отличие всех существующих запорно-поворотных клапанов друг от друга.

На рис. V.10 приведены три блок-схемы привода клапана, иллюстрирующие характер управления в различных клапанных системах.

В I типе привода клапана верхний подвижный узел — грузовой шток III, жестко соединенный с винтом B и втулкой (седлом клапана C), связан с корпусом таким образом, что имеет две степени свободы перемещения: вертикальное и вращение вокруг оси клапана. Такое взаимодействие узлов на схеме условно обозначено как *пш*. Верхний подвижный узел связан со вторым подвижным узлом через жестко соединенную с клапаном К_л гайку Г. Второй узел связан с корпусом К шпоночным соединением. Данный способ управления реализован в клапане ЗП-146. Здесь все элементы привода: грузовой шток, винт, седло клапана, гайка и сам клапан перемещаются во время перемещения колонны.

Во II типе привода клапана грузовой шток, представляющий собой первый подвижный узел, также взаимодействует с корпусом, имея две степени свободы, седло клапана жестко соединено с корпусом, а винт и гайка с клапаном выполнены в виде двух нежесткосвязанных подвижных элементов. Таким образом, в данном приводе имеются три подвижных элемента.

Винт — второй подвижный узел, связанный с корпусом соединением подшипникового типа, со штоком — шпоночным соединением, а с нижним, третьим подвижным узлом — гайкой с клапаном — винтовым соединением.

Нижний подвижный узел выполняет только вертикальные перемещения благодаря шпоночному соединению с корпусом. Данный способ управления клапаном реализован в ЗП-95. Аналогично управление клапаном в ЗПК-2-65, где гайка является вторым подвижным звеном, а винт с клапаном — третьим. В данном типе привода клапана при вращении колонны перемещаются четыре элемента: грузовой шток, винт, гайка и клапан.

В III типе привода клапана с корпусом жестко связаны седло клапана и гайка. Грузовой шток, как и в предыдущем случае, представляет собой отдельный подвижный узел, имеющий две степени свободы. Вторым подвижным узлом является винт, жестко соединенный с клапаном. Второй узел связан с грузовым штоком шпоночным соединением, а с корпусом — винтовым. Это наиболее удачная конструкция привода клапана, так как здесь минимальное число элементов перемещается во время вращения колонны бурильных труб и выполнено наименьшее число связей между подвижными узлами. Данный способ управления реализован в клапанах ЗПК-2-146, ЗПК-2-95, ЗПК-2-65М, КЗ-2-146, КЗ-3-127.

Кроме указанных основных узлов все клапаны включают узлы, представляющие собой *шлицевые соединения*, предназначенные для жесткого соединения грузового штока с корпусом запорно-поворотного клапана при спуско-подъемных операциях инструмента, когда требуется передача вращения через колонну бурильных труб нижерасположенным узлам комплекта. Грузовой шток выходит из шлицевого зацепления только после упора хвостовика о забой скважины или якоря на стенки скважины и разгрузки инструмента.

Далее, в запорно-поворотные клапаны включены *подшипниковые узлы*, облегчающие вращение грузового штока после частичной разгрузки бурильных труб, необходимой для установки пакера, которая передается на все узлы испытательного оборудования.

Кроме того, в клапаны новых конструкций: ЗП-2-146, ЗП2-95, ЗП2-65М, а также во все клапаны типа КЗ входят *перепускные клапаны*, установленные в нижнем переводнике. Эти клапаны предназначены для выравнивания давлений в полости между ИП и ЗПК и затрубным пространством при подъеме оборудования на поверхность.

Помимо этого, все запорно-поворотные клапаны имеют гидравлическую неуравновешенность в верхней части корпуса, в результате чего возникают гидравлические усилия, удерживающие грузовой шток в шлицевом соединении во время спуско-подъемных операций. Те же усилия создают дополнительную нагрузку на корпус запорного клапана, передающуюся через нижерасположенные узлы на пакер во время проведения испытания. Величины этих нагрузок в зависимости от перепада давления приведены в табл. V.2.

Запорный поворотный клапан ЗП-146. Общий вид клапана приведен на рис. V.11, а. Клапан состоит из верхнего переводника 1, в который ввинчен грузовой шток 2, и корпуса, в который входит кожух 3, переводник 5 и нижний переводник 10. Во внутренней полости клапана находятся подшипник 4, установлен-

Величина нагрузок в зависимости от периода давления

Шифр клапана	Нагрузка, удерживающая корпус в нижнем положении, в кН, при перепаде давления, МПа							
	5	10	15	20	25	30	35	40
ЗП-146	13,5	27,0	40,5	54,0	67,5	81,0	94,5	108,0
ЗП-95	12,5	25,0	37,5	50,0	62,5	75,0	87,5	100,0
ЗП2-146	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0	14,0	10,0
ЗП2-95	2,5	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	17,5	20,0
ЗП2-65	0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8
ЗП2-65М	0,5	1,0	1,5	2,1	2,6	3,1	3,6	4,0
КЗ-3-146	4,3	8,6	12,9	17,2	21,5	25,8	30,1	34,4
КЗ-2-127	-0,01	-0,02	-0,03	-0,04	-0,05	-0,06	-0,07	-0,0
КЗ-2-95	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,4	2,8	3,2
ЗП2-80	0,6	1,3	1,9	2,6	3,3	3,9	4,6	5,2
ЗП2М-65	0	0	0	0	0	0	0	0

ный на торце переводника 5, и винт 6, жестко соединенный с грузовым штоком. В нижней части винта расположено седло клапана 7. На винт 6 навинчена гайка, жестко соединенная с втулкой 8 и пробкой 9. Втулка 8 находится в шпоночном зацеплении с корпусом.

По мере вращения грузового штока втулка с пробкой поднимается вверх и входит в седло клапана, разобщая полость бурильных труб с подпакерной зоной. Для закрытия клапана необходимо сделать 15 оборотов инструмента. При дальнейшем вращении колонны втулка выходит из шпоночного зацепления с корпусом запорно-поворотного клапана и в дальнейшем вместе со штоком свободно вращается вокруг оси клапана.

После окончания исследования вытяжкой инструмента приподнимают грузовой шток, который входит в шлицевое соединение с корпусом, в результате чего становится возможным передавать вращение колонной бурильных труб расположенным ниже узлам оборудования.

В запорно-поворотном клапане отсутствует перепускной клапан, поэтому после подъема инструмента в замкнутой полости между ним и испытателем пластов может находиться жидкость под высоким давлением. В связи с этим при разьединении этих клапанов на поверхности необходимо принять меры предосторожности.

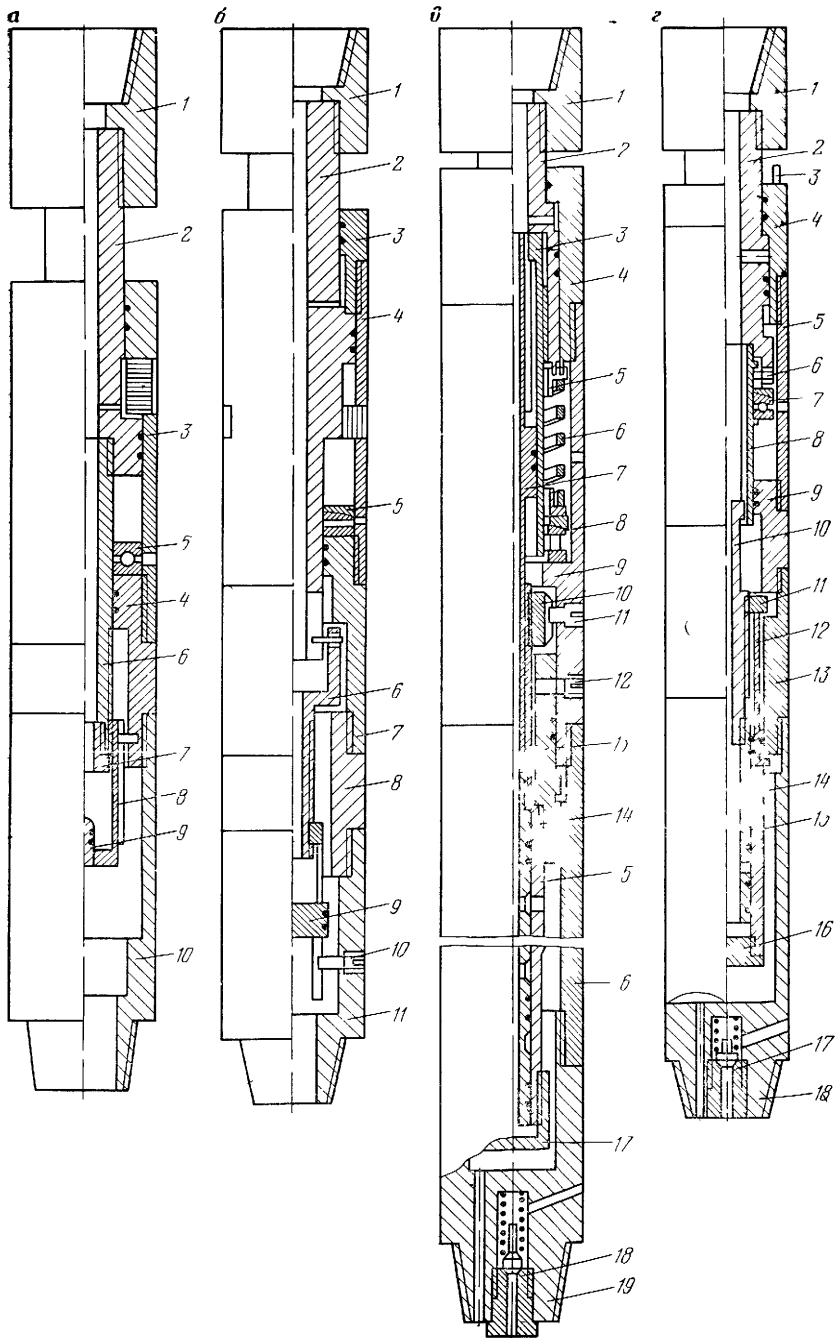
Техническая характеристика запорно поворотного клапана ЗП-146 приведена ниже.

Шифр запорно-поворотного клапана	ЗП-146
Наружный диаметр, мм	146
Длина, мм	1240
Число оборотов, необходимое для закрытия скважины	15
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	600
Масса, кг	135
Размер концевых резьб	3-121

Запорно-поворотные клапаны ЗП-95 и ЗП2-65 (рис. V.11, 6) по принципу действия не отличаются друг от друга. Но поскольку седло клапана ЗП2-65 имеет дополнительные перепускные отверстия в верхней части, то этим клапаном можно проводить испытание в два цикла.

Каждый клапан состоит из верхнего переводника 1 с грузовым штоком 2 и корпуса, куда входят грундбукса 3, кожух 4, переводники 7, 8 и нижний переводник 11.

Во внутренней полости клапана ЗП-95 расположены: подшипник 5; винт 6, фиксируемый между переводниками 7 и 8 и находящийся в шпоночном соединении с грузовым штоком 2; клапан 9, выполненный в виде пробки и соединенный с винтом через жестко связанную с ним гайку, а с корпусом через шпонку и ограничитель 10.



Клапан ЗП-95 закрывается вращением инструмента на 15 оборотов; смена позиций в клапане ЗП2-65 производится при вращении инструмента на 8 оборотов, а всего совершаются 24 оборота для проведения двух циклов испытания. При дальнейшем вращении грузового штока клапан выходит из шпоночного зацепления с корпусом и в дальнейшем вместе с штоком может вращаться неограниченно долго.

Конструктивное отличие клапанов ЗП2-65 состоит в том, что между переводниками 7 и 8 фиксируется не винт, а гайка, которая входит в шлицевое зацепление с грузовым штоком. Винт же, наоборот, жестко связан с клапаном.

Техническая характеристика запорно-поворотных клапанов ЗП-95 и ЗП2-65 приведена ниже.

Шифр запорно-поворотных клапанов	ЗП-95	ЗП2-65
Наружный диаметр, мм	95	67
Длина, мм	1618	2160
Рабочий ход, мм	—	100
Число оборотов, необходимое для обеспечения:		
первого закрытия	15	8
второго открытия	—	16
второго закрытия	—	24
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	250	—
Масса, кг	74	40
Размер концевых резьб	3-76	3-50

Запорный поворотный клапан КЗ. Общий вид запорно-поворотного клапана показан на рис. V.11, в. Корпус клапана включает переводники 4, 16 и кожух 9. Внутри корпуса расположен грузовой шток 2, который во время спуска и подъема оборудования находится с помощью храповика 5 и пружины 6 в зацеплении с корпусным переводником.

Грузовой шток 2 соединен с гильзой 3, находящейся в постоянном шлицевом зацеплении с винтом 7. Внутри кожуха 9 расположен узел упорного подшипника, состоящий из нижней опоры, роликов, верхней и промежуточной сферических опор. Ниже подшипника установлена гайка 10, удерживаемая от проворота штифтом 11. Ниже гайки расположена гильза 13, соединенная с гильзой 15. В нижней части гильзы 15 установлена заглушка 17. Винт 7 жестко соединен со штоком запорного клапана, который телескопически связан с гильзой 15. В нижнем переводнике 19 находится перепускной клапан 18, состоящий из винта, штока и пружины.

При пуске скважины в работу после посадки пакера и открытия впускного клапана испытателя жидкость через осевой канал в нижнем переводнике запорно-поворотного клапана поступает в кольцевое пространство переводника 16 и затем через радиальные отверстия гильзы 15 и штока запорного клапана, совмещенные в исходном положении, поступает во внутреннюю часть бурильных труб.

После окончания первого открытого периода скважину закрывают для записи КВД вращением бурильной колонны на 10 оборотов. Грузовой шток под воздействием сжимающей нагрузки находится в нижнем положении и не связан с корпусом клапана. Вращение труб через гильзу 3 передается винту 7, который, перемещаясь вверх, увлекает за собой шток запорного клапана 14, перекрывая доступ жидкости через отверстия гильзы 15 во внутреннюю полость бурильных труб.

Рис. V.11. Запорно-поворотный клапан:

а — ЗП-146; б — ЗП-95 и ЗП2-65; в — КЗ: 1 — верхний переводник; 2 — грузовой шток; 3, 13, 15 — гильзы; 4, 16 — переводники; 5 — храповик; 6 — пружина; 7 — винт; 8 — подшипник; 9 — кожух; 10 — гайка; 11 — штифт; 12 — пробка; 14 — шток запорного клапана; 17 — заглушка; 18 — перепускной клапан; 19 — нижний переводник; а — ЗП2 1 — верхний переводник; 2 — грузовой шток; 3 — монтажный винт; 4, 13 — переводник; 5 — кожух; 6 — стопор; 7 — подшипник; 8 — шток; 9 — опорный переводник; 10 — винт; 11 — гайка; 12 — верхняя гильза; 14 — шток запорного клапана; 15 — нижняя гильза; 16 — заглушка; 17 — перепускной клапан; 18 — нижний переводник

После окончания записи начальной КВД вновь вращением бурильных труб на 10 оборотов вращают винт 7 и перемещают шток запорного клапана еще выше вверх. При этом нижние отверстия штока клапана 14 совмещаются с отверстиями гильзы 15, тем самым подпакерная область пласта снова сообщается с трубным пространством — осуществляется второй период притока. После завершения второго открытого периода снова вращением колонны на 10 оборотов перемещают шток запорного клапана и перекрывают отверстия гильзы 15, закрывая скважину для записи конечной кривой восстановления давления.

По истечении времени второго закрытого периода при дальнейшем вращении колонны бурильных труб шток запорного клапана перемещается до предела вверх; винт 7 выходит из резьбового соединения с гайкой, и затем его перемещение вверх прекращается. После этого можно свободно вращать колонну бурильных труб без каких-либо изменений позиций запорно-поворотного клапана.

В конечном, верхнем положении штока запорной гильзы его верхние отверстия совмещаются с нижними радиальными отверстиями в кожухе 9. Если пробка 12 не ввинчена в кожух, то по истечении исследования пласта затрубное пространство через эти каналы сообщается с внутренней полостью бурильных труб. При этом возможна обратная циркуляция — замещение поступившего флюида промыточной жидкостью.

После завершения испытания растягивающим усилием через колонну бурильных труб грузовой шток запорно-поворотного клапана перемещают вверх, который вновь входит в зацепление с корпусным переводником 4. По мере подъема инструмента и уменьшения давления в затрубном пространстве повышенное давление в межклапанной зоне открывает перепускной клапан 18, в связи с этим давление в межклапанной зоне становится равным затрубному давлению. Техническая характеристика запорно-поворотного клапана КЗ приведена ниже.

Шифр запорно-поворотного клапана	K32-146	K33-127
Наружный диаметр, мм	146	127
Длина, мм	1517	1510
Рабочий ход, мм	20	20
Число оборотов, необходимое для обеспечения периодов:		
первого закрытого	10	10
второго открытого	20	20
второго закрытого	30	30
Направление вращения	Правое	
Минимальный диаметр проходного канала, мм	20	20
Допустимая нагрузка, кН:		
сжимающая	2700	1800
растягивающая (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	2700	1800
	1150	790
Допустимый крутящий момент, кН·м	29,0	23,3
Масса, кг	167	135
Размер присоединительных резьб	3-121	3-101

Запорный поворотный клапан ЗП2. Общий вид запорно-поворотного клапана показан на рис. V.11, г. Клапан включает следующие элементы: грузовой шток 2, жестко соединенный с верхним переводником 1, и корпус, состоящий из переводников 4, 13, 18 и кожуха 5. Внутри клапана расположен шток 8 с подшипником 7, который находится в шпоночном зацеплении с винтом 10. Винт 10 жестко соединен со штоком запорного клапана 14, перемещающегося в нижней гильзе 15. На винт 10 навинчена гайка 11, закрепленная в корпусе клапана. Ниже гайки расположена верхняя гильза 12. В нижнем переводнике 18 установлен перепускной клапан 17.

Конструкция клапана незначительно отличается от ранее рассмотренного клапана КЗ. В отличие от КЗ, где установлена пружина, удерживающая шток клапана в шлицевом зацеплении для предотвращения произвольного сжатия и вращении внутренних деталей клапана на поверхности при перевозке и работе с ним, в переводник 4 ввинчен монтажный винт 3. Перед спуском в скважину после закрепления замковых резьб винт должен быть вывинчен.

В клапане отсутствуют перепускные каналы на случай использования клапана в качестве циркуляционного, как это сделано в клапане КЗ. Смена позиций клапана осуществляется вращением инструмента на 10 оборотов.

По приведенной схеме выполнены клапаны ЗП2-146, ЗП2-95, ЗП2-65М, техническая характеристика которых приведена ниже.

Шифр запорно-поворотного клапана	ЗП2-146	ЗП2-95	ЗП2-80	ЗП2-65	ЗП2-65М
Наружный диаметр, мм	146	95	80	67	67
Длина, мм	1885	2097	2150	2160	1830
Рабочий ход, мм	100	90	90	100	70
Число оборотов, необходимое для обеспечения:					
первого закрытия	10	10	10	8	10
второго открытия	20	20	20	16	20
второго закрытия	30	30	30	24	30
Масса, кг	194	119	60	40	38
Размер концевых резьб	3-121	3-76	3-62	3-50	3-56

Отличие указанных клапанов состоит в том, что в клапане ЗП2-65М смена позиций производится при вращении инструмента на 8 оборотов, а не на 10.

Дополнительные приспособления, служащие для расширения возможностей испытательного оборудования

Во ВНИИМП разработаны дополнительные узлы: запорно-поворотный клапан многоциклового действия и многоцикловая приставка, предназначенные для использования в компоновке с серийными испытательными комплектами КИИ-2М-146 и КИИ-2-146. Они обеспечивают возможность проведения испытания не в два, а в несколько циклов, если это необходимо в конкретных геологотехнологических ситуациях исследования объектов.

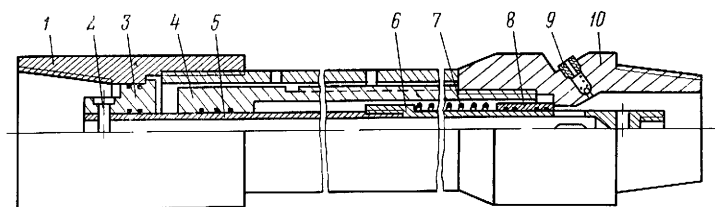


Рис. V.12. Многоцикловая приставка МП-146:

1 — верхний переводник; 2 — палец; 3 — вкладыш; 4, 5 — шток; 6 — клапан; 7 — пружина; 8 — втулка; 9 — пробка с пружиной и шариком; 10 — нижний переводник

Многоцикловая приставка МП-146 (рис. V.12) применяется вместо ЗП-146 и ЗП2-146 в компоновке оборудования КИИ-146 и КИИ-2М-146, где управление режимами испытания производится не вращением инструмента, как при работе с ЗП, а вертикальным перемещением колонны бурльных труб.

Многоцикловая приставка состоит из двух подвижных узлов: верхнего переводника 1, жестко соединенного с корпусом и с внутренними деталями: вкладышем 3, штоком 5 и клапаном 6, и нижнего переводника 10 со штоком 4. Втулка 8, уплотненная резиновыми кольцами, скользит по внешней поверхности клапана и удерживается в нижнем положении пружиной 7.

Корпус находится в шлицевом зацеплении со штоком 4, поэтому через многоцикловую приставку крутящий момент может передаваться нижерасположенным узлам комплекта. Шток 5 связан с верхним переводником через палец 2 и вкладыш 3, который удерживается между верхним переводником и корпусом.

Клапан 6 имеет в нижней части каналы, которые при перемещении клапана вверх перекрываются втулкой 8, прекращая доступ жидкости из подпакерной зоны в трубы, тем самым закрывая скважину для записи кривой восстановления давления.

Таким образом, в нижнем положении клапана 6, когда каналы открыты, проходит период притока, в верхнем положении — период восстановления давления. Многократная вытяжка и разгрузка инструмента позволяют провести испытание в несколько циклов.

Многоцикловая приставка рекомендуется для применения в сильно искривленных или наклонно-направленных скважинах, где затруднено вращение колонны бурильных труб. Однако в таких скважинах необходимо проводить специальные исследования по влиянию сил трения при перемещении колонны, так как для закрытия клапана многоцикловой приставки возникают затруднения по определению величины нагрузки на крюке при вытяжке оборудования, соответствующей ненагруженному состоянию забойных механизмов.

Техническая характеристика многоцикловой приставки приведена ниже

Шифр многоцикловой приставки	МП-146
Наружный диаметр, мм	146
Длина, мм:	
в сжатом положении	1450
в растянутом положении	2450
Рабочий ход штока, мм	1000
Диаметр канала штока, мм	22
Масса, кг	100
Размер присоединительных резьб	3-121

Запорно-поворотный клапан многоцикловый ЗПКМ2-146 (рис. V.13), выполняющий те же функции, что и многоцикловая приставка, позволяет производить многократное переключение режимов испытания, осуществляя процессы притока и

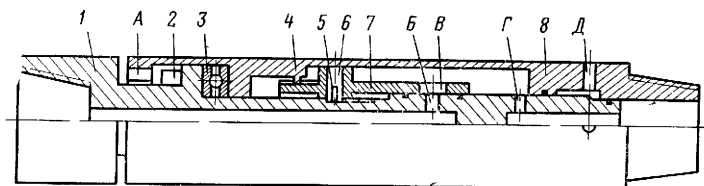


Рис. V.13. Запорно-поворотный клапан многоцикловый ЗПКМ2-146:

1 — шток с верхним переводником; 2 — шлиц; 3 — подшипник; 4 — направляющие штифты; 5 — скоба; 6 — палец; 7 — труба; 8 — корпус с нижним переводником; А — шлицевой паз; В, Г — приемные отверстия; В — щелевые каналы; Д — уравнильные отверстия

восстановления давления. Однако переключение режимов производится вращением инструмента, так же как и у серийных запорно-поворотных клапанов. ЗПКМ2-146 состоит из корпуса с нижним переводником 8 и штока со верхним переводником 1. Основная деталь клапана — труба 7, имеющая фигурную бесконечную винтовую канавку, образованную правой и левой трапецидальной резьбами, сопряженными между собой, по которой при вращении штока относительно корпуса скользит скоба 5, жестко закрепленная со штоком. Труба 7 имеет шпоночное (шлицевое) зацепление с корпусом клапана и относительно корпуса может перемещаться только в вертикальном направлении.

В транспортном положении шток с верхним переводником находится в шлицевом зацеплении с корпусом. После разгрузки инструмента шток выходит из шлицевого зацепления и упирается через подшипник 3 в уступ корпуса, после чего колонна бурильных труб может свободно вращаться при неподвижном положении пакера.

При вращении инструмента скоба 5 скользит по винтовой канавке и перемещает трубу вверх или вниз в зависимости от того, по левой или правой резьбе скользит скоба. После достижения скобой верха или низа винтовой линии она переходит на противоположную винтовую канавку и при дальнейшем вращении концы трубы изменяет направление движения.

В верхнем положении трубы ее отверстия В совпадают с отверстиями Б штока 1, и жидкость через эти совмещенные отверстия и отверстие Г в нижней части штока может перетекать из подпакерной зоны в трубы. В нижнем положении трубы отверстия Б перекрываются трубой, доступ жидкости в трубы прекращается — проводится закрытый период испытания.

Запорно-поворотный клапан многоциклового действия кроме функций запорного клапана выполняет еще и функции самого испытателя пластов. Труба 7 в исходном положении перекрывает отверстия Б в штоке, не допуская доступ жидкости из подпакерной зоны в трубы. Поскольку при спуске оборудования шток 1 находится в верхнем положении, то отверстия Д в нижнем переводнике открыты, поэтому внутренняя полость труб под ЗПКМ и затрубное пространство сообщаются между собой. При разгрузке инструмента отверстия Д перекрываются нижним уплотнением штока, изолируя сообщение трубного и затрубного пространств. При работе с оборудованием с опорой на стенки скважины ЗПКМ помимо функций запорно-поворотного клапана и испытателя пластов может еще выполнять функции циркуляционного клапана и заливочного устройства. Его техническая характеристика приведена ниже.

Шифр запорно-поворотного многоциклового клапана	ЗПКМ2-146
Наружный диаметр, мм	146
Длина, мм:	
в сжатом положении	1900
в растянутом положении	2000
Рабочий ход, мм	100
Число оборотов, необходимое для смены позиции клапана	10
Наибольший диаметр проходного канала, мм	25
Масса, кг	175
Размер концевых резьб	3-121

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЯССЫ

Гидравлические ясы устанавливаются в комплектах испытательного оборудования для облегчения снятия пакера или освобождения хвостовика, если по окончании испытания обнаруживаются затяжки инструмента.

В практике испытания используют ясы открытого и закрытого типов. В яссах открытого типа рабочей жидкостью является скважинный буровой раствор, который через отверстия в корпусе попадает в рабочую камеру ясса, в яссах закрытого типа — масло, которое заранее заливается в изолированную от трубного и затрубного пространства камеру. Основное преимущество яссов закрытого типа заключается в том, что в них усилие срабатывания ясса не зависит от глубины его установки, т. е. от гидростатического давления в затрубном пространстве, что характерно для яссов открытого типа.

Принцип действия ясса заключается в следующем. Корпус ясса, жестко связанный с прихваченным инструментом, находится в неподвижном положении. Подвижный шток ясса через верхний переводник соединен с вышерасположенными узлами комплекта и бурильными трубами. Перемещению штока вверх препятствует уплотнительная манжета, которая может скользить по внутренней поверхности корпуса ясса, но удерживается в нижнем положении гидростатическим давлением столба промывочной жидкости в яссах открытого типа. Только после преодоления усилия, действующего на неуравновешенную площадь (манжету), шток медленно перемещается вверх до тех пор, пока манжета не пройдет через отверстия в корпусе, после чего гидростатическое давление передается в полость под манжетой. Растянутая колонна бурильных труб над яссом мгновенно освобождается от за-

тяжки и упругим запасом энергии колонны шток верхним буртом бьет по корпусу. В яссах закрытого типа перемещению вверх штока препятствует гидравлическое сопротивление в поршне, действующее до тех пор, пока втулка поршня не входит в расширенную часть камеры, после чего шток резко перемещается вверх, производя удар по корпусу.

Яссы типа ЯГ (рис. V.14, а), применяют в комплектах КИИ-146, КИИ-95, КИИ-65 и КИИ-2М-146, КИИ-2М-95, КИИМ-65, а также МИК-95 и МИГ-80. Яссы этого типа состоят из следующих основных элементов: корпуса 3, жестко соединенного с нижним переводником 9; подвижного узла, включающего верхний

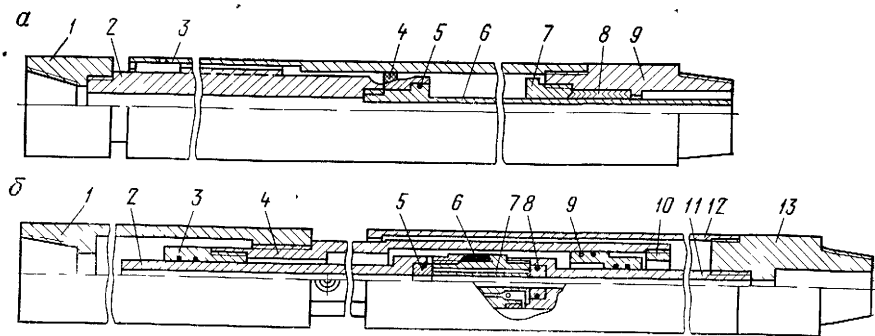


Рис. V.14. Гидравлический ясс:

а — ЯГ: 1 — верхний переводник, 2 — грузовой шток, 3 — корпус, 4 — уплотнительная манжета, 5 — седло манжеты, 6 — шток, 7 — грундбукса, 8 — манжета, 9 — нижний переводник; б — ЯГЗ: 1 — верхний переводник, 2 — рабочая трубка, 3 — грундбукса, 4 — шестигранный шток, 5, 8 — герметизирующая втулка, 6 — поршень, 7 — стержень, 9 — разделительный поршень, 10 — гайка, 11 — полый шток, 12 — кожух, 13 — нижний переводник

переводник 1, грузовой шток 2 и шток 6; манжеты 8, удерживаемой с помощью пружины 7; уплотнительной манжеты 4.

Грузовой шток 2 имеет шлицевое зацепление с корпусом 3, поэтому при вращении колонны бурильных труб крутящий момент через ясс передается расположенным ниже узлам комплекта испытательного оборудования.

При ходе вниз уплотнительная манжета отходит от поверхности корпуса, и шток ясса свободно перемещается вниз, так как жидкость без сопротивления перетекает из нижней части камеры в верхнюю. Во время испытания ясс находится в сжатом положении. Его перемещению вверх относительно корпуса препятствует сила от гидростатического давления, действующая по неуравновешенной площади поршня.

Испытатель пластов КИИ-2М-146 поставляется с двумя яссами, отличающимися силой удара за счет различных гидравлически неуравновешенных площадей.

Техническая характеристика яссов рассмотренного типа приведена ниже.

Шифр ясса	ЯГ-146	ЯГ1-146	ЯГ1-95 ЯГ-95	ЯГ-80	ЯГ-65
Наружный диаметр, мм	146	146	95	80	67
Длина в растянутом положении, мм	1608	1210	1270 (1262)	1185	1130
Величина свободного хода, мм	320	220	330 (200)	220	250
Величина гидравлически неуравновешенной площади, см ²	96	58	38	18	15
Масса, кг	156	104,3	63,3 (51)	40	21
Размер концевых резьб	3-121	3-121	3-76	3-72	3-50

Сила срабатывания яссов ЯГ-146, ЯГ1-146, ЯГ-95, ЯГ1-95, ЯГ-80 и ЯГ-65 со-

ответственно составляет 960, 580, 380, 380, 180 и 150 кН на каждые 10 МПа гидростатического давления.

В соответствии с указанными значениями нагрузок для срабатывания яссов проверяется возможность их применения в зависимости от конкретных глубины установки и плотности промывочной жидкости в скважине, где определяется нагрузка на колонну, исходя из условий ее прочности на растяжение.

Все эти яссы конструктивно практически не отличаются друг от друга. Их принцип действия одинаков. Некоторое отличие состоит в наличии дополнительных отверстий в корпусе либо в установке различных уплотнительных элементов манжеты, втулки, или в способе фиксации уплотнительного элемента с помощью грундбуксы ограничительной шайбы.

Яссы типа ЯГЗ (рис. V.14, б) разработаны и применяются в комплексе с оборудованием МИГ-127 и МИГ-146. Ясс этого типа устроен следующим образом. Верхний подвижный узел, включающий верхний переводник 1 и шестигранный шток 4 с грундбуксой 3, имеет телескопическое соединение с нижним подвижным узлом, включающим нижний переводник 13 с навинченными на него по внешней резьбе кожухом 12 и по внутренней резьбе — полым штоком 11 с поршнем 6 и рабочей трубкой 2.

На концах шестигранного штока установлены сверху грундбукса, а снизу — разделительный поршень 9, между которыми образована замкнутая полость, являющаяся рабочей камерой ясса. Рабочая камера заполняется маслом. Подвижный разделительный поршень 6 обеспечивает поддержание в рабочей камере давления, равного давлению глинистого раствора в затрубном пространстве.

При спуске и подъеме ясс находится в растянутом положении. Шестигранное зацепление штока 4 с кожухом 12 обеспечивает передачу крутящего момента ниже расположенным узлам комплекта.

При сжатии ясса в результате разгрузки инструмента после упора хвостовика в забой скважины полый шток 11 смещается в нижнее положение. Переток жидкости из надпоршневого в подпоршневое пространство осуществляется сначала через широкий зазор между втулкой поршня и внутренней поверхностью шестигранного штока, а затем, после того как поршень входит в расточку штока, через обратный клапан, находящийся в поршне.

При передаче растягивающих усилий при ликвидации прихвата жидкость медленно перетекает из-под поршня в надпоршневое пространство по лабиринтовой кольцевой щели в поршне, образованной между стенками каналов и стержней. Колонна растягивается до максимально допустимых нагрузок на растяжение в наиболее опасном ее сечении. По мере перемещения шестигранного штока вверх наступает момент, когда поршень попадает в расширенную полость шестигранного штока. Сопротивление перетоку тормозной жидкости мгновенно исчезает, и переводник 1 вместе со штоком резко перемещаются вверх. Шток своим наружным уступом ударяет по внутреннему уступу кожуха 12, передавая ударную выталкивающую нагрузку ниже расположенной прихваченной части инструмента.

Гидравлическое сопротивление щели поршня зависит от длины щели, которая может изменяться от 100 до 700 мм. Рекомендуется устанавливать максимальную длину щели при работе в высокотемпературных скважинах (более 100 °С) и минимальную — при работе в низкотемпературных скважинах (3° — 80 °С). Требуемая длина щели выполняется путем использования различного числа стержней (1—7). Усилие срабатывания ясса не зависит от гидростатического давления и определяется только величиной сопротивления канала щели. Техническая характеристика ясса приведена ниже.

Шифр гидравлического ясса	ЯГЗ2-127	ЯГЗ3-146
Наружный диаметр, мм	127	146
Длина, мм	1840	1800
Рабочий ход, мм	220	220
Вместимость тормозной камеры, см ³	1100	1080
Время торможения при нагрузке 100 кН (18—20 °С), мин	35	35

Допустимая нагрузка, кН:		
сжимающая	2450	2700
	2200	2500
растягивающая (при $\Delta p_r = 45 \div 100$ МПа) .	2000	2250
Допустимый крутящий момент, кН·м	11,8	30,0
Масса, кг	145	168
Размер присоединительных резьб	3-101	3-121

БЕЗОПАСНЫЙ ЗАМОК

Безопасный замок (рис. V.15) включается в компоновку испытательного оборудования в тех случаях, когда есть опасение, что освободить оборудование при прихвате не удастся; в то же время необходимо проводить испытание при тех режимах, при которых не исключен прихват хвостовика. Безопасный замок устанавливается непосредственно над пакером.

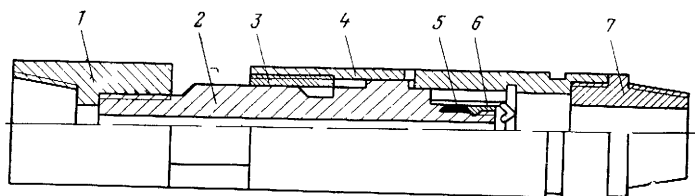


Рис. V.15. Безопасный замок ЗБ:

1 — верхний переводник; 2 — шток; 3 — гайка с левой резьбой; 4 — корпус; 5 — втулка; 6 — винт; 7 — нижний переводник

Безопасный замок состоит из двух подвижных относительно друг друга телескопически связанных узлов: верхнего переводника 1 с грузовым штоком 2 и корпуса 4 с нижним переводником 7.

В верхней части корпуса навинчена гайка с левой резьбой 3, находящаяся в постоянном зацеплении с грузовым штоком.

На внутренней поверхности корпуса имеются шесть шлицевых выступов, а на утолщенной части штока — три шлицевых выступа, с помощью которых он соединен с корпусом. В нижней части штока расположена резиновая втулка 5, которая предназначена для перекрытия сообщения затрубного пространства с внутренней полостью замка при разгрузке инструмента. При этом втулка входит в расточку нижнего переводника. В исходном транспортном положении безопасный замок служит дополнением уравнительному клапану испытателя, с помощью которого снижается сопротивление перетоку жидкости из подпакерной зоны в надпакерную при спуске оборудования в скважину.

При прихвате инструмента, если его не удастся отсоединить с помощью ясса, то все испытательное оборудование над пакером извлекается из скважины отвинчиванием в безопасном замке. Через колонну буровых труб передается усилие на шток. Затем инструмент разгружают, шток перемещается вниз и в крайнем нижнем положении перемещается вправо вместе с гайкой на 120° . После этого инструмент приподнимают, шток перемещается в верхнее положение, где производится вправо еще на 120° . Таким образом, производят возвратно-поступательные вертикальные перемещения колонны с одновременным приложением к ней крутящего момента, а гайку отсоединяют от корпуса. Для отсоединения гайки требуется 16 оборотов для ЗБ2-127, 13 оборотов для ЗБ2-146 и 12 — для ПЗ-80¹.

¹ Хотя конструкция безопасного замка, включенного в комплект оборудования МИГ-80, не отличается от замков ЭБ2-127 и ЭБ2-146 но замок здесь назван ПЗ-80 — предохранительный замок.

После отвинчивания от корпуса гайка вместе со штоком и вышерасположенными узлами испытательного оборудования извлекается из скважины. Корпус безопасного замка, пакер и хвостовик остаются в скважине.

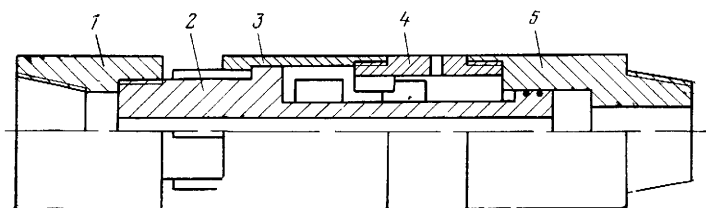


Рис. V.16. Аварийный замок ЗА-95

Техническая характеристика безопасного замка приведена ниже.

Шифр безопасного замка	ЗБ2-127	ЗБ2-146	ПЗ-80	ЗБ-65
Наружный диаметр, мм	127	146	80	67
Длина, мм	1037	1025	1015	1110
Минимальный диаметр канала d , мм	25	25	15	15
Размер левой резьбы	110×5	120×5	60×4	58×3
Допустимая нагрузка, кН:				
сжимающая	1650	2350	200	150
растягивающая (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	1650—1320	2350—1960	200—180	150—130
Допустимый крутящий момент, кН·м	5,0	6,8	3,8	2,9
Число оборотов для разъединения	16	13	12	12
Число циклов возвратно-поступательного движения для разъединения	48	39	36	36
Масса, кг	74,3	90,5	30	36
Размер присоединительных резьб	3-101	3-121	3-62	3-50

Замок аварийный ЗА-95 (рис. V.16), применяемый в сборке испытательных инструментов КИИ-95 и МИК-95, отличается конструктивно от ранее рассмотренных.

Замок устанавливается в сборке испытательного оборудования непосредственно над пакером. Он состоит из штока 2 с верхним переводником 1, подвижных относительно жестко соединенных между собой корпуса 3, переводника 4 и нижнего переводника 5.

Шток 2 связан с переводником 4 двумя шпоночными соединениями. Корпус 3 связан шпоночным соединением со штоком 2 в верхней части. Шпонки штока, входящие в зацепление с переводником, выполнены в виде двух рядов шпонок, смещенных друг относительно друга на 30°. Переводник 4 имеет левую резьбу.

При аварийном отсоединении хвостовика с пакером производят возвратно-поступательные перемещения колонны с одновременным приложением к ней крутящего момента. При этом корпус 3 отвинчивается от переводника 4. Для полного отвинчивания корпуса 3 требуется совершить 40 возвратно-поступательных ходов штока аварийного замка.

Техническая характеристика аварийного замка приведена ниже.

Шифр аварийного замка	3А-95
Диаметр, мм	95
Рабочий ход, мм	100
Допустимая нагрузка, кН:	
при сжатии	1275
при растяжении (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	1020
Допустимый крутящий момент, кН·м	4,08
Длина, мм	810
Масса, кг	42
Размер присоединительных резьб	3-76

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЙ КЛАПАН

Циркуляционные клапаны предназначены для осуществления прямой или обратной циркуляции сообщением внутренней полости бурильных труб с затрубным пространством.

Замещение поступившей в трубы жидкости перед подъемом инструмента необходимо для исключения разлива нефти из труб над ротором, а также выхода газа с раствором непосредственно у устья скважины, что небезопасно для рабочего персонала. Поэтому при подъеме инструмента, когда на устье скважины появляется уровень залитой жидкости, к верхней трубе колонны подсоединяют сборную линию, открывают циркуляционный клапан и обратной промывкой вытесняют залитый и поступивший флюид из труб и сбрасывают в амбар за пределы буровой установки.

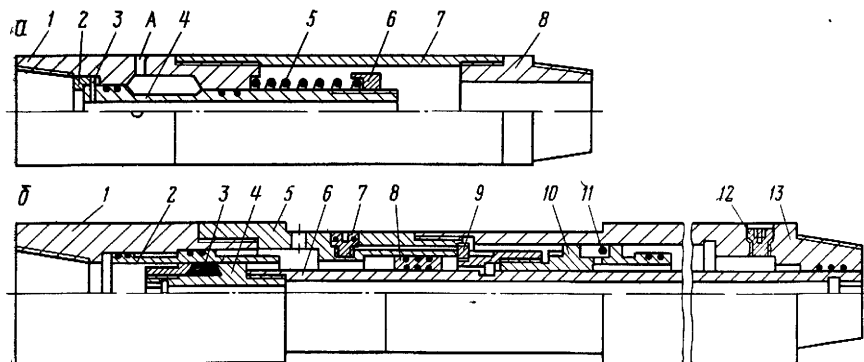


Рис. V.17. Клапан циркуляционный:

а — КЦ 1 — верхний переводник; 2 — упорная шайба; 3 — калиброванная срезная шпилька; 4 — запорная гильза; 5 — пружина; 6 — поджимная гайка; 7 — корпус; 8 — нижний переводник; А — циркуляционные отверстия, б — КМЦ 1 — верхний переводник; 2 — дифференциальная гильза; 3 — уплотняющая втулка; 4 — полый поршень; 5 — переводник; 6 — трубка; 7, 12 — пробка; 8 — разделительный поршень; 9 — упорная шайба; 10 — поршень; 11 — уплотняющее кольцо; 13 — нижний переводник

Восстановление циркуляции производят также при аварийном проявлении скважины в затрубном пространстве или при необходимости произвести промывку скважины, установку кислотной ванны при прихвате и т. д.

В практике испытания применяют циркуляционные клапаны гидравлического и механического типа.

Циркуляционный клапан КЦ (рис. V.17, а). Конструкция и принцип действия циркуляционных клапанов, используемых в комплектах КИИ, одинаковы. Циркуляционный клапан состоит из корпусных деталей — верхнего и нижнего переводников 1, 8, корпуса 7 и запорной гильзы, удерживаемой в исходном положении срез-

ной шпилькой 3. В верхнем переводнике имеются циркуляционные отверстия, перекрытые запорной гильзой. Запорная гильза подпружинена пружиной 5, сжатой между гайкой 6 и нижним торцом верхнего переводника. Сечение гильзы по верхнему уплотнению больше, чем по нижнему. Поэтому при создании в трубах давления большего, чем в затрубном пространстве, на гильзу действует сила по неуравновешенной площади, которая стремится переместить ее вниз. Усилие «срезки» шпильки зависит от ее сечения. Поэтому подбором шпилек того или другого диаметра можно добиться требуемого усилия срабатывания клапана.

Пружина удерживает поршень в нижнем положении и предотвращает самопроизвольное закрытие клапана при обратной циркуляции. Обычно давление срабатывания клапана колеблется в пределах 6—12 МПа.

Следует иметь в виду, что указанный перепад давления должен быть обеспечен на глубине установки циркуляционного клапана. На устье при этом давление срабатывания иногда может достигать 30—50 МПа. Оно зависит от соотношения удельных весов жидкостей в трубном и затрубном пространствах. Это давление может превышать допустимое давление для малопрочных бурильных труб. В подобных случаях необходимо предусмотреть установку циркуляционных клапанов, срабатываемых механически. Техническая характеристика циркуляционного клапана КЦ приведена ниже.

Шифр циркуляционного клапана	КЦ-146	КЦ-95	КЦ-65
Длина, мм	649	780	700
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Масса, кг	58	40	31
Размер концевых резьб	3-121	3-76	3-50

Циркуляционный клапан КЦМ (рис. V.17, б) отличается от КЦ тем, что в нем предусмотрено гидравлическое тормозное устройство, благодаря которому исключается преждевременное открытие клапана под воздействием гидродинамических давлений жидкости, возникающих при резких остановках и страгивании инструмента. В этих клапанах предусмотрен также гидравлический затвор, предотвращающий самопроизвольное его закрытие.

Циркуляционный клапан состоит из верхнего и нижнего переводников 1 и 13, между которыми находится корпусной переводник 5.

В верхнем переводнике 1 помещена дифференциальная гильза 2, которая может перемещаться в пределах между упорами в верхнем переводнике и корпусном переводнике 5.

Внутри дифференциальной гильзы помещен полый поршень 4 с уплотняющей втулкой 3, которая жестко связана с трубкой 6. В средней части трубки установлен поршень 10, создающий гидравлическое сопротивление при перетоке жидкости из нижней части камеры в верхнюю. Между корпусным переводником и трубкой находится разделительный поршень 8, благодаря которому жидкость в камере находится все время под тем же давлением, что и в затрубном пространстве.

При спуске в скважину циркуляционный клапан закрыт, так как резиновая втулка герметично разобщает трубное пространство с затрубным. Дифференциальная гильза удерживается в верхнем положении гидростатическим давлением, превышающим трубное в процессе всего процесса испытания. При появлении кратковременных ударных нагрузок трубка с поршнем стремится переместиться вниз, однако резкому перемещению трубки вниз препятствуют высокие сопротивления перетоку жидкости из подпоршневого пространства в надпоршневое: кольцо 11 перемещается в верхнюю часть паза и перекрывает зазор между поршнем и внутренней поверхностью нижнего переводника; жидкость перетекает по кольцевой щели, образованной между стенками поршня и трубки. Таким образом, при кратковременном действии повышенных давлений во внутренней части бурильных труб исключена возможность открытия циркуляционного клапана.

После окончания испытания и подъема инструмента, когда жидкость появляется на устье, подсоединяют к верхней трубе бурильной колонны агрегат и создают давление в трубах, на 3—5 МПа превышающее гидростатическое. Под действием

этого давления дифференциальная гильза 2 перемещается вниз и упирается в выступ переводника 5. При этом трубка 6 с поршнем 10 перемещаются вниз. Через 20—60 с втулка 3 выходит из гильзы. При этом гильза возвращается в верхнее положение под давлением, действующим по ее неуравновешенной поверхности, тем самым сообщая затрубное и трубное пространство через отверстия в переводнике 5. В нижнем положении трубки герметизирующие кольца поршня находятся в расточке нижнего переводника. Между этими кольцами и герметизирующими кольцами нижнего переводника образуется замкнутая область, выполняющая роль гидравлического затвора, предотвращающего самопроизвольное закрытие клапана.

Ниже приведена техническая характеристика циркуляционных клапанов, используемых в компоновке с испытателями пластов МИГ. Эти клапаны могут быть использованы и в компоновках с другими комплектами испытательного оборудования.

Шифр циркуляционного клапана	КЦМ2-146	КЦМ2-127	КЦМ-80
Максимальный наружный диаметр, мм	178	146	80
Длина, мм	800	800	945
Диаметр проточки под элеватором, мм	141	127	—
Объем тормозной камеры, см ³	800	800	400
Допустимая нагрузка, кН:			
сжимающая	1650	1800	200
растягивающая (при $\Delta p = 0 \div 100$ МПа)	1650—1320	1800—1410	200—180
Допустимый крутящий момент, кН·м	56,5	55,6	9,2
Масса, кг	145	90	31
Размер присоединительных резьб	3-147	3-121	3-62

Циркуляционные клапаны механического действия используются, как указывалось выше, в тех случаях, когда по техническим причинам невозможно создать высокое давление на устье для передачи требуемого перепада давления на глубину установки циркуляционного клапана из-за прочностных ограничений труб бурильной колонны. В этих случаях в компоновку испытательного оборудования включают циркуляционные клапаны механического типа. На рис. V.18 приведена схема одного из таких клапанов.

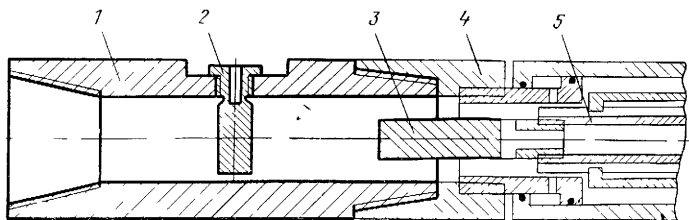


Рис. V.18. Клапан механического действия:

1 — верхний переводник; 2 — пробковый палец; 3 — шток; 4 — верхний переводник ЗПК; 5 — шток ЗПК

Клапан состоит из корпусного переводника 1 и пробкового пальца 2, ввинченного в отверстие корпуса. Палец имеет надрез по периметру. При ударе по пальцу тяжелым предметом он легко переламывается в ослабленном сечении, открывая доступ жидкости из затрубного пространства в трубное.

Для открытия такого клапана внутрь бурильных труб сбрасывается тяжелая штанга (шток) массой 6—10 кг, что достаточно в большинстве случаев для срабатывания клапана.

Для более надежного срабатывания клапана в Севкавказнефте предложен способ «срезки» пальца циркуляционного клапана путем вращения колонны буровых труб (см. рис. V.18). Это достигается следующим образом. Циркуляционный клапан устанавливается непосредственно над запорно-поворотным клапаном. К внутреннему штоку запорно-поворотного клапана 5 подсоединяется шток 3, который при вращении ЗПК перемещается вверх. Длина штока 3 подбирается таким образом, чтобы при перемещении вверх он уперся в палец циркуляционного клапана после осуществления всех режимов испытания, т. е. после проведения второго закрытого периода. В штоке 3 просверливаются отверстия для пропуска жидкости в трубы.

После упора штока 3 палец циркуляционного клапана ломается и открывает отверстия в корпусе клапана, сообщая внутреннюю полость буровых труб и трубное пространство.

Описанные способы обеспечения циркуляции после завершения испытания можно применять одновременно с установкой гидравлических и механических клапанов. При этом надежность срабатывания клапанов существенно повышается, что становится весьма важным при испытании объектов в сложных геологических условиях глубоких скважин, где возможны отборы больших объемов газонефтяных смесей в трубы. В этих случаях замещение поступивших флюидов в трубах обязательно.

КЛАПАН ЗАЛИВОЧНО-ЦИРКУЛЯЦИОННЫЙ

Кроме рассмотренных клапанов, имеющих прямое назначение — осуществление прямой или обратной промывки скважины после окончания испытания, в некоторых комплектах испытательного оборудования применяют клапаны, которые выполняют функции не только циркуляционных клапанов, но и заливочных устройств.

В комплект многоциклового оборудования МИК-95 включен клапан универсальный КУ-95, а в оборудовании МИГ-80, кроме обычного циркуляционного кла-

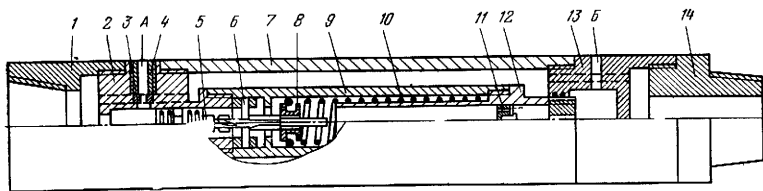


Рис. V.19. Клапан универсальный КУ-95

пана КЦМ-80, включается еще дополнительный заливочно-циркуляционный клапан КЗЦ-80.

Клапан универсальный КУ-95 (рис. V.19). Корпус клапана включает верхний переводник 1, переводники 2, 13, корпус 7 и нижний переводник 14. Внутри клапана имеется масляная камера 10, в нижней части которой расположен раздвигательный поршень 11, выравнивающий давление внутри камеры по отношению к наружному. В верхней части камера перекрыта от доступа посторонней жидкости штоком 5, который удерживается в исходном состоянии в верхнем положении, прижимаясь к внутреннему торцу переводника 2 с помощью пружины 9. Опора пружины 8 выполнена в виде клапана, создающего гидравлическое сопротивление перемещению штока при движении вниз, за счет чего жидкость может перетекать в этом случае только через одно отверстие опоры. При ходе вверх уплотнительное кольцо опоры смещается вниз, позволяя жидкости поступать в нижнюю часть камеры через четыре отверстия в опоре, тем самым снижая гидравлическое сопротивление.

Сквозные продольные каналы в переводниках 2 и 13 дают возможность жидкости свободно перетекать в расположенные выше бурильные трубы. Боковые отверстия А и Б сообщают затрубное пространство с центральным продольным каналом клапана. В отверстие А вставляется штуцер 4 со сменной шайбой 3 для создания перепада давления при закачке жидкости в трубы, что необходимо для сжатия пружины.

После спуска 5—10 свечей труб для их заполнения к верхней трубе подсоединяют агрегат или буровой насос и закачивают в трубы жидкость. Шток 5 под действием давления перемещается вниз до упора в цилиндр 12 и от возникающего перепада давления на штуцере удерживается в таком положении во время заливки труб. После прекращения закачки шток возвращается в исходное положение, перекрывая сообщение затрубного и трубного пространств.

Для повторного открытия клапана требуется большее давление. Шток вновь перемещается вниз до упора в цилиндр 12. При снятии давления шток, перемещаясь вверх, фиксируется в промежуточном положении кольцом 6, скользящим по фигурным пазам штока. Через открывшиеся боковые отверстия затрубное пространство вновь сообщается с трубным.

Техническая характеристика клапана приведена ниже.

Шифр универсального клапана	КУ-95
Наружный диаметр, мм	95
Длина, мм	1100
Объем масляной камеры, см ³	600
Допустимая нагрузка, кН:	
при сжатии	1275
при растяжении	370
Масса, кг	50
Размер присоединительных резьб	3-76

Клапан заливочно-циркуляционный КЗЦ-80 (рис. V.20) состоит из четырех свинченных переводников — верхнего 1, нижнего 19 и корпусных 2 и 15. Внутри клапана находится подвижный шток 6, в верхнюю часть которого ввинчен винт 4,

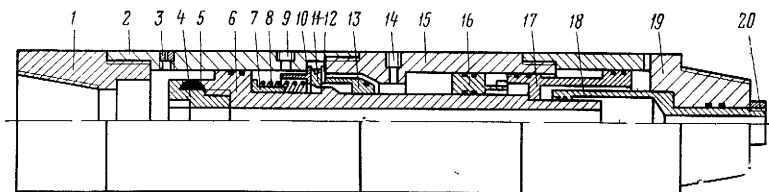


Рис. V.20. Клапан заливочно-циркуляционный КЗЦ-80

удерживающий штулку 5. Полость между штоком и корпусными переводниками образует тормозную камеру, изолированную сверху от внешней среды уплотнительной поверхностью штока в его расширенной части, а снизу — плавающим поршнем 16. Внутри масляной камеры расположены: поршень 13, служащий для создания сопротивления перетоку жидкости из нижней части камеры в верхнюю при ходе штока вниз; полукольца 11, препятствующие в исходном положении перемещению штока 6 вверх, в которые упирается буртик штока, находящийся в средней части.

Полукольца 11, опирающиеся на опорные шайбы 10 и 12, сжимаются пружиной 2. В верхней части штока имеются полукольца 7, удерживаемые в верхнем положении пружиной 8, упирающейся в опорную шайбу 10.

В нижней части клапана расположена дифференциальная гильза 17, имеющая неуравновешенную площадь, по которой действует гидростатическое давление, создающее выталкивающее усилие на гильзу и шток. Трубка 18 жестко соединена с нижним переводником 19 с помощью гаек 20. В отверстие переводника 2 ввинчены штуцер 3 и пробка 9, а переводника 16 — пробка 15. Пробки 9, 14 служат для заполнения и освобождения камеры от масла. Штуцер 3 устанавливается

для создания перепада давления на шток при закачке жидкости в трубы; штуцер также исключает размыв циркуляционного канала при перетоке жидкости между затрубным и трубным пространствами.

В данном устройстве исключено преждевременное срабатывание клапана при действии мгновенных гидравлических нагрузок на шток, так как последний перемещается вниз с торможением за счет сопротивления перетоку масла из верхней полости камеры в нижнюю через поршень 13.

Для закрытия клапана при спуске в трубы закачивается жидкость. За счет перепада давления на штуцере шток клапана перемещается вниз. Когда при перемещении штока полуколыца 7 войдут в полуколыца 11, последние раздвинутся и освободят буртик штока. После остановки закачки жидкости в трубы шток клапана переместится вверх под влиянием выталкивающей нагрузки, действующей на дифференциальную гильзу 17. В результате втулка 5 войдет в расточку верхнего переводника и перекроет сообщение трубного и затрубного пространств.

Для осуществления циркуляции в конце испытания клапан открывается созданием давления в трубах. Шток клапана перемещается вниз, причем при выходе втулки из расточки в верхнем переводнике 1 проскакивает шток вниз, а выступ штока проходит сквозь полуколыца 11, которые под действием пружины перемещаются в исходное положение и в дальнейшем удерживают шток в нижнем положении. Резкое падение давления в трубах — сигнал открытия клапана.

Техническая характеристика клапана заливно-циркуляционного приведена ниже.

Шифр заливно-циркуляционного клапана	КЗЦ-80
Наружный диаметр, мм	80
Длина, мм	950
Рабочий ход, мм	110
Объем тормозной камеры, см ³	1200
Допустимая нагрузка кН:	
сжимающая	60
растягивающая	200
Размер присоединительных резьб	3-62

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ШТУЦЕР

Штуцера в испытательном оборудовании устанавливаются с целью снижения передаваемой мгновенной депрессии на пласт при открытии выпускного клапана испытателя пластов. Обычно штуцера располагают непосредственно в испытателе пластов, в верхнем его переводнике. Однако при установке штуцера заранее затруднительно предугадать, какой диаметр будет оптимальным при работе в скважине. При интенсивном притоке и высоком расходе жидкости через штуцер перепад давления на него будет очень высоким и требуемой депрессии на пласт создать не удастся.

Поэтому с целью регулирования расхода и перепада давления в комплектах испытательного инструмента иногда монтируют специально штуцерные узлы, представляющие отдельные элементы сборки. В качестве такого узла применяют гидравлический штуцер конструкции Севкавнипнефти.

Гидравлический штуцер типа Ш2 (рис. V.21) состоит из корпусных переводников: верхнего и нижнего переводников 1 и 13, переводника 7 и переводника тормозной камеры 9. Внутри корпуса расположены жестко соединенные штоки 8 и 11. Верхний шток имеет три штуцерные насадки, в нем же находится дисковый клапан 3 с пружиной, опирающейся на седло-гайку 2. В верхней части нижнего штока расположена обойма 10 с герметизирующим кольцом, а в нижней — гильза 12.

Благодаря гидравлической неуравновешенности штоки находятся в нижнем положении при спуско-подъемных операциях.

В верхнем переводнике 1 устанавливается трубка 4 с втулкой 6, которая в исходном положении перекрывает две нижние штуцерные насадки, и жидкость может поступать в трубы только через верхнюю насадку 5.

После пуска скважины в работу при интенсивном притоке создается перепад давления на верхней штуцерной насадке. Этот перепад давления, действующий

на штоки, и перемещает их вверх. При этом кольцо герметично перекрывает зазор между обоймой и внутренней поверхностью переводника 9, и тормозная жидкость начинает перетекать через зазор с высоким гидравлическим сопротивлением между обоймой 10 и штоком 11. Таким образом исключается ударная нагрузка на оборудование в момент открытия впускного клапана испытателя пластов.

По мере перемещения штока 8 вверх вторая штуцерная насадка выходит из-под втулки 6 и подключается в работу. В результате снижается сопротивление потоку жидкости и уменьшается перепад давления на штуцерные насадки и на штоки гидравлического штуцера. При небольшом перепаде давления штоки останавливаются, и режим притока через штуцерные насадки будет установившимся. Если же напор жидкости будет оставаться высоким, то штоки будут продолжать пере-

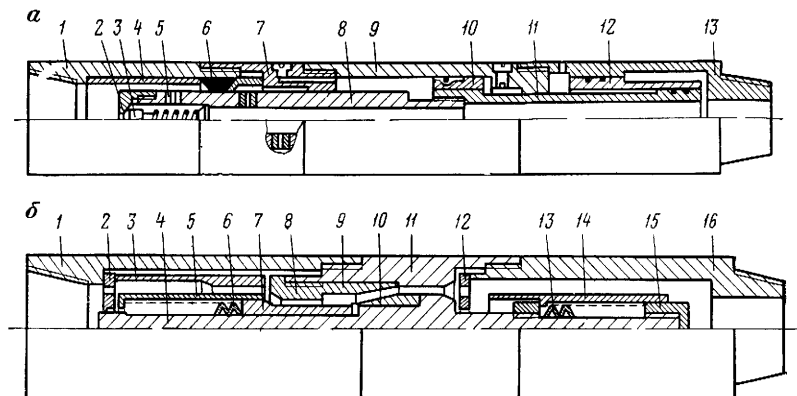


Рис. V.21. Гидравлический штуцер:

a — Ш2; *б* — Ш-80. 1 — верхний переводник; 2, 12 — кольцо; 3 — гильза; 4 — клапан; 5 — кожух; 6, 13 — тарельчатая пружина; 7 — упор; 8, 15 — гайка; 9 — наружный насадок; 10 — внутренний насадок; 11 — корпусной переводник; 16 — нижний переводник

мещаться вверх до тех пор, пока не подключится в работу третья штуцерная насадка, после чего поток жидкости будет направляться по трем каналам.

После закрытия скважины для записи кривой восстановления давления перепад давления на штоки исчезает, и последние возвращаются в исходное положение — штуцер автоматически перезаряжается. Штуцер позволяет плавно изменять депрессию на пласт, исключая гидравлические удары.

Техническая характеристика гидравлического штуцера приведена ниже.

Шифр гидравлического штуцера	Ш2-146	Ш2-127
Наружный диаметр, мм	146	127
Длина, мм	1240	1280
Число штуцерных насадок	3	3
Диаметр штуцерных насадок, мм	6	6
Объем тормозной камеры, см ³	1440	1030
Допустимая нагрузка, кН:		
сжимающая	2700	1800
растягивающая (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	2700—1150	1800—1150
Допустимый крутящий момент, кН·м	92,0	55,6
Усилие, удерживающее шток в нижнем положении, кН на 10 МПа перепада давления	5,5	5,1
Масса, кг	116	114
Размер присоединительных резьб	3-121	3-101

Гидравлический штуцер Ш-80 (рис. V.21, б), разработанный для использования в комплекте испытательного оборудования МИГ-80, существенно отличается

от штуцеров Ш2-127 и Ш2-146 как по конструкции, так и по принципу действия.

Штуцер состоит из корпусных деталей: верхнего, корпусного и нижнего переводников 1, 11, 16. Внутри корпуса штуцера расположен клапан 4 с твердосплавными насадками 9 и 10, который удерживается в нижнем положении под действием тарельчатых пружин 6, упираясь своей утолщенной частью в кольцо 12. Внутренний насадок 10 удерживается на клапане 4 с помощью упора 7, наружный насадок 9 — гайкой 8, пружины 6 и 13 — кожухами 5 и 14.

Кольца 2 и 12, на которых удерживается подвижная часть клапана, фиксируются на корпусе с помощью гильзы 3 и переводников 11 и 16. Гильза 3, кроме того, служит для предотвращения разрыва корпуса. В исходном положении штуцерные насадки образуют максимальный проходной канал между своими конусными поверхностями.

Во время открытия приемного клапана испытателя в подпакерной зоне создается высокое давление, превышающее гидростатическое давление столба глинистого раствора за счет передачи механической нагрузки на пакер. В результате в начальный момент клапан, сжимая пружины, перемещается вверх, уменьшая зазор между конусными поверхностями насадок. Тем самым в начальный момент исключается передача резкой депрессии на пласт и устраняются ударные нагрузки на хвостовик и пакер. При интенсивном притоке под действием противоположно направленных сил (силы, выталкивающей клапан от перепада давления на штуцер и стремящиеся вернуть клапан в исходное нижнее положение, и силы упругости тарельчатых пружин) устанавливается такой зазор между конусными насадками, при котором действующие силы уравниваются. При притоке слабой интенсивности под действием пружин клапан находится в нижнем положении, создавая максимальный проходной канал для жидкости. Техническая характеристика штуцера приведена ниже.

Шифр гидравлического штуцера	Ш-80
Наружный диаметр, мм	80
Длина, мм	700
Рабочий ход, мм	30
Допустимая нагрузка, кН:	
при сжатии	60
при растяжении	200
Максимальный перепад давления, МПа	45
Максимальная температура, °С	200
Масса, кг	28
Размер концевых резьб	3-62

ПРОБООТБОРНИКИ ДЛЯ ОТБОРА ПРОБ

Пробоотборники устанавливают в комплектах испытательного оборудования с целью отбора проб пластового флюида при забойных условиях: забойных температуре, давлении и газонасыщенности. Это позволяет более надежно и качественно определить истинную нефтегазоводонасыщенность пласта и изучить полное и подробнее свойства пластовой жидкости, так как при любых других способах отбора жидкости на поверхности ее состав значительно видоизменяется, жидкость дегасируется, смешивается с ранее залитой жидкостью в трубы и приходится восстанавливать и оценивать все параметры флюида для забойных условий по косвенным показателям.

Существуют следующие способы отбора проб на забое скважины: способы с применением специальных пробоотборников в виде отдельных узлов сборки; способы с использованием стандартных пробоотборников, применяемых в нефтедобыче, которые устанавливаются в специальных переводниках и приводятся в действие каким-либо из клапанов испытательного оборудования, где исполнительный элемент (шток) подсоединяется к подвижному узлу — обычно запорно-поворотному клапану или испытателю пластов; способы, связанные с отбором проб в замкнутую емкость, находящуюся между запорно-поворотным клапаном и испытателем пластов.

Пробоотборник ПИГ2 (рис. V.22, а) выполнен в виде отдельного узла сборки, в него входят корпусные детали: верхний и нижний переводники 1 и 12 и корпусные переводники 7 и 9.

Внутри верхнего переводника 1 находится гидравлический переключатель 3, в нем расположен подвижный запорный шток 4, уплотненный по внутренней поверхности герметизирующими кольцами. Запорный шток удерживается в крайнем верхнем положении с помощью пружины 8, которая препятствует перемещению штока вниз при различных инерционных ударах при спуске оборудования в скважину.

Проточная пробоотборная камера представляет собой полость между запорным штоком 4 и корпусными переводниками. В корпусе пробоотборника имеются клапаны для отбора проб: к нижнему клапану 10 подсоединяется при отборе пробы на поверхности насос, а с помощью верхних клапанов 6 пробы отбираются в

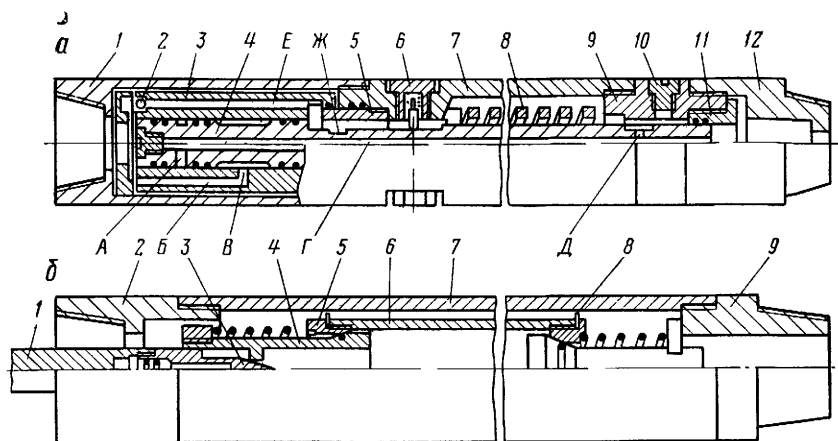


Рис. V.22. Пробоотборник:

а — ПИГ2, б — ПО-95

специальные контейнеры и сосуды Устанавливается пробоотборник ниже испытателя пластов.

Во время притока жидкость из подпакерной зоны через внутренние каналы оборудования поступает в пробоотборник, где проходит через каналы Д в штоке, внутреннюю проточную камеру пробоотборника и каналы Е в корпусе гидравлического переключателя, затем в расположенные выше узлы комплекта и, наконец, в буровые трубы.

После окончания испытания при снятии пакера закрывается приемный клапан испытателя и открывается уравнильный клапан. Поскольку в полости оборудования над пробоотборником давление повышается, то шаровой обратный клапан 2, находящийся в канале гидравлического переключателя, перекрывает последний, и под действием гидростатического давления шток перемещается вниз до тех пор, пока отверстия А в штоке и В и Б в гидравлическом переключателе не совпадут, после чего давление над и под пробоотборником выравнивается и через канал Г жидкость начинает поступать из подпакерного пространства в надпакерное.

В нижнем положении штока приемные отверстия камеры пробоотборника смещены и перекрыты уплотнительными кольцами втулки 11 переводника 12. В верхней части камера перекрывается уплотнительными кольцами штока по внутренней поверхности втулки 5. В результате жидкость, оказавшаяся в камере, отсекается и поднимается на поверхность. Шток 4 удерживается в нижнем положении стопором, который попадает в цилиндрическую проточку Ж в поршне и фиксируется в ней.

Только после вытеснения жидкости из пробоотборника на поверхности стопор извлекается, и шток возвращается в исходное положение для использования в последующих работах.

Техническая характеристика пробоотборников приведена ниже.

Тип пробоотборника	ПИГ2-146	ПИГ2-127	ПИП3-80
Наружный диаметр, мм	146	127	80
Длина, мм	1715	1620	1735
Полезная вместимость, см ³	4800	2500	800
Минимальный диаметр канала, мм	15	14	14
Длина рабочего хода, мм	215	150	170
Допустимая нагрузка, кН:			
сжимающая	2700	1800	630
растягивающая (при $\Delta p = 0 \div 45$ МПа)	2700—1150	1800—790	630
Допустимый крутящий момент, кН·м	92,0	55,6	16,8
Масса, кг	170	150	50,5
Размер концевых резьб	3-121	3-101	3-62

Пробоотборник ПО-95 (рис. V.22, б), предназначенный для отбора, транспортировки и хранения герметизированных проб, отобранных на забое скважины во время испытания, устанавливается в сборке непосредственно под испытателем пластов ИПЦ-95 и приводится в действие подвижным механизмом — штоком испытателя пластов.

Пробоотборник состоит из корпуса 7, жестко связанного с верхним 2 и нижним 9 переводниками, внутрь которого вставляется гильза 6 с клапанными узлами, являющаяся камерой для отбора пробы.

Каждый клапанный узел включает седло 5, жестко соединенное с гильзой 6, корпусный клапан 4 и иглу с пробкой 3, служащую для перевода пробы в контейнеры. Клапаны в исходном положении герметично перекрывают внутреннюю полость камеры с помощью пружин. К верхнему клапану присоединяется шток 1, который приводится в действие нажатием штока испытателя пластов. Между седлом 5 и гильзой вставляются диафрагмы 8, создающие гидравлическое сопротивление перетoku жидкости по кольцевому зазору между корпусом пробоотборника и гильзой.

При разгрузке инструмента в начале испытания и сжатии испытателя пластов шток 1, действуя на клапан 4, перемещает его вниз, открывая доступ жидкости в камеру пробоотборника. Одновременно открывается и нижний клапан пробоотборника. Во время притока жидкость, встречая сопротивление диафрагм, направляется через камеру к расположенным выше узлам оборудования в трубы.

Пробоотборник закрывается после снятия осевого усилия со штока 1 при вытяжке инструмента вверх и закрытии приемного клапана испытателя.

После подъема испытательного оборудования на поверхность гильза с пробой извлекается из пробоотборника и транспортируется в физико-химическую лабораторию.

Техническая характеристика пробоотборника приведена ниже.

Тип пробоотборника	ПО-95
Диаметр, мм	95
Вместимость пробоотборной камеры, см ³	1500
Рабочее давление, МПа	45
Максимальный ход штока, мм	60
Усилие открытия пробоотборника, кН	0,35—1,00
Допустимая нагрузка, кН:	
при сжатии	1275
при растяжении	370
Длина, мм	1420
Масса, кг	60
Размер присоединительных резьб	3-76

Пробоотборник СМП-500 выполнен на базе пробоотборника ГПС-58. В компоновку испытательного оборудования может быть включена связка из двух пробоотборников СМП-500. Такая связка подвешивается в замке переводника 2 (рис. V.23). Устанавливаются эти пробоотборники в переводнике, расположен-

ном ниже испытателя пластов. Клапаны пробоотборников открываются синхронно с открытием клапана испытателя пластов.

Для этого шток 1 соединяется с подвижным штоком испытателя пластов, который при ходе вниз открывает клапаны пробоотборников. Во время притока через них проходит жидкость, поступающая в трубы. После окончания испытания и вытяжки оборудования шток испытателя пластов перемещается вверх, увлекая за собой шток 1 пробоотборника. Клапаны пробоотборника под действием пружин закрываются, и отобранные пробы герметично перекрываются в камерах пробоотборников и вместе с испытательным оборудованием извлекаются на поверхность. На поверхности пробоотборники извлекаются из переводника 2 и транспортиру-

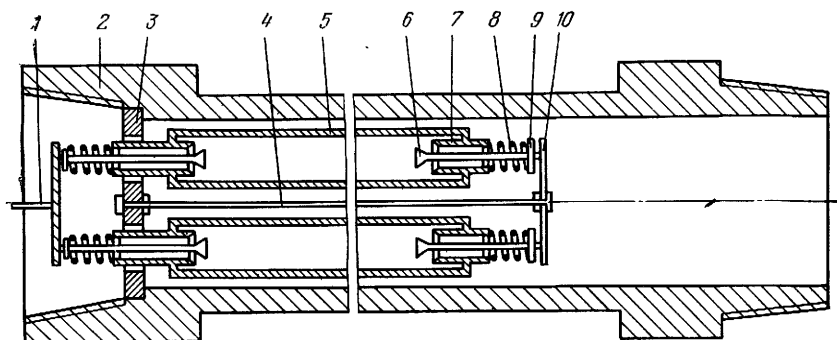


Рис. V.23. Принципиальная схема установки пробоотборника СМП-500:

1 — шток верхнего клапана; 2 — корпус; 3 — верхний упорный фланец; 4 — штанга подвески; 5 — пробоотборник СМП-500; 6 — клапан; 7 — гнездо клапана; 8 — упор нижнего фланца; 10 — упорный фланец

ются в физико-химическую лабораторию, где из них берется проба для анализа. Техническая характеристика пробоотборника СМП-500 приведена ниже.

Тип пробоотборника	СМП-500
Диаметр, мм	38
Длина, мм	900
Объем камеры пробоотборника, см ³	500
Максимальное рабочее давление, МПа	30
Рабочая температура, °С	160
Масса, кг	5

Пробоотборник ПТИ-1 (см. рис. V.22, 6) по конструкции не отличается от пробоотборника ПО-95 и представляет собой камеру с верхним и нижним переводниками, в которые встроены клапаны, находящиеся в закрытом положении под действием пружин. Такой пробоотборник вставляется в корпусный переводник, имеющий верхний подвижный узел: шток и переводник. Клапаны этого пробоотборника в отличие от рассмотренного выше способа открываются не штоком испытателя пластов, а верхним подвижным узлом переводника, в котором он устанавливается.

Основное преимущество применения такого способа отбора проб состоит в том, что данный пробоотборник можно располагать в любом месте компоновки испытательного оборудования. Его лучше всего устанавливать над фильтром в хвостовике. При этом создаются все условия для отбора непосредственно из пласта «чистой» пробы.

С помощью этого пробоотборника можно отбирать пробу пластового флюида даже в случае весьма низкой интенсивности притока, когда за время испытания пластовая жидкость не успевает поступить в трубы (в надпакерную зону), а по результатам испытания невозможно определить или оценить характер насыщения пласта.

ПРОБООТБОРНИКИ-НАКОПИТЕЛИ

Пробоотборники-накопители устанавливаются в комплектах испытательного оборудования типа КИИ между запорно-поворотным клапаном и испытателем пластов.

Существуют пробоотборники-накопители, которые отсекают жидкость, находящуюся между клапанами, например пробоотборник, разработанный во ВНИИНПГ, и пробоотборник, с помощью которого отбирается жидкость в межклапанном пространстве, не изолированная от остальной жидкости в этой области, конструкции Волгограднипнефти.

С помощью пробоотборника ВНИИНПГ жидкость доставляют на поверхность в том виде, в каком она была отобрана на забое скважины. Та же жидкость, ко-

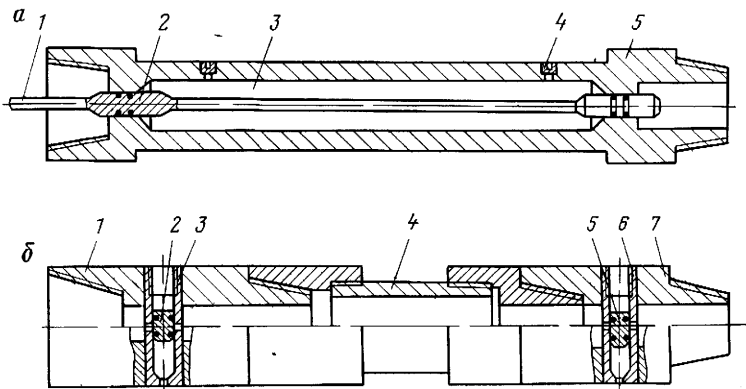


Рис. V.24. Пробоотборник-накопитель:
а — ВНИИНПГ; б — Волгограднипнефти ПН-1

торая находится между клапанами, в меньшей степени характеризует пластовый флюид, так как при подъеме инструмента часть жидкости через редукционный клапан запорно-поворотного клапана уходит в затрубное пространство. С этой жидкостью в кольцевое пространство возможен переток легких фракций газа, который выделяется из нефти раньше, поэтому истинный состав газа, отобранного на поверхности, может отличаться от того, который поступил в скважину на забое.

Пробоотборник-накопитель ВНИИНПГ изготавливается из толстостенного патрубка. Силовой привод этого пробоотборника — шток запорно-поворотного клапана. Однако в работе можно использовать ЗПК только старых конструкций, в которых отсутствует редукционный клапан, устанавливаемый в нижнем переводнике. В этом случае к подвижному штоку клапана ЗПК можно подсоединить дополнительный шток для управления пробоотборником.

Пробоотборник состоит из корпусного переводника 5 и штока 1, имеющего в своих расширенных местах уплотнения 2 для перекрытия камеры в верхней и нижней частях. В корпусе пробоотборника просверлены отверстия, в которые вставлены клапаны 4 для отбора проб (рис. V.24, а).

Пробы из полости пробоотборника 3 отбираются непосредственно после поднятия запорно-поворотного клапана и пробоотборника над столом ротора и подсоединения к клапанам пробоотборника сосуда для отбора проб и подвижного устройства.

Пробоотборник-накопитель Волгограднипнефти ПН-1 (рис. V.24, б), устанавливаемый также между ЗПК и испытателем пластов, применяется с испытателями пластов КИИ-146 и КИИ-95.

Пробоотборник-накопитель состоит из двух переводников — верхнего 1 и нижнего 7, в которых установлены клапаны для отбора проб, и патрубка 4 для уста-

новки манометра. Клапаны включают запорные пробки 2, 5 и втулки 3, 6. После подъема пробоотборника на поверхность проба из него переводится в контейнеры, которые подсоединяются к его клапанам.

Техническая характеристика пробоотборника-накопителя ПН-1 приведена ниже.

Тип пробоотборника-накопителя	ПН-1-146	ПН-1-95
Допустимый перепад давления на пробоотборник, МПа	30	70
Вместимость пробоотборника, м ³	0,023	0,011
Наружный диаметр, мм	146	95
Длина, мм	2600	2800
Масса, кг	100	60
Присоединительные концевые резьбы	3-121	3-76

ПАКЕР

Пакер — один из главных узлов комплекта испытательного оборудования. Он предназначен для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины и изоляции испытываемого пласта от остальной части ствола скважины. От

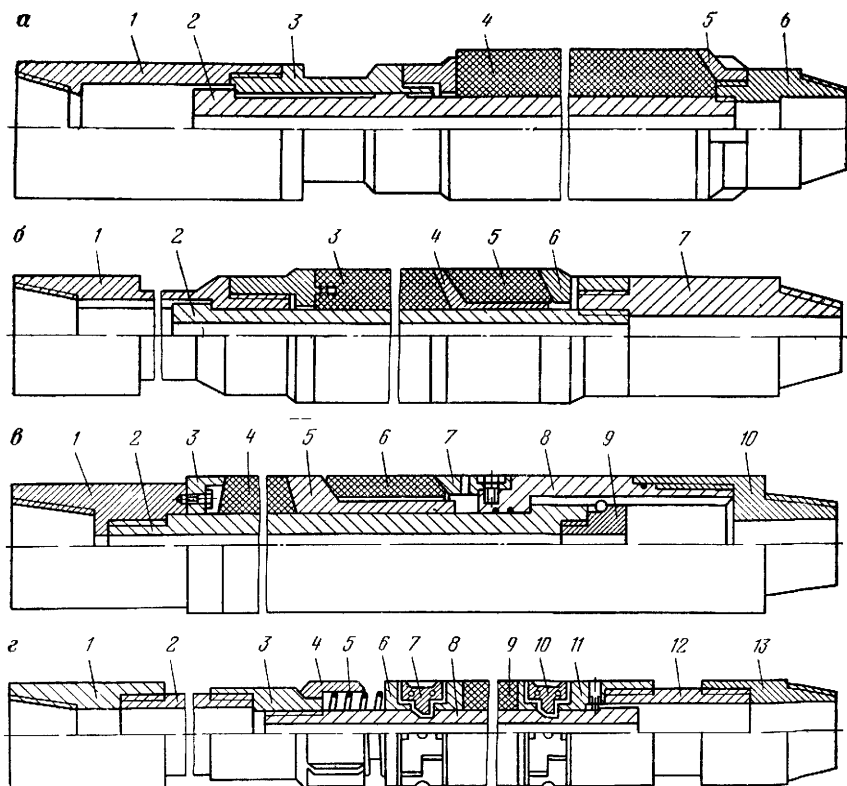


Рис. V.25. Пакеры:

а — с металлической опорой; б — с раздвижной резиновой опорой; в — секционный универсальный ПСУ; г — резино-металлического перекрытия ПРМП-1

надежности пакеровки зависит успех операции в целом. Основная доля неудачных испытаний с применением испытателей пластов связана с негерметичностью пакеровки.

Основной конструктивный элемент пакера — резиновый цилиндрический уплотнитель, который после сжатия в вертикальном направлении изменяется по высоте и в то же время расширяется в диаметре настолько, что перекрывает все кольцевое пространство между колонной бурильных труб и стенками скважины или обсадной колонны, если пакер устанавливается в колонне. Применяемые при испытании пакеры отличаются друг от друга способом крепления и сжатия пакерующего элемента.

Пакер с металлической опорой состоит из верхнего переводника 1, соединенного с корпусом 3, к которому присоединен пакерующий элемент с помощью жестко связанной с ним головки 4, и нижнего переводника 6 со штоком 2 (рис. V.25, а).

Верхний переводник с корпусом может перемещаться относительно штока на величину свободного хода головки штока между выступами переводника 1 и корпуса 3. Под действием осевой нагрузки переводник с корпусом перемещаются вниз, в результате чего резиновый элемент, опираясь об опору 5, увеличивается в диаметре и перекрывает ствол скважины.

Корпус 3 и шток 2 находятся в шлицевом зацеплении, что обеспечивает передачу крутящего момента через пакер расположенным ниже узлам компоновки для испытания скважины.

Пакер имеет сменные резиновые элементы и опоры разного диаметра. Пакеры с металлической опорой выпускаются диаметрами 146, 95 и 65 мм и имеют шифр ПЦ-146, ПЦ-95 и ПЦ-65. Техническая характеристика этих пакеров приведена ниже.

Тип пакера	ПЦ-146	ПЦ-95	ПЦ-65
Наружный диаметр остова, мм	146	95	65
Диаметр сменного резинового элемента, мм	220 195 180 170	145 135 115 109	92 87 78 67
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	190—243	118—161	76—102
Нагрузка при пакеровке, кН	100—150	60—80	10—50
Максимальный перепад давления, МПа	35	35	35
Диаметр штока, мм	73	40	34
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	600	250	150
Максимальная температура, °С	170	170	170
Длина остова, мм	2300	1525	1410
Средняя масса, кг	180	65	35
Размер концевых резьб	3-121	3-76	3-50

При работе в скважине резиновый элемент может частично или полностью разрушиться. Это в основном происходит из-за перегрузки пакера — передачи на него большей сжимающей нагрузки, чем допустимая. На разрушение резинового уплотнителя также влияют забойная температура и природный газ, вступающий во взаимодействие с резиной пакера.

Пакер с раздвижной резиновой опорой. Нижняя часть пакерующего элемента находится в наиболее тяжелых условиях при пакеровке. На пакер помимо механической нагрузки, передаваемой для его сжатия и пакеровки, действует еще гидравлическая, возникающая в результате снижения давления под пакером, иногда намного превышающая механическую. Эта нагрузка достигает 1000 кН и более и зависит от перепада давления на пакер, достигающего 35—40 МПа.

Под воздействием этого перепада резина затекает в зазор между металлической опорой и стенками скважины. В результате в этой части резинового элемента возникают высокие концентрации напряжения, вызывающие разрыв резины и выход пакера из строя. После подъема таких пакеров на поверхность у них должны быть заменены уплотнительные элементы.

Сокращение зазора между опорой пакера и стенкой скважины достигается с помощью раздвижных резиновых опор, устанавливаемых в пакерах типа ПЦР

(пакер с раздвижной резиновой опорой) (рис. V.25, б). Диаметр резиновой опоры в транспортном положении не превышает диаметра основного элемента пакера, а при создании сжимающих нагрузок резиновая опора расширяется в диаметре, значительно уменьшая зазор между стенкой скважины и опорой для уплотнительного элемента, тем самым облегчая работу последнего.

Пакер ПЦР состоит из верхнего переводника 1, на который навинчивается резиновый уплотнитель 3 с головкой. Ниже уплотнительного элемента устанавливается свободно перемещающаяся промежуточная металлическая опора 4, которая опирается на резиновую опору 5. Нижняя опора 6 жестко связана с нижним переводником 7 и штоком 2. Конструктивно пакер ПЦР отличается дополнительно установленными металлической промежуточной и резиновыми опорами.

Свободный ход металлической опоры пакера выбирается таким образом, чтобы резиновая опора при сжатии не касалась стенок скважины при полном сжатии резинового элемента и перекрытии скважины.

Для передачи крутящего момента расположенным ниже пакера узлам испытательной компоновки переводник 1 и шток 2 соединяются шлицевым зацеплением.

Пакеры типа ПЦР выпускаются с наружными диаметрами их остова (корпуса) 178, 146, 95, 80 и 67 мм и имеют шифр ПЦР-178, ПЦР-146, ПЦР-127, ПЦР-95, ПЦ-80 и ПЦР-67. Техническая характеристика этих пакеров приведена ниже.

Тип пакера	ПЦР-178	ПЦР-146	ПЦР-127	ПЦР-95	ПЦ-80	ПЦР-67
Наружный диаметр остова, мм	178	146	127	95	80	67
Диаметр сменного резинового элемента, мм	245 270	220 195 180 170	145 135	145 135 115 108	87 92 98	92 87 78 67
Диаметр сменной резиновой опоры, мм	245	220		109	87 92 98	92
Максимальная продольная деформация резинового элемента, мм	350	350	—	330	—	240
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	269—295	190—243	151—161	118—161	97—112	76—102
Нагрузка при пакерке, кН	150—200	120—180	50—70	50—70	—	15—40
Максимальный перепад давления, МПа	45	45	45	45	45	45
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	1300	1300	790	700	200	200
Диаметр штока, мм	90	73	52	52	40	34
Средняя масса, кг	200	150		66	41	31
Длина остова, мм	2373	1625	1420	1525		1425
Размер концевых резьб	3-121	3-121		3-76	3-62	3-50

Пакер секционный универсальный ПСУ, разработанный в Волгограднипнефти [14], отличается тем, что его резиновый уплотнительный элемент имеет меньший размер, чем в пакерах ПЦ и ПЦР. Существенное отличие его состоит в том, что пакерующий элемент выпускается без головки. Это упрощает изготовление элемента. Пакер включает три однотипные секции и применяется в зависимости от условий испытания в одно-, двух- и трехсекционной сборке. Каждая секция состоит из верхнего переводника 1, связанного со штоком 2, имеющего в нижней части шлицевую головку; резинового элемента 4, подсоединяемого к верхнему переводнику с помощью верхней металлической опоры 3; средней 5 и нижней 7 металли-

ческих опор, между которыми помещается резиновая опора 6. Нижняя металлическая опора 7 жестко связана с промежуточным 8 и нижним 10 переводниками (рис. V.25, в).

В нижней части штока имеется предохранительное устройство 9 (пружинный замок), которое предотвращает деформацию уплотнительного элемента при посадках или при работе с якорем, когда осевые нагрузки на пакер не превышают 5—8 кН.

В нормальных условиях испытания применяют пакер из одной или двух секций; в сложных геолого-технических условиях — при высокой кавернозности пород, высоких забойных температурах и больших перепадах давления — необходимо устанавливать пакер из двух и трех секций.

Техническая характеристика пакера ПСУ приведена ниже.

Тип пакера	ПСУ-146	ПСУ-109	ПСУ-82
Диаметр скважины, мм	190—250	115—152	87—105
Длина секции, мм	1250	1150	1100
Наружный диаметр остова, мм	146	109	82
Наружный диаметр уплотняющего элемента и расширяющейся опоры, мм	175; 185; 195; 205; 220	109; 115; 120; 130; 135	82; 90
Длина, мм:			
уплотняющего элемента	320	250	250
расширяющейся опоры	110	80	80
Нагрузка пакеровки, кН	60—80	30—60	20—25
Диаметр проходного канала штока пакера, мм	32	20	14
Допустимый перепад давления на пакере при 90 °С, МПа	60	60	60
Допустимая нагрузка, кН:			
при сжатии	600	400	200
при растяжении	400	280	150
Допустимый крутящий момент, кН·м	9	7	4

Пакер резино-металлического перекрытия помимо резинового уплотнительного элемента включает еще узлы металлического перекрытия скважины. На рис. V.25, г приведена схема пакера резино-металлического перекрытия (ПРМП-1). Пакер состоит из верхнего переводника 1, который через патрубок 2 и средний переводник 3 соединен с центратором 4. Внутри центратора установлена силовая пружина 5.

Средний переводник 3 соединен со штоком 8, на который надеты верхняя 6 и нижняя 11 обоймы узлов металлического перекрытия, а между ними помещается резиновый уплотнительный элемент 9. В обоймах 6 и 11 вставлены плашки 7 и 10. Плашки в обоймах закреплены винтами. Нижняя обойма 11 соединена с нижним переводником 13 через патрубок 12.

После упора хвостовика в забой скважины или посадки якорного устройства на стенки скважины на пакер передается сжимающая нагрузка, в результате чего шток 8, двигаясь вниз, выдвигает плашки 7 и 10 из обойм, между которыми сжимается резиновый уплотнитель. Плашки создают дополнительное перекрытие кольцевого пространства, предотвращая затекание деформирующегося уплотнителя в зазор.

При натяжении инструмента шток движется вверх, в результате чего узел металлического перекрытия под действием пружины 5 перемещается вверх и кольцевые пружины возвращают плашки в исходное положение, сдвигая их внутрь обоймы.

Крутящий момент передается через пакер расположенным ниже узлам оборудования с помощью шлицевого соединения штока 8 и патрубка 12.

Пакеры ПРМП-1-170/190 и ПРМП-1-190/214 выпускаются диаметрами 170 и 190 мм и служат для перекрытия скважин диаметрами 190 и 214 мм.

Техническая характеристика пакера приведена ниже.

Тип пакера	ПРМП-1-190/214	ПРМП-1-170/190
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	214	190
Длина, мм	2360	2330
Наружный диаметр, мм	190	170
Диаметр плашек металлического перекрытия в рабочем положении, мм	210 ± 1	186 ± 1
Внутренний диаметр штока, мм	70	55
Осевая нагрузка, кН	80—120	80—120
Перепад давления, МПа	25	25
Масса, кг	150	130
Размер концевых резьб	3-133	3-133

ЯКОРНЫЕ УСТРОЙСТВА

Якорные устройства (якоря) механического действия устанавливаются под пакером и служат для опоры хвостовика с фильтром на стенке скважины или на стенке обсадной колонны, спущенной до кровли продуктивного пласта.

Основное достоинство проведения испытаний с якорными устройствами — возможность установки пакерного элемента не в строго определенном месте ствола скважины, как при испытании с опорой на забой, а в зависимости от состояния скважины в различных местах ее ствола. Не менее важным преимуществом испы-

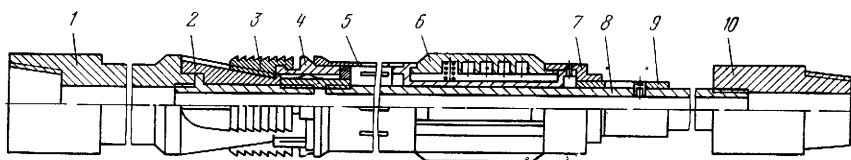


Рис. V.26. Якорное устройство ЯУ

таний с якорными устройствами является и то, что создаются все условия для проведения селективных испытаний на большом расстоянии от забоя скважины, не опасаясь за прихват хвостовика, что может произойти при работе с опорой на забой.

При испытании скважин применяют якорные устройства типа ЯУ-170/190, ЯУ-190/214, предназначенные для работы в открытом стволе диаметром 190 и 214 мм [14], и ЯМ-95/168, ЯМ-95/140, ЯМ-65/114, предназначенные для установки на стенки обсадных колонн диаметрами 168, 140 и 114 мм.

Якорные устройства ЯУ (рис. V.26) состоят из: верхнего переводника 1, соединенного со штоком конусом 2, являющимся направлением для перемещения плашек 3; центратора с пружинными планками 6, над которым расположен толкатель 5; штока 8 с нижним переводником 10.

Упорные плашки, находящиеся в зацеплении с фиксатором 4, в исходном положении расположены в нижней части конуса и не мешают свободному перемещению якоря в скважине. При спуске центратор пружинными планками скользит по стенкам скважины вниз, упирается об опору 7 и втулку 9 и удерживается от перемещения вверх по штоку 8 винтом, расположенным во втулке 9.

Толкатель плашек жестко соединен с центратором.

Для установки якоря в скважине необходимо после спуска его на заданную глубину приподнять колонну бурильных труб на 1—2 м и провернуть на 1,5—2 оборота для вывода винта из зацепления с фасонным пазом втулки, затем плавно разгрузить инструмент на 200—250 кН. При разгрузке инструмент шток перемещается вниз, а центратор за счет контакта планок со стенками скважины остается на месте, тем самым перемещая толкателем плашки по направляющим пазам

конуса. Упорные плашки после соприкосновения со стенкой скважины и упора в нее воспринимают на себя передаваемую нагрузку на пакера.

После окончания испытания натяжением колонны снимают нагрузку с пакера и плашек якоря. При этом шток якоря перемещается вверх относительно центра-тора, увлекая за собой винт, который входит в фигурный паз втулки и фиксирует центратор в исходном положении. Упорные плашки опускаются по направляющим конуса и входят в зацепление с фиксатором.

Якорные устройства ЯУ-170/190 и ЯУ-190/214 могут быть использованы в компоновках испытательного оборудования КИИ-146, МИГ-146, МИГ-127. Их техническая характеристика приведена ниже.

Тип якорного устройства	ЯУ-190/214	ЯУ-170/190
Длина, мм	2100	2000
Диаметр в транспортном положении, мм	190	170
Диаметр упорных плашек в рабочем положении, мм	236	210
Внутренний диаметр штока, мм	70	60
Осевая нагрузка, кН	200±20	250±20
Масса, кг	100	120
Размер концевых резьб:		
муфты	3-133	3-133
ниппеля	По ГОСТ 5286—75	

Механический якорь ЯМ (рис. V.27) предназначен для испытания пластов с опорой о стенки обсадной колонны. Якорь состоит из корпуса 1, по направляющим которого скользят плашки 2, пружинного фонаря 8 и корпусного патрубка 7, жестко соединенного с нижним переводником 9.

Плашки через тяги 3 соединены с разъемным хомутом 4 и пружинным фонарем. В исходном транспортном положении плашки расположены внизу конуса и

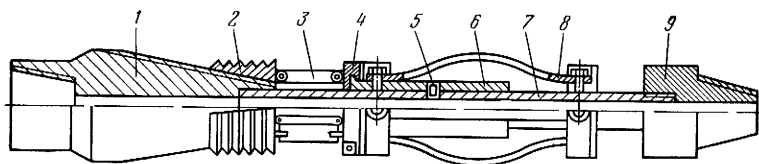


Рис. V.27. Механический якорь ЯМ

не препятствуют свободному продвижению оборудования в обсадной колонне. Они удерживаются в нижнем положении благодаря байонетному замку, состоящему из втулки 6 с фасонным пазом, по которому скользит штифт 5.

Для установки якоря в заданном интервале скважины инструмент приподнимают и затем проворачивают вправо с одновременным перемещением вниз. В результате штифт освобождает подвижные элементы якоря: фонарь, тяги и опорные плашки. При дальнейшем перемещении патрубка 7 вниз фонарь силами трения о стенки обсадной колонны удерживается в неподвижном положении. Плашки скользят вверх по направляющим конуса, входя в зацепление с обсадной колонной. При дальнейшей разгрузке инструмента для установки пакера в скважине плашки воспринимают всю передаваемую нагрузку. Снятие якоря производится после окончания испытания натяжением инструмента. Конус перемещается вверх, и плашки свободно скользят по его направляющим вниз.

Якорные устройства ЯМ-95/168, ЯМ-95/140, ЯМ-65/114 используются с испытательным оборудованием КИИ-95 и КИИ-65. Они могут применяться с многоцикловым испытательным оборудованием МИК-95 и МИГ-80.

Техническая характеристика якорных устройств механического действия приведена ниже.

Тип механического якоря	ЯМ-95/168	ЯМ-95/140	ЯМ-65/114
Диаметр обсадной колонны, мм	168	140; 146	101, 114
Допустимый перепад давления на пакере, МПа	30	30	30
Диаметр, мм	132	109	84
Длина, мм	1600	1500	1500

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬ ДАВЛЕНИЯ

Распределители давления устанавливаются в сборке испытательного оборудования в случае использования двух пакеров для повышения герметичности пакеровки. Распределитель давления служит для равномерного распределения всего перепада давления между двумя пакерами, равного разности между гидростатическим давлением и трубным.

Испытание с двумя пакерами проводят в тех случаях, когда перепад давления на пакер превышает 30—35 МПа или когда коэффициент пакеровки превышает 1,12—1,14.

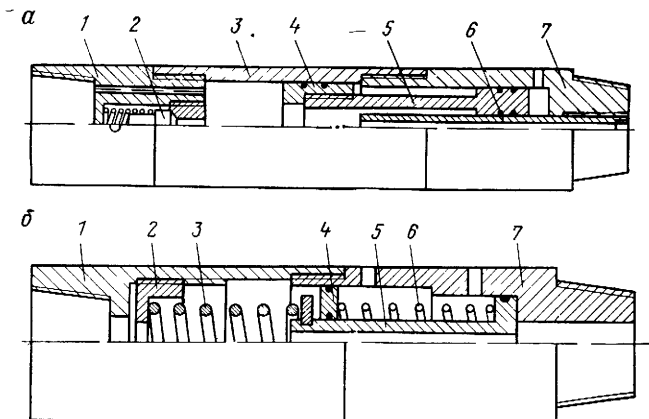


Рис. V.28. Распределитель давления:
а — Севкавиннипефти; б — Волгограднипефти

Принцип действия распределителей давления основан на использовании гидравлически неуравновешенного подвижного элемента, устанавливаемого в переводнике, находящегося между двумя пакерами. Указанный подвижный элемент располагается во время пакеровки таким образом, что давление в межпакерной зоне оказывается меньше давления в надпакерной и больше давления в подпакерной зонах.

Распределитель давления РУ-2 (рис. V.28, а), разработанный в Севкавиннипефти, состоит из верхнего 1, нижнего 7 и корпусного 3 переводников. В верхнем переводнике встроен перепускной клапан 2 с пружиной. В этом же переводнике имеется канал для пропуска жидкости в трубы.

В нижней части распределительного устройства помещен подвижный дифференциальный поршень, состоящий из гильзы 5 и втулки 4. В нижний переводник ввинчена трубка 6.

В процессе спуска в скважину поршень находится в нижнем положении, так как гидростатическое давление, действуя на неуравновешенную его площадь, прижимает его к торцу нижнего переводника.

При пакеровке, закрытии уравнительного клапана испытателя и открытии приемного клапана давление во внутренней части распределительного устройства снижается до трубного давления. В результате выталкивающая сила, действующая на поршень, связанная с гидростатическим давлением хотя и по меньшей площади

поршня, перемещает поршень вверх. Если верхний пакер герметично перекрыл ствол скважины, то в результате изменения объема межпакерного пространства за счет перемещения штока давление в этой зоне уменьшается. По мере снижения давления в межпакерной зоне наступает равновесие сил, действующих по внутренней площади поршня от давления во внутренней части распределителя давления и сил, действующих по наружной площади от давления жидкости в межпакерной зоне. Таким образом, общий перепад давления распределяется между верхним и нижним пакерами. Если же верхний пакер негерметичен, то шток перемещается в верхнее положение. При этом весь перепад давления будет приходиться на нижний пакер.

После окончания испытания и открытия уравнительного клапана испытателя пластов давление во внутренней части распределителя давления станет равным гидростатическому. В результате шток перемещается в крайнее нижнее положение. Пакееры легко освобождаются, так как давления в подпакерной, межпакерной и надпакерной зонах выравниваются.

Распределительные устройства данной конструкции используются в комплектах испытательных инструментов МИГ-146, МИГ-127, МИК-95, МИГ-80.

Техническая характеристика распределителя давления приведена ниже.

Тип распределителя давления	РУ2-146	РУ2-127	РУ-95	РУ-80	РУ-65
Наружный диаметр, мм	146	127	95	80	65
Длина, мм	873	865	840	960	870
Рабочий ход поршня, мм	190	190	190	180	180
Возможное давление между пакерами	(1,25—1,38)	(1,32—1,48) $p_{тр}$	(1,2—1,3) $p_{тр}$	(1,2—1,3) $p_{тр}$	(1,2—1,3) $p_{тр}$
Внутренний диаметр канала, мм	15	10	20	16	15
Допустимая нагрузка, кН:					
сжимающая	3300	2450	800	600	400
растягивающая (при $\Delta p = 45 \div \div 80$ МПа)	1750	1300	250	200	150
Масса, кг	85	73	41	25	22
Размер концевых резьб	3-121	3-101	3-76	3-62	3-56

Распределитель давления Волгограднипнефти (рис. V.28, б) состоит из двух переводников 1 и 7, внутри которых расположены гайка 2 с упирающейся в нее пружинной 3, кольцевой поршень 4, запорная втулка 5 и пружина 6.

Распределитель давления спускается в закрытом состоянии. После установки пакеров и открытия приемного клапана испытателя пластов внутри распределителя давление снижается до трубного, и усилием гидравлической неуравновешенности запорная втулка 5 начинает перемещаться вверх. Величина перемещения втулки определяется силой действия пружины, которая регулируется гайкой 2.

При повышенном давлении между пакерами, близком к гидростатическому, втулка перемещается вверх и открываются нижние отверстия в нижнем переводнике, в результате чего давление в межпакерной зоне снижается и втулка возвращается в исходное положение. Если верхний пакер герметично перекрыл ствол скважины, то втулка останется в дальнейшем в нижнем положении и каждый из пакеров будет воспринимать часть общего перепада давления на пакерную систему. Если же верхний пакер перекроет негерметично ствол скважины, то давление в межпакерной зоне будет все время равным гидростатическому, а втулка будет находиться в верхнем положении; в итоге через отверстия в нижнем переводнике жидкость из затрубного пространства будет перетекать в трубы, т. е. в этом случае система будет негерметична в целом.

Это основной недостаток рассмотренного распределителя.

ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПРИБОРОВ

Переводники предназначены для установки в них манометров или термометров. Сами переводники могут быть смонтированы в различных частях сборки оборудования: над ЗПК, между ЗПК и испытателем пластов, под испытателем пластов, ниже пакера, а при селективном испытании — в межпакерной зоне. В некоторых компонентах переводники для установки приборов служат также для подвески узлов испытательного оборудования на элеваторе при сборке оборудования.

На рис. V.29 приведены схемы конструкций переводников для установки приборов, разработанных для оборудования КИИ и МИГ.

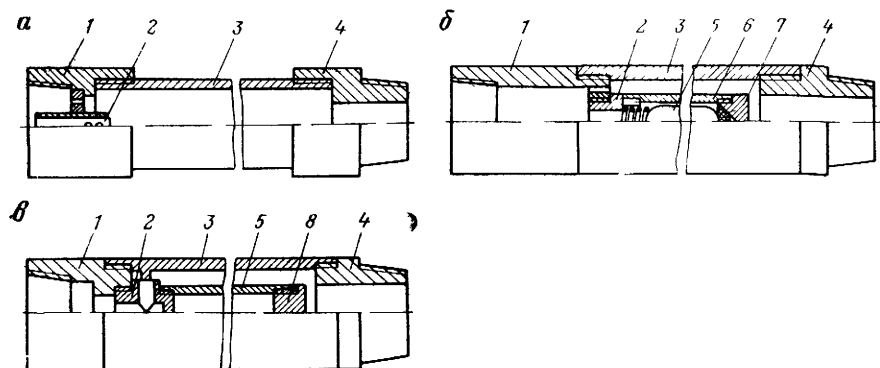


Рис. V.29. Переводники для установки приборов ПП:

а, б, в — типы ПП; 1 — верхний переводник, 2 — подвеска; 3 — корпус; 4 — нижний переводник; б — прибор; 6 — кожух, 7 — заглушка, 8 — центратор

Переводник для установки приборов ПП-146, применяемый с комплектом КИИ-146, состоит из верхнего переводника 1, корпуса 3 и нижнего переводника 4 (рис. V.29, а). В верхнем переводнике расположена подвеска 2 для установки на ней манометра или термометра. Другой тип переводника показан на рис. V.29, б. Он состоит из верхнего 1 и нижнего 4 переводников, между которыми расположен корпус 3. К верхнему переводнику крепится подвеска 2, с которой соединена труба 6 для установки манометра 5. Манометр, установленный в трубе, подпружинен сверху пружиной, а снизу амортизирующим кольцом и удерживается в трубе заглушкой 7. Такие переводники применяют в комплектах КИИ-95, ПП-95, МИГ-146 и МИГ-127, ПП-146. Отличие переводников ПП2-146 состоит в том, что в их корпусном переводнике сделана проточка под элеватор. Кроме того, в верхнем переводнике иногда просверливаются отверстия для сообщения внутренней и наружной его частей. Тогда переводник может быть установлен только под пакером в хвостовике или же при селективном испытании в межпакерной зоне.

Переводник, показанный на рис. V.29, в, состоит из верхнего 1, корпусного 3 и нижнего 4 переводников. К верхнему переводнику крепится подвеска 2. При установке прибора в переводнике последний ввинчивается в подвеску. Такие переводники применяются в комплектах КИИ-65 и МИГ-80.

Техническая характеристика переводников для установки приборов приведена ниже.

Тип переводника для установки приборов	ПП2-146	ПП-95	ПП-80	ПП-65
Тип комплекта	МИГ-146	КИИ-95	МИГ-80	КИИ-65
	МИГ-127	МИК-95		МИГ-65
Наружный диаметр, мм	146	95	80	67
Длина, мм	2950	2500	2740	2575
Допустимая нагрузка, кН:				
при сжатии	2500	1300	100	150

при растяжении	2500— 1600	910	200	250
Масса, кг	196	88	72	36
Размер присоединительных резьб	3-121	3-76	3-62	3-56

ФИЛЬТР

Фильтры служат для очистки жидкости, поступающей в трубы из подпакерной зоны и пласта, от крупных частиц породы, не допуская забивки каналов в узлах испытательного оборудования. Фильтры используют также для установки глубинных измерительных приборов.

Фильтры собираются из патрубков 2 с продольными щелями и замковых переводников 1 и 3. Один из вариантов фильтров приведен на рис. V 30

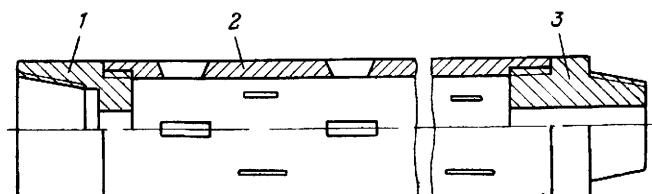


Рис. V.30. Фильтр

Фильтры отличаются от переводников для установки приборов только тем, что их корпус имеет щели. Конструкция верхнего переводника предусматривает возможность крепления в нем подвески для установки глубинных приборов и выполняется аналогично верхним переводникам переводников для установки приборов.

Техническая характеристика фильтров приведена ниже.

Тип комплекта	КИИ2-146		КИИ-95 МИК-95	КИИ 65 МИГ-65
Тип фильтра	Ф-146	Ф-114	Ф-95	Ф-65
Наружный диаметр, мм	146	114	95	65
Длина секций, мм				
I	1980	1980	2480	2650
II				
III				
Толщина стенки, мм . . .	20	16	12	9,5
Размеры щели, мм:				
ширина	3	3	3	3
длина	100	100	100	100
Масса, кг	60	40	30	15
Число щелей	44	44	60	12
Размер присоединительных резьб	3-121		3-76	3-50

Продолжение

Тип комплекта	МИГ-146	МИГ-127	МИГ-80
Тип фильтра	Ф2-146	Ф2-127	Ф-80
Наружный диаметр, мм	146	127	80
Длина секций, мм			
I	750	1404	
II	1000		
III	1500		5120
Толщина стенки, мм . . .	20	16	12,5
Размеры щели, мм:			

			Продолжение
ширина	3	3	3
длина	100	48	100
Масса, кг	130	78	122
Число щелей	32	16	36
Размер присоединительных резьб	3-121	3-101	3-62

ЛЕВЫЕ ПЕРЕВОДНИКИ

Левые переводники предназначены для аварийного отсоединения колонны буровых труб в случае прихвата хвостовика. Обычно левый переводник устанавливают ниже фильтра в верхней части хвостовика. При испытании с установкой двух пакеров дополнительный левый переводник монтируют в межпакерной зоне над распределителем давления, а при селективном испытании — в межпакерной зоне над фильтром.

Левый переводник представляет собой сборку из двух переводников, соединенных между собой левой резьбой.

Техническая характеристика левых переводников, применяемых в комплектах с МИГ-146 и МИГ-127, приведена ниже.

Шифр левого переводника	ПЛ-146	ПЛ-127
Наружный диаметр, мм	146	127
Минимальный внутренний диаметр, мм	70	60
Длина, мм	690	685
Масса, кг	51,6	42,8
Размер левой резьбы	3-121	3-101
Размер присоединительных резьб	3-121	3-101

Глава VI

ГЛУБИННЫЕ МАНОМЕТРЫ, ИСПОЛЪЗУЕМЫЕ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН

Манометры, устанавливаемые в комплектах испытательного инструмента, предназначены для непрерывной регистрации изменения давления в затрубном пространстве и во внутренней полости буровых труб в процессе спуска, испытания и подъема испытательного оборудования на поверхность.

Манометры состоят из исполнительного узла, реагирующего на изменение давления в скважине, часового механизма и регистрирующего звена, содержащего диаграммный бланк, на котором фиксируется изменение давления во времени. В верхней части некоторых манометров имеется полость для установки максимального термометра.

По принципу действия исполнительного узла, реагирующего на изменение давления в скважине, манометры подразделяются на поршневые (МГП) и геликсные (МГИ).

Поршневые манометры

В поршневых манометрах измеряемое давление воздействует на неуравновешенный поршень, жестко скрепленный с пружиной, который в зависимости от давления растягивает пружину. Перемещение поршня, пропорциональное давлению в скважине, регистрируется иглой на диаграммном бланке.

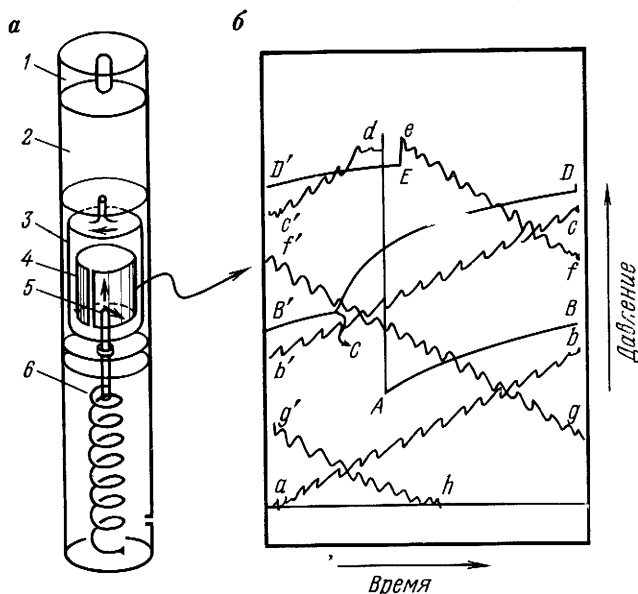


Рис. VI.1. Манометр поршневого типа:

а — схема манометра: 1 — полость для установки максимального термометра, 2 — часовой привод, 3 — барабан каретки, 4 — диаграммный бланк, 5 — перо, 6 — пружина; *б* — диаграмма давления $ab, b'c, c'd$ — спуск оборудования, da — открытие приемного клапана испытателя, $AB, B'C$ — приток; $CD, D'E$ — восстановление давления, EI — закрытие приемного, открытие уравнительного клапанов испытателя; de, ef, gh — подъем оборудования

Барабан каретки, приводимый в действие часовым приводом, с закрепленным на нем диаграммным бланком равномерно вращается в течение всего процесса проведения операции. Поскольку диаграммный барабан совершает за время работы несколько оборотов, то на диаграммном бланке фиксируется несколько пересекающихся кривых (рис. VI.1).

Таким образом, в поршневых манометрах барабан каретки совершает вращательное движение, а регистрирующая игла — поступательное движение: в вертикальном направлении бланка регистрируется давление, а в горизонтальном направлении — время.

Геликсные манометры

В геликсных манометрах измеряемое давление через сильфонный разделитель действует на трубчатую пружину, которая разворачивается на угол пропорционально давлению, и величина оборота фиксируется пером на диаграммном бланке, укрепленном на барабане каретки. Барабан каретки поступательно перемеща-

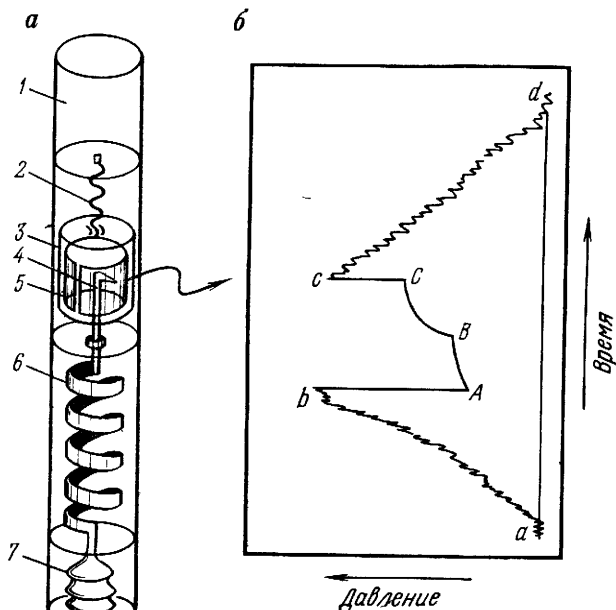


Рис. VI.2. Манометр геликсного типа:

a — схема манометра, 1 — часовой привод, 2 — винт, 3 — барабан каретки, 4 — перо, 5 — диаграммный бланк, 6 — геликсная пружина, 7 — сильфонный разделитель, *b* — диаграмма давления. *db* — спуск оборудования, *cd* — подъем оборудования, *AB* — приток, *BC* — КВД.

ется с помощью ходового винта, приводимого в действие от часового привода. Максимальный разворот барабана каретки не превышает одного оборота. На рис. VI.2 показаны схема геликсного манометра и вид диаграммной записи.

Таким образом, в геликсных манометрах барабан каретки совершает поступательное движение, а регистрирующая игла — вращательное.

Манометр МГП-3М. На рис. VI.3 приведена принципиальная схема манометра. Верхний переводник 1 манометра снабжен захватом для проволоки и зубчатым ниппелем под ловильный инструмент. Ниже, в камере, заполненной маслом, устанавливается максимальный ртутный термометр. Еще ниже расположена камера с фильтром 4, которая сообщается с внешним пространством через отверстие 3.

Давление жидкости через фильтр передается во внутреннюю полость камеры 6, заполненной маслом, и воздействует на полированный шток 8. Так как нижний конец штока находится в камере с атмосферным давлением, то суммарное усилие, выталкивающее полированный шток, равно произведению перепада давления (или внешнего давления) на площадь его сечения. Шток перемещается вниз, преодолевая сопротивление пружины.

Поршневые манометры просты в изготовлении, имеют большой масштаб записи кривых давления по времени — 1 ч соответствует 15 и 60 мм бланка. Однако

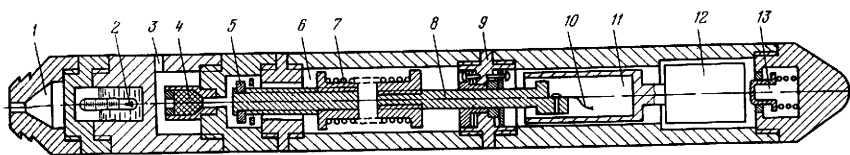


Рис. VI.3. Поршневой манометр МГП-3М:

1 — верхний переводник; 2 — ртутный максимальный термометр; 3 — отверстие для приема давления окружающей среды; 4 — фильтр; 5 — регулирующая гайка; 6 — камера с маслом; 7 — манометрическая пружина; 8 — полированный шток; 9 — переводник с сальниковым уплотнением; 10 — пружинное перо; 11 — каретка для диаграммы; 12 — часовой механизм, 13 — пружинный упор

сравнительно большая погрешность записи давления (до 2,5%) ограничивает область их применения.

Техническая характеристика манометров МГП-3М приведена ниже.

Тип поршневого манометра	МГП-3М
Предел измерения, МПа	16; 25; 40
Класс точности	$\pm 1,5$
Порог чувствительности, %	0,5
Предварительный натяг пружины от предела измерения, %	до 10
Рабочее перемещение пера, мм	95—110
Диаметр, мм	33
Длина, мм	1658
Температура окружающей среды, °С	до 130
Продолжительность хода часового механизма, ч	14; 24; 72
Масса, кг	7

Геликсный манометр МГИ-1 (рис. VI.4) имеет сильфон 1 и геликс 2, через которые давление передается пружинному перу 3, поворачивая его на угол, пропорциональный величине давления. С помощью резьбового штока 5 часовой привод 6

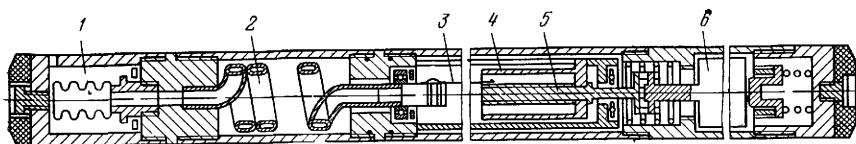


Рис. VI.4. Геликсный манометр МГИ-1

перемещает каретку диаграммы давления 4, что позволяет регистрировать изменение давления во времени.

Геликсные манометры имеют высокую точность записи давления — погрешность не превышает 0,2%. Они просты по конструкции и надежны в эксплуатации.

Более мелкий масштаб записи у геликсных манометров по сравнению с поршневыми требует использования при расшифровке диаграмм давления компараторов и микроскопов с большим масштабом увеличения.

Техническая характеристика манометров МГИ-1 приведена ниже.

Тип геликсного манометра	МГИ-1-100	МГИ-1-160	МГИ-1-250	МГИ-1-400	МГИ-1-600
Предел измерения давления, МПа	0—10	0—16	0—25	0—40	0—60
Максимальная рабочая температура, °С	100	100	100	100	100
Приведенная погрешность измерения, %			±1,0		
Длина записи параметра, мм			50±5		
Длина записи во времени, мм			192		
Масштаб записи во времени, мин/мм			2,5		
Время перемещения барабана записи, ч			8		
Время задержки включения привода записи, ч			<15		
Цена деления лимба для установки времени задержки включения записи, мм			15		
Габариты, мм:					
диаметр			36		
длина	1950	1930	2024	2105	2135
Масса, кг			8—10		

Геликсные манометры типа МГИ-3 не имеют существенных отличий от манометров МГИ-1. Их техническая характеристика приведена ниже.

Шифр геликсного манометра	МГИ-3-100	МГИ-3-160	МГИ-3-250	МГИ-3-400
Пределы измерения давления, МПа	0—10	0—16	0—25	0—40
Максимальная рабочая температура, °С	100	100	100	100
Чувствительность, мм на 1 МПа	7,0	4,4	2,8	1,8
Приведенная погрешность измерения, %			0,20—0,25	
Длина записи во времени при полном ходе барабана, мм			190±5	
Габариты, мм:				
диаметр			36(55)	
длина	1916	1902	1972	2190
Масса, кг	15,1	15,0	15,4	16,5

Продолжение

Шифр геликсного манометра	МГИ-3-600	МГИ-3-800	МГИ-3-1000	МГИ-2-1000
Пределы измерения давления, МПа	0—60	0—80	0—100	0—100
Максимальная рабочая температура, °С	160	160	250	220—250

Продолжение

Чувствительность, мм на 1 МПа	1,1	0,9	0,7	2,5
Приведенная погреш- ность измерения, % . .		0,20—0,25		± 1
Длина записи во време- ни при полном ходе ба- рабана, мм		190±5		192
Габариты, мм:				
диаметр		36(55)		36
длина	2190	2240	2240	3350
Масса, кг	16,5	16,8	16,8	12

Глава VII

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ИСПЫТАНИЯ

КОМПОНОВКИ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Тип узлов испытательного оборудования и последовательность их спуска в скважину определяются прежде всего видом выбранного комплекта, сложностью объекта, подлежащего испытанию, и выбранной технологией в соответствии с режимами испытания. Иногда, например, при проведении испытания в колонне, часть узлов может быть вообще исключена из компоновки, такие как ясс, безопасный замок, левый переводник, так как маловероятно возникновение прихвата инструмента. Не всегда следует устанавливать специальный штуцерный узел, а достаточно ввинтить штуцерную насадку в испытатель пластов, когда заранее известно, что испытываемый объект не обладает высокими продуктивными характеристиками. В других случаях, наоборот, потребуется установка дополнительных узлов, например многоцикловой приставки, если необходимо испытать объект в несколько циклов, а неферазведочное предприятие располагает только оборудованием КИИ. Конкретные геолого-технические условия каждый раз требуют индивидуального подхода при выборе той или иной технологии проведения работ и соответственно той или другой компоновки узлов испытательного оборудования.

Ниже приводятся типовые схемы компоновок, которые могут служить образцами при планировании конкретных операций.

В компоновках испытательного оборудования (рис. VII.1) можно выделить следующие основные звенья:

I — звено опоры испытательного оборудования может быть выполнено в виде хвостовика с фильтром 1 и без фильтра 3, упирающегося в забой скважины, либо в виде якорного устройства с фильтром 2 и без фильтра 4 для опоры на стенки скважины или колонны;

II — звено изоляции пласта от воздействия гидростатического давления промыточной жидкости в скважине: а — отдельно устанавливаемый пакер, изолирующий пласт от скважинной промыточной жидкости только сверху; б — система двух пакеров с распределителем давления, также предназначенная для изоляции пласта сверху; применяется в случае, если планируемый перепад давления на пакер оказывается выше допустимого; в — система двух пакеров, между которыми устанавливается фильтр, предназначенная для селективного испытания объекта; г — то же, что и «в», но с уравнительным устройством;

III — звено основных узлов испытательного оборудования, служащее для регулирования процессом исследования: установка пакера, пуск скважины в работу, переключение режимов испытания, включение циркуляции промыточной жидкости, отбор и герметизация забойных проб, освобождение прихваченного инструмента, а также в случае необходимости разъединение прихваченной части оборудования от основных узлов для извлечения последних из скважины; компоновка этого звена зависит от выбранной технологии испытания и наличия того или другого оборудования на базе.

На рис. VII.1 показаны типовые схемы компоновок, которые могут быть получены при различных сочетаниях звеньев I, II и III.

В типовых компоновках приведено максимальное число узлов, которое может быть включено в сборку в соответствии с комплектностью изготовления оборудования. При облегченных условиях испытания часть узлов может быть исключена из компоновки.

В звено основных узлов испытательного оборудования входят:

КЦ — циркуляционный клапан, который во всех без исключения компоновках устанавливается сверху;

БТ — бурильные трубы (одна или две свечи), устанавливаются между циркуляционным клапаном и расположенными ниже соединенными между собой узлами комплекта, за исключением случая, когда необходимо открыть КЦ механи-

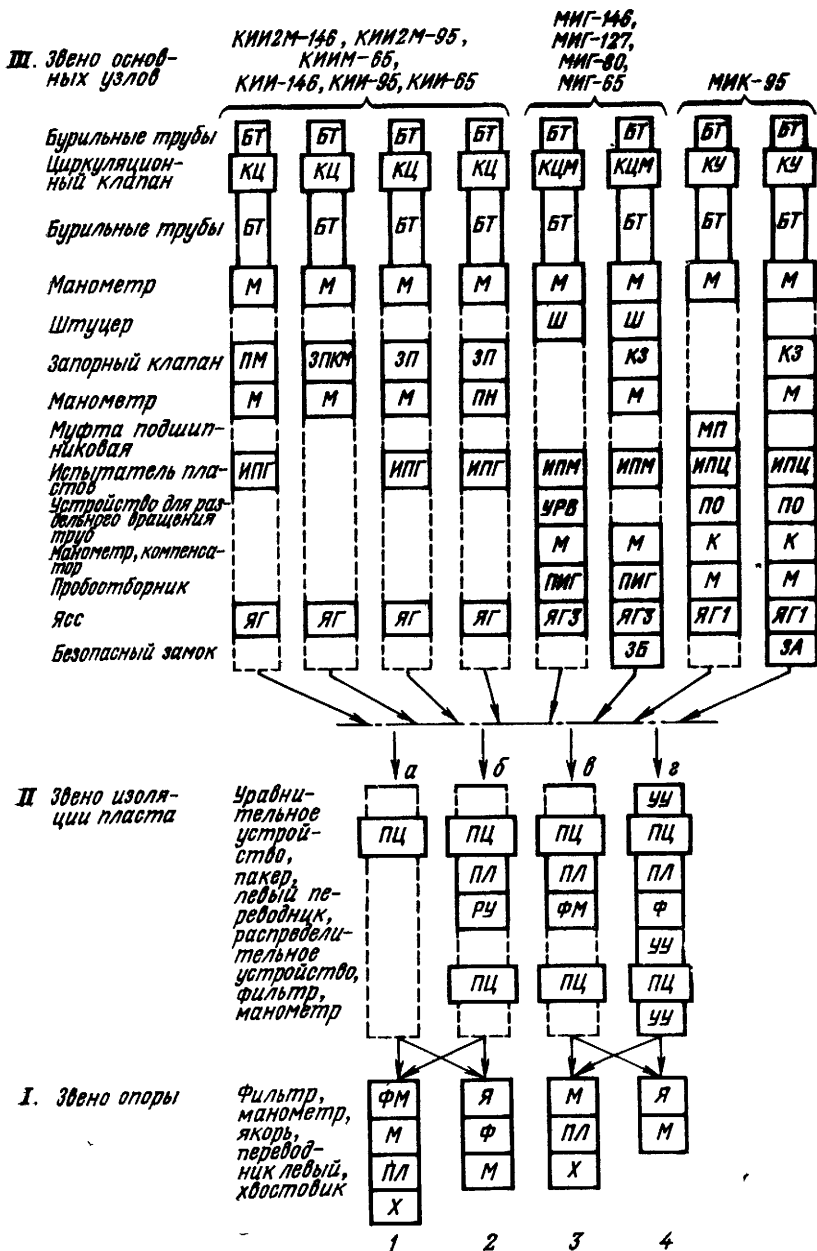


Рис. VII.1. Типовые схемы компоновок испытательного оборудования

ческим путем — вращением ЗПК, снабженного выдвигаемым штоком, тогда циркуляционный клапан соединяется непосредственно с ЗПК;

М — переводник для установки прибора (манометра), располагается над системой клапанов, переключающих режимы испытания, выше штуцера (если последний включен в компоновку); он служит для регистрации давления в бурильных трубах в течение всего процесса испытания, по данным которого затем легко восстановить объем поступившего флюида и возможные пропуски жидкости в бурильных трубах при спуско-подъемных операциях и во время испытания;

Ш — штуцерный узел, входит в компоновки оборудования МИГ-146, МИГ-127 и МИГ-80; он может быть включен также в КИИ2М-146;

ЗК — запорно-поворотный клапан, используется во всех компоновках КИИ, а в компоновках оборудования МИГ и МИК — в тех случаях, когда в них не включаются устройства для раздельного вращения труб и раздвижные механизмы. В компоновке с оборудованием КИИ-2М-146 вместо запорно-поворотного клапана ЗПКМ2-146 могут применяться запорно-поворотный клапан многоциклового действия ЗПКМ2-146 или многоцикловая приставка МП-146 для осуществления операции в несколько циклов;

М — второй переводник для установки приборов (манометра) располагают между запорным клапаном и испытателем пластов для фиксации трубного давления при спуске испытательного оборудования в скважину, притока и восстановления давления во время испытания и межклапанного давления во время подъема оборудования на поверхность;

ПМ — муфта подшипниковая, устанавливается над испытателем пластов в оборудовании МИК-95; она служит для раздельного вращения бурильных труб;

ИП — испытатель пластов, входит во все компоновки испытательного оборудования;

УРВ — устройство для раздельного вращения бурильных труб, располагается непосредственно под многоцикловыми испытателями пластов диаметрами 146, 127 и 80 мм; они выполняют функции как узла, обеспечивающего возможность вращения колонны труб во время проведения исследования, так и узла, обеспечивающего свободный ход испытателя пластов при движении инструмента вверх для закрытия скважины и записи кривой восстановления давления; в компоновку МИК-95 вместо УРВ включается компенсатор, служащий только для обеспечения свободного хода испытателя пластов;

ПР — пробоотборник, устанавливается ниже УРВ в многоцикловом испытательном оборудовании диаметрами 146, 127 и 80 мм; при работе без УРВ пробоотборник располагается в самом низу сборки под безопасным замком (МИГ-146, МИГ-127); в многоцикловом оборудовании диаметром 95 мм пробоотборник устанавливается непосредственно под испытателем пластов выше компенсатора, так как он приводится в действие механическим путем при сжатии испытателя, подвижный шток которого открывает клапаны пробоотборной камеры;

М — третий переводник для установки приборов, располагается под испытателем выше ясса (или пробоотборника, если последний установлен в сборке); он служит для регистрации давления при спуско-подъемных операциях и во время испытания в полости под испытателем пластов, что дает информацию о работоспособности расположенных ниже узлов, их забивке; при дефиците манометров третий манометр обычно исключается из компоновки;

ЯГ — ясс гидравлический, используется во всех комплектах испытательного оборудования;

БЗ — безопасный замок, устанавливают в оборудовании МИГ; его спускают без устройства для раздельного вращения, так как при наличии УРВ невозможно отвинтить инструмент в безопасном замке; БЗ может быть использован во всех компоновках оборудования КИИ.

СПОСОБЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБВЯЗКИ УСТЬЯ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ

Устьевое оборудование должно обеспечить выполнение следующих основных операций испытания: контроль на устье за интенсивностью проявления пласта и изменением уровня жидкости в затрубном пространстве, а также долив жидкости в кольцевое пространство; исследование скважины на различных режимах; вра-

шение колонны бурильных труб и ее осевое перемещение без разборки устьевого манифольда; отвод поступающего флюида через выкидные линии на безопасное расстояние от буровой установки; прямую и обратную промывки скважины через циркуляционный клапан — возможность подключения к внутритрубному и затрубному пространствам цементировочного агрегата или бурового насоса.

Эти требования выполняются с помощью оборудования, включающего две основные части: устевую головку и манифольд.

На практике используют специально разработанные для испытания скважин устевые головки: вертлюжную головку Севкавнипнефти [3]; трубную головку с противовыбросовым клапаном и упрощенную контрольную головку-вертлюг Волгограднипнефти [14].

В особых случаях в качестве устьевого оборудования, подсоединяемого к верхней трубе бурильных труб, используют непосредственно вертлюг, обычно применяемый при бурении скважины.

Часто при отсутствии специальных вертлюжных головок используют цементировочные головки, при этом для вращения бурильной колонны при смене режимов испытания приходится закрывать краны высокого давления на головке и отсоединять гибкий манифольд, что создает большие неудобства в работе.

Устевые головки

Вертлюжная головка (рис. VII.2) состоит из корпуса 5, включающего пробковый кран 6 для ссобщения или разобщения устьевого манифольда и трубного пространства, и металлический шар 7, удерживаемый в гнезде пробкой 8, который при необходимости срабатывается внутрь бурильных труб; ствола 2 с наде-

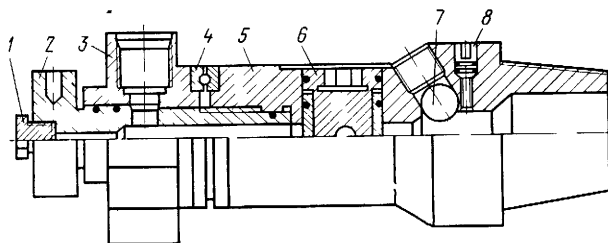


Рис. VII.2. Головка вертлюжная

той на него крестовиной 3 и упорного подшипника 4. Верхняя часть ствола герметизируется заглушкой 1, вместо которой при необходимости можно установить манометр.

К крестовине при обвязке устья подсоединяется устьевой манифольд. Упорный подшипник позволяет вращать корпус со стволом при неподвижной крестовине с подсоединенным к ней манифольдом.

Бурильную колонну с вертлюжной головкой вращают с помощью клиньев: бурильную колонну приподнимают с частичным снятием нагрузки с забойных механизмов, вставляют в ротор клинья и полностью разгружают на них инструмент, а затем его медленно проворачивают на необходимое число оборотов для закрытия или открытия запорно-поворотного клапана.

Вертлюжная головка рассчитана на работу с избыточным давлением 35 МПа. Техническая характеристика вертлюжной головки приведена ниже.

Наружный диаметр, мм	146
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	1500
Диаметр проходного отверстия, мм	60
Максимальное давление, МПа	35
Максимальная температура, °С	150
Масса, кг	150
Размер присоединительной резьбы	3-121

Устьевая трубная головка с противовыбросовым клапаном ТПГ (рис. VII.3) состоит из нижнего переводника 1, корпуса 2, верхнего переводника 5, к которому присоединяется поворотное колено 8 с шарикоподшипниковым замком 6, имеющим уплотнение 7. Быстроразъемное соединение 11 служит для подключения выкидной линии к ТПГ. В нижний переводник встроены поворотный механизм 10 для удержания и в случае необходимости сбрасывания штанги или шара в целях открытия циркуляционного клапана.

В корпусе ТПГ расположены противовыбросовый клапан 4 с зубчатой передачей 3 для перемещения его вручную. При перемещении клапана закрываются про-

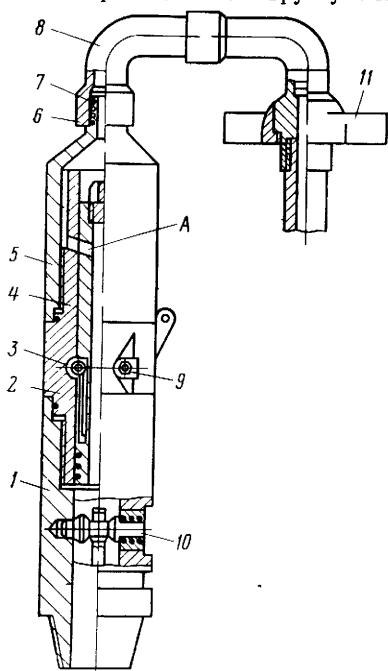


Рис. VII.3. Устьевая трубная головка с противовыбросовым клапаном ТПГ

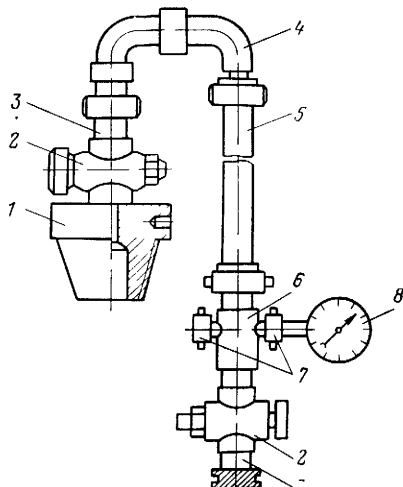


Рис. VII.4. Контрольная головка-вертлюг

мывные окна А. Имеется также стопорное устройство 9 для фиксирования клапана в положении «открыто».

В процессе испытания ТПГ находится в положении «открыто». Во время прорыва в выкидной линии противовыбросовый клапан автоматически перекрывает проходной канал головки. При наличии давления в бурильных трубах ТПГ открывают давлением жидкости, которое создают с помощью цементировочных агрегатов, а при отсутствии давления — вручную вращением рукоятки зубчатой передачи.

ТПГ рассчитана на работу с избыточным давлением 50 МПа и может быть использована при испытании скважин с выпуском флюида через колонну бурильных труб на поверхность.

Техническая характеристика трубной головки приведена ниже.

Наружный диаметр головки, мм	146
Высота, мм	500
Допустимая нагрузка на растяжение при коэффициенте запаса прочности 1,3, кН	1400
Внутреннее давление, МПа	50
Внутреннее проходное сечение, мм	30
Масса, кг	12

Контрольная головка-вертлюг (рис. VII.4) представляет собой переводник 1, соединенный с аварийным краном высокого давления 2, который закрывают только в аварийных случаях. Переводник 1 устанавливается на подвесной патрубке, изготовляемый из УБТ, который подсоединяется к верхней трубе колонны бурильных труб. Аварийный клапан через шарнирный угольник 4 с быстросъемными соединениями 3 на концах связан с патрубком 5. К патрубку 5 крепится замерная крестовина 6, имеющая два отвода с кранами высокого давления 7 для показывающего манометра 8 и отбора проб пластового флюида в процессе испытания. Ниже крестовины расположен аварийный кран высокого давления с соединительными переводниками 3.

Контрольную головку-вертлюг изготовляют на базе узлов гидравлической обвязки цементировочных агрегатов ЦА-500.

Головка-вертлюг обеспечивает контроль за интенсивностью притока, установку на устье скважины манометра, кранов для отбора проб, счетчиков дебитометров, позволяет осуществлять проворот инструмента при закрытии запорно-поворотного клапана, проворот и расхаживание инструмента в аварийных ситуациях без отсоединения манифольда, подсоединение цементировочных агрегатов.

Варианты обвязки устья

Существуют два варианта обвязки устьевых головок при испытании: самостоятельная обвязка и обвязка через превенторные манифольды.

Самостоятельная обвязка используется при испытаниях в неглубоких скважинах с хорошо изученным разрезом, где не ожидаются интенсивное проявление и высокое давление на устье. Такие способы обвязки устьевой головки также же применяют при планировании непродолжительных во времени испытаний разведочных скважин (в том числе и глубоких скважин), когда допускают поступление небольшого объема пластовой жидкости только в нижнюю часть бурильной колонны объемом не более 1—2 м³. При этом об интенсивности поступления пластовой жидкости на поверхности судят по характеру вытеснения через устьевую обвязку предварительно залитой в трубы жидкости.

В тех же случаях, когда планируется работа с выпуском пластовой жидкости через бурильные трубы на поверхность, обязательно необходимо производить обвязку устьевой головки с использованием превенторного манифольда. Особенно это касается операций, когда испытываются газовые или газоконденсатные пласты.

При самостоятельной обвязке устьевой головки 1 выходные каналы крестовины подсоединяются с помощью быстросъемных соединений, шарнирных колен и труб высокого давления 6 к штуцерной батарее и цементировочному агрегату ЦА (рис. VII.5, а).

От штуцерной батареи прокладывается самостоятельная выкидная линия 12 длиной не менее 50 м в подветренную сторону от буровой. В конце линии необходимо предусмотреть установку замерных емкостей 13.

К одному из отводов тройника подсоединен манифольд, связанный с цементировочным агрегатом, к другому — секция пробоотборника 8 с показательным манометром и вентилем для взятия пробы жидкости или газа.

Штуцерная батарея состоит из двух линий, которые могут поочередно включаться в работу по мере необходимости. В каждой линии устанавливается штуцерная камера, которая через краны высокого давления с помощью патрубков и накидных гаек подсоединяется к манифольду, идущему от устьевой головки, и к выкидной линии. В штуцерные камеры ввинчивают штуцера диаметром 6 и 8 мм.

Приведенная схема обвязки устьевой головки может применяться, если условия операции дают возможность проводить исследование продолжительностью не менее 1 ч. В тех же случаях, когда условия испытания не позволяют проводить длительное исследование или при целевом проведении работ, например, испытании цементных мостов и обсадных колонн на герметичность, можно использовать упрощенную обвязку устьевой головки, состоящую из одной штуцерной линии (см. рис. VII.5, б).

Устьевая головка и гибкий металлический манифольд после сборки опрессовываются на полтора кратное давление по сравнению с ожидаемым давлением на устье. В процессе проведения испытания измеряют дебит при различных диаметрах штуцера и изменение давления на устье скважины, а через вентиль пробоотборной камеры периодически отбирают пробы жидкости и газа.

В рассмотренных схемах отвод поступающей жидкости при притоке и нагнетание жидкости цементировочным агрегатом для создания давления, необходимого для открытия циркуляционного клапана после завершения испытания, производятся через манифольд, не связанный с превенторной обвязкой. Обратная циркуляция после открытия отверстий циркуляционного клапана осуществляется заливкой в кольцевое пространство скважинной промысловой жидкости, кото-

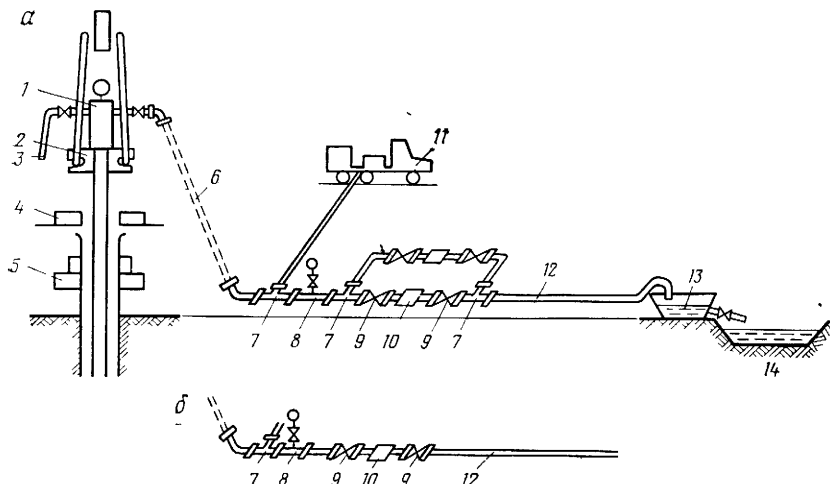


Рис. VII.5. Схема самостоятельной обвязки устья при исследовании скважины продолжительностью:

а — >60 мин; б — <60 мин. 1 — устьевая головка; 2 — элеватор; 3 — контрольный отвод; 4 — стол ротора; 5 — превенторы; 6 — линия, составленная из быстростъемных соединений, шарнирных колен и трубок высокого давления; 7 — тройник; 8 — секция пробоотборника; 9 — краны высокого давления; 10 — штуцерная камера; 11 — цементировочный агрегат; 12 — выкидная линия; 13 — замерная емкость; 14 — амбар

рая за счет большой плотности замещает залитый и поступивший флюид в трубах до полного их вытеснения.

Обвязка устья через ведущую трубу. Если в процессе вскрытия испытываемого интервала не наблюдалось никаких нефтегазопоявлений и по аналогии с соседними скважинами их не ожидается при испытании, обвязку устья скважины можно производить посредством квадратной штанги (рис. VII.6).

При испытании через ведущую трубу весь глинистый раствор должен быть удален из шланга и стояка, и, кроме того, шланг должен быть продут сжатым воздухом для удаления глинистого раствора из соединительного колена стояка в верхней его части.

В этом случае перекрывается пусковая задвижка от манифольда к стояку, и стояк соединяется с выкидными линиями превенторов или обвязывается самостоятельным выкидом. На конце выкидной линии устанавливается замерное устройство.

Колонны для переключения позиций запорного клапана вращаются ротором, как и при бурении, с помощью квадратных клиньев.

Приведенная схема обвязки устья имеет следующие недостатки: не обеспечивает должного уровня противоаварийной безопасности при испытании пластов с давлением, превышающим допустимое для вертлуга и шланга, затрудняет контроль интенсивности притока жидкости, особенно при слабом притоке,

которая, прежде чем поступить к выкидной линии, должна пройти через разветвленную обвязку буровой установки, отсутствуют профилактические мероприятия по предупреждению гидратообразования в бурильных трубах в процессе испытания.

Обвязка устьевой головки через превенторный манифольд позволяет проводить продолжительные испытания с отработкой пластовым флюидом на устье. На рис. VII.7 приведена типовая схема обвязки устья скважины через линии превенторного манифольда. В ней гибкий трубопровод, состоящий из шарнир угольников и труб высокого давления, соединяет устьевую головку с жестко закрепленными линиями превенторного манифольда. При этом гибкий трубопровод к одной из отводных линий превентора может быть подсоединен как

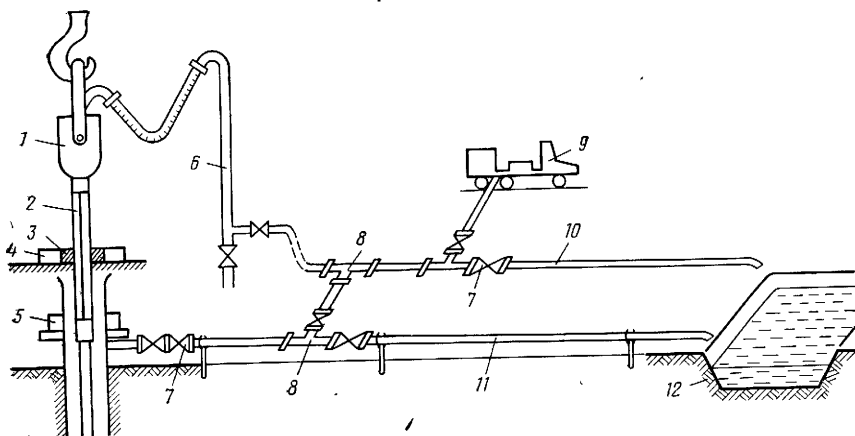


Рис. VII.6. Схема обвязки устья через ведущую трубу:

1 — вертлюг; 2 — ведущая труба; 3 — квадратные клинья; 4 — стол ротора; 5 — превенторы; 6 — стояк; 7 — краны высокого давления; 8 — тройник; 9 — цементировочный агрегат; 10, 11 — выкидные линии; 12 — амбар

непосредственно к свободной задвижке, связанной с крестовиной на отводной линии, так и с помощью дополнительного трубопровода, выведенного из-под буровой и заканчивающегося быстросъемным соединением, которое закрыто заглушкой в процессе бурения.

Пластовый флюид через гибкий трубопровод и вспомогательную линию отводится на безопасное расстояние от скважины, где через замерную емкость сбрасывается в амбар. Контроль за выходом воздуха, характеризующего интенсивность притока, при заполнении труб жидкостью не до устья можно производить с помощью контрольного отвода, подсоединенного через второй кран высокого давления непосредственно на устьевой головке. Можно также контролировать приток жидкости по выходу воздуха в конце выкидной линии, если по каким-либо причинам это трудно сделать с помощью контрольного отвода на устье (например, из-за затруднений при открытии и закрытии крана высокого давления, который может быть расположен очень высоко над устьем).

Цементировочный агрегат для выполнения операций открытия циркуляционного клапана и обратной промывки подключается через боковой отвод линии превентора.

Иногда при испытании по приведенной схеме не совсем удобно следить за интенсивностью вытеснения жидкости из бурильных труб по данным поступления ее в конце сбросовой линии с одновременным замером давления на устье скважины. В этих случаях используют схему обвязки с параллельным подключением гибкого трубопровода к жесткому превенторному манифольду и отдельно к близко расположенному к буровой цементировочному агрегату. Тогда можно одновременно регистрировать изменение устьевого давления и объемы по-

ступления жидкости во времени путем отбора вытесняемой жидкости в замерные емкости цементировочных агрегатов. При этом по мере заполнения емкости агрегата жидкость из нее через специально проведенную сбросовую линию или через линии превенторного отвода сбрасывается в амбар.

По мере вытеснения залитого флюида и появления на поверхности признаков нефти или газа, если не предусмотрена отработка на устье пластовым флюидом, испытание прекращают, закрывают запорно-поворотный клапан для записи кривой восстановления давления и, если технически возможно, то в процессе закрытого периода испытания открывают циркуляционный клапан и заме-

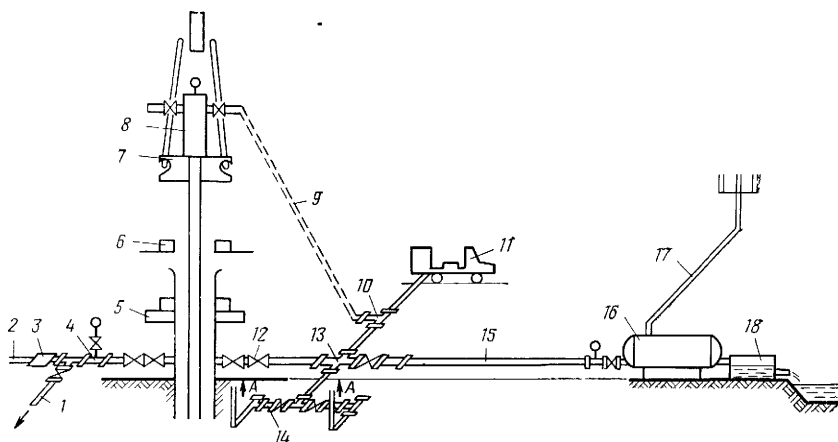


Рис. VII.7. Схема обвязки устья через превенторный манифольд:

1 — быстросъемное соединение; 2 — линия глушения; 3 — быстросъемный штуцер; 4 — манометр; 5 — превентор; 6 — стол ротора; 7 — элеватор; 8 — устьевая головка; 9 — линия быстросъемных соединений; 10 — тройник; 11 — амбар; 12 — краны высокого давления; 13 — крестовина; 14 — регулируемый штуцер; 15 — выкидная линия; 16 — сепаратор; 17 — линия выхода газа на поверхность; 18 — замерная емкость; А — направление к отстойной камере и в желоба

щают залитую и поступившую в бурильные трубы жидкость скважинным глинистым раствором. Если же забойные клапаны не позволяют «срезать» шпильку циркуляционного клапана из-за нарушения процесса записи кривой восстановления давления (испытатель пластов типа МИГ не позволяет производить указанную операцию из-за возможного срыва гильзы уравнильного клапана и открытия уравнильного клапана испытателя при создании давления в трубах выше давления в подпакерной зоне и тем более — выше гидростатического), то обратную циркуляцию следует осуществлять после записи кривой восстановления давления. Однако последнее не всегда осуществимо, так как поступивший или выделившийся из нефти газ продолжает поступать на устье и «выбрасывать» раствор из труб, что затрудняет контроль за надежностью закрытия скважины. Кроме того, создается опасность значительного опорожнения бурильных труб и возможность смятия их, если перепад давления окажется выше допустимого.

Поэтому обычно при больших отборах пластовой жидкости сразу же после завершения второго периода испытания при работе с оборудованием МИГ приходится срывать пакер, открывать циркуляционный клапан и обратной циркуляцией сразу же замещать поступивший в трубы флюид.

При планировании испытаний с отработкой пластовым флюидом на устье необходимо предусмотреть монтаж на сбросовой линии трапной установки для выделения газа из поступающей смеси, отвод его на безопасное расстояние и сжигание.

Приведенная схема испытания с отработкой пластовым флюидом на поверхности по существу позволяет осваивать скважину в процессе ее бурения, т. е. производить временное заканчивание скважины. Поэтому и поверхностное оборудование может быть использовано то же, что и при освоении законченных бурением скважин.

Кроме рассмотренных применяется также схема жесткой обвязки устья с использованием в качестве устьевой головки вертлюга ВШ-14-160 (рис. VII.8) [16].

В данной схеме для перекрытия скважины на верхнюю трубу бурильной колонны устанавливают шаровой кран. Линия от вертлюга до отвода преемтор-

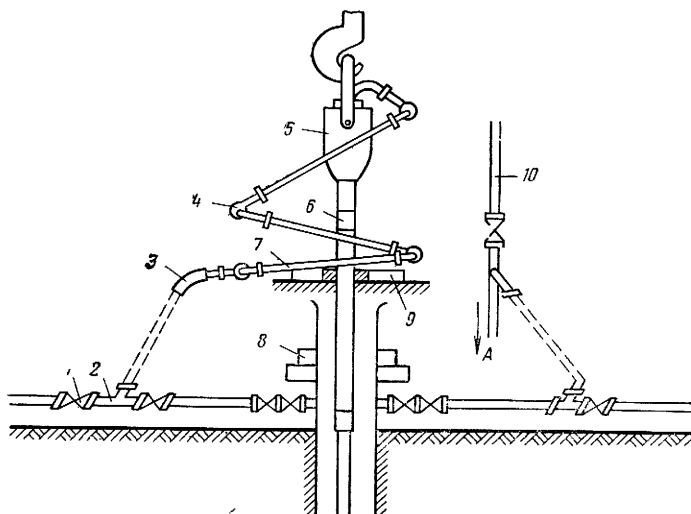


Рис. VII.8. Схема жесткой обвязки устья:

1 — задвижка; 2 — тройник; 3 — кованый угольник; 4 — шарнирный элемент; 5 — вертлюг; 6 — шаровой кран; 7 — трубка высокого давления; 8 — преемторы; 9 — ротор; 10 — стояк

ной обвязки собирается из четырех шарнирных элементов и трех труб длиной 3—4 м, диаметром 73—89 мм и с толщиной стенки 7—9 мм. Шарнирные элементы и трубы манифольда соединяются между собой с помощью фланцев со стальными уплотнительными кольцами. Используемые шарнирные элементы берут из обвязки цементировочных агрегатов ЦА-320, Азинмаш-30 и т. д. Вместо быстросъемных соединений навинчивается фланец, для обеспечения герметичности которого на резьбу наносится смазка ЦС-1 или эпоксидная смола.

Вертлюг, шаровой кран и верхняя бурильная труба компонуются в виде отдельной сборки на мостках.

Жесткий манифольд собирается отдельно, после чего крепится к вертлюгу. Эта компоновка опрессовывается на полуторакратное ожидаемое давление на устье, поднимается на талевой системе и соединяется с колонной бурильных труб.

Данная схема обвязки устья рекомендуется для испытания газовых и газоконденсатных скважин с отработкой на устье. Для предупреждения возможного гидратообразования бурильные трубы заполняются буровым раствором хлористого кальция из расчета создаваемой депрессии на пласт.

Приведенные схемы компоновки устья скважины наземным оборудованием и обвязки устьевой головки трубопроводами наиболее часто применяются на практике.

При выборе тех или иных схем устьевого оборудования за исходные принимаются ожидаемые устьевые давления и величины планируемых отборов жидкости.

Обычно сведения о давлении и интенсивности притока получают по результатам кратковременных (непродолжительных) предварительных исследований или по данным испытания соседних скважин, пробуренных на те же отложения.

Далее порядок оснастки устья зависит от выбранного способа проведения операции — с заливкой жидкости до устья или частичной; от выбранной компоновки и установленных узлов в сборке испытательного оборудования, где существенным является способ управления клапанами — вертикальным перемещением или вращением; от типа циркуляционного клапана, управляемого гидравлически или механически; от способа опоры хвостовика на забой или на стенки скважины. Варианты компоновки испытательного оборудования и способы управления ими определяют, насколько вероятно возникновение осложнений (например, прихват хвостовика), устанавливают характер манипуляций на поверхности устьевой головки (необходимость ее вращения, величина вытяжки инструмента и т. д.).

В ряде случаев определяющим при выборе устьевых обвязок является наземное расположение буровой, ее подсобных помещений, типы отводных линий превенторов, а также рельеф местности, окружающей скважину.

Приведенные варианты устьевой обвязки скважины рекомендуются в качестве исходных при планировании испытаний и могут изменяться в соответствии с учетом конкретных геолого-технических условий проводки скважины и наземного расположения оборудования.

СПОСОБЫ СОЗДАНИЯ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Депрессия, создаваемая на пласт при испытании, является одним из главных технологических параметров процесса испытания, определяющих успешность операции.

Бурильные трубы заливаются частично или до устья облегченной жидкостью (водой) либо частично заливаются скважинной жидкостью повышенной плот-

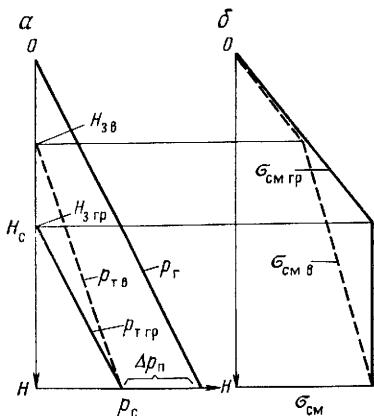


Рис. VII.9. Распределения давления p_c (а) и напряжения смятия $\sigma_{см}$ (б) по глубине спуска колонны бурильных труб:

$p_г$ — гидростатическое давление; $p_{т\text{ в}}$ — $p_{т\text{ гр}}$ — трубное давление при заливке соответственно водой и глинистым раствором; $\sigma_{см\text{ в}}, \sigma_{см\text{ гр}}$ — напряжения смятия при заливке труб соответственно водой и глинистым раствором; $H_{з\text{ в}}, H_{з\text{ гр}}$ — глубина заливки труб соответственно водой и глинистым раствором; Δp_n — перепад давления на пакере

ности, с помощью которой вскрывали пласт. Иногда при аномально высоких пластовых давлениях, бурильные трубы заливаются комбинированно в нижней части — утяжеленной промывочной жидкостью, в верхней — до устья водой.

Поскольку давление в трубах меньше пластового, то при сообщении внутренней полости труб с подпакерной зоной после установки пакера в скважине в них начинает поступать пластовая жидкость.

При выборе способа заливки труб облегченной жидкостью (водой), скважинной промывочной жидкостью или комбинацией этих составов необходимо учитывать следующие факторы.

1. Промывочная жидкость (глинистый раствор) имеет преимущество перед водой благодаря тому, что она является коллоидной системой и, обладая структурными свойствами, в ней менее растворяется поступающий газ и замедленное (в 3—4 раза дольше, чем через воду) мигрирует через нее на поверхность.

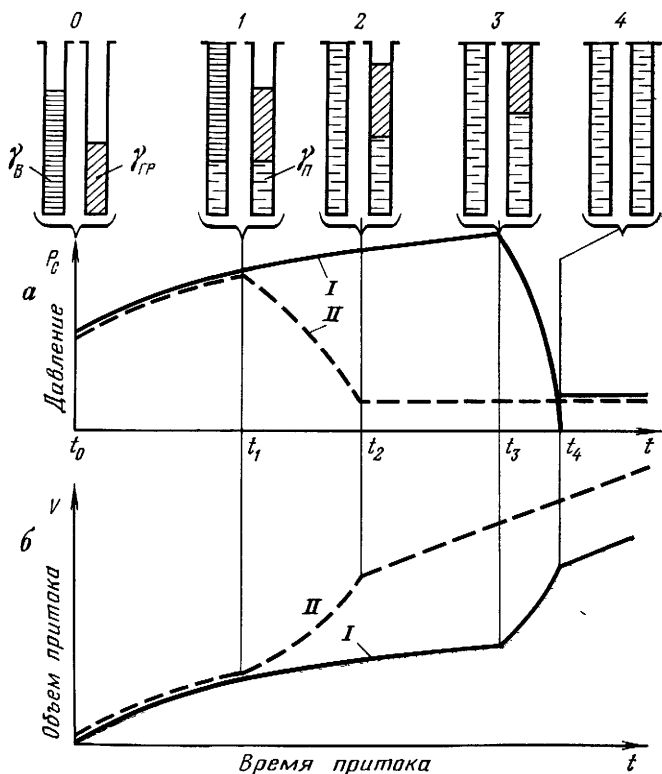


Рис. VII.10. Графики измерения давления p_c (а) и объема поступившей жидкости V (б) при заливке буровых труб глинистым раствором (I) и водой (II): 0, 1, 2, 3, 4 — состояния притока; γ_B , $\gamma_{ГР}$, γ_n — удельные веса воды, глинистого раствора и поступившей смеси

Таким образом создаются более благоприятные условия для определения истинного объема и состава поступившей жидкости.

2. Промывочная жидкость обладает смазывающими свойствами, поэтому менее вероятны пропуски жидкости из затрубного пространства в трубное через замки буровых труб.

3. При создании одной и той же депрессии при заливке труб водой колонна буровых труб находится в менее напряженном состоянии, чем при заливке утяжеленной промывочной жидкостью, так как сминающие усилия в средней части колонны для воды меньше (рис. VII.9).

4. Так как для создания депрессии необходимо залить большее число труб

водой, чем промывочной жидкостью, то при притоке на поверхности раньше появится вытесняемая вода и создадутся более благоприятные условия для последующего контроля и регулирования процесса испытания по характеру поступления жидкости на устье, чем при вытеснении глинистого раствора.

5. При испытании пластов с низкими пластовыми давлениями при заливке труб водой, помимо отмеченного выше, более вероятно проведение качественного испытания с получением большего объема — пластового флюида. Это видно из рис. VII.10. В период t_0-t_1 процессы притока протекают одинаково, однако с момента вытеснения жидкости (воды) на поверхность интенсивность притока в первом случае резко возрастает, а во втором продолжает снижаться и приток может вообще прекратиться при условии

$$H_3\gamma_3 + (H - H_3)\gamma_{п} > p_{пл}, \quad (\text{VII.1})$$

где H , H_3 — глубина скважины, высота столба залитой жидкостей γ_3 , $\gamma_{п}$ — удельные веса залитой и поступившей жидкостей.

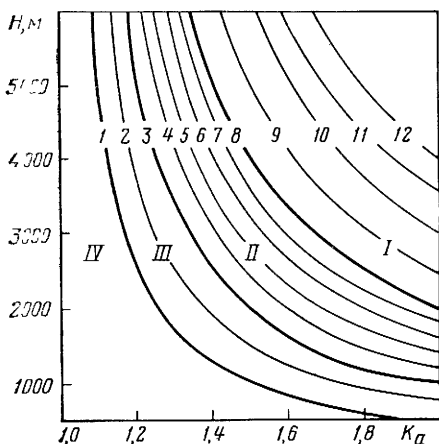


Рис. VII.11. Номограмма для определения способов создания депрессии на пласт:

№ кривой на рисунке . . .	1	2	3	4	5	6
Депрессия, МПа	20	15	10	9	8	7
№ кривой на рисунке . . .	7	8	9	10	11	12
Депрессия, МПа	6	5	4	3	2	1

что требуется для точной оценки параметров пласта по записанной при закрытии скважины кривой восстановления давления, или же по мере проведения исследования изменять дебит по любому желаемому закону, если возникает необходимость изучить характер изменения давления при различных (но постоянных по величине) дебитах притока.

И, наконец, управление интенсивностью притока на поверхности исключает необходимость устанавливать в узлах испытательного оборудования штуцера, тем более штуцерные узлы.

Из всего сказанного следует, что в большинстве случаев предпочтительнее создавать депрессию на пласт заливкой бурильных труб водой. При этом не-

Тогда бесполезно закрывать скважину для записи КВД, так как давление в трубах достигает статического уровня (равно пластовому).

6. Во многих случаях для создания депрессии на пласт, равной 10–20 МПа, достаточно заполнить трубы водой, причем возникают самые предпочтительные условия для контроля за процессом притока и управления режимами испытания.

При этом можно снизить ударные нагрузки на пакер и хвостовик, связанные с резким открытием клапана испытателя и мгновенной передачей депрессии на пласт, путем «плавного запуска» скважины: на устье перед посадкой пакера создается давление агрегатом, равное или близкое к перепаду давления на пакере, затем устанавливается пакер в скважине и снижением давления на устье осуществляются постепенное создание депрессии на пласт и вызов притока из него.

Для контроля за процессом испытания иногда целесообразно идти на снижение депрессии на пласт до 10 МПа (иногда 7–5 МПа), но при этом необходимо увеличить время исследования объекта.

Кроме того, возможность регулирования интенсивности притока изменением устьевого давления позволяет создать любые режимы притока, например поддерживать постоянным расход (дебит),

обходимо тщательнее произвести крепление бурильных труб с применением уплотнений, например, типа пенькового каната.

Приведенные на рис. VII.11 зависимости, которые могут служить основой для выбора способа заливки бурильных труб, построены по формуле

$$H = \Delta p / \gamma_b (K_a - 1), \quad (\text{VII.2})$$

где H — глубина скважины; Δp — депрессия на пласт; γ_b — удельный вес воды; K_a — коэффициент аномальности пластового давления, $K_a = p_{пл} / H \gamma_b$.

Из рисунка следует, что:

1) для области I — чтобы создать депрессию на пласт, трубы необходимо заливать частично водой;

2) для области II — при заливке труб водой до устья депрессия может быть создана в пределах 5—10 МПа, такие испытания можно проводить при исследовании хорошо проницаемых объектов; при необходимости создания большей депрессии следует заливать трубы не до устья, а в соответствии с соотношением

$$H_3 = (p_{пл} - \Delta p) / \gamma_b; \quad (\text{VII.3})$$

3) для области III — при заливке воды до устья депрессия на пласт составит 10—20 МПа;

4) для области IV — требуется комбинированная заливка труб, чтобы создать депрессию 20 МПа.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К ИСПЫТАНИЮ

К подготовительным мероприятиям на скважине для проведения операций по испытанию пластов относятся работы по подготовке ствола скважины к испытанию: проработка ствола скважины и обработка промывочной жидкости, а в случае необходимости — забуривание зумпфа или установка цементного моста, а также исследовательские работы по изучению состояния ствола скважины с целью оценки возможной продолжительности пребывания инструмента на забое в неподвижном состоянии и определения возникающих сил трения при возвратно-поступательном перемещении колонны бурильных труб по стволу скважины.

ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ К ИСПЫТАНИЮ

Ствол скважины должен обеспечить нормальное прохождение пакера при спуско-подъемных операциях испытательного оборудования. Посадки и затяжки должны быть исключены. В месте установки пакера участок ствола скважины должен быть ровным (без каверн).

Причинами возникновения затяжек или прихватов при испытании могут быть: прилипание бурильных труб над пакером при действии перепада давления со стороны скважины на пласт; скопление осадка на забое скважины в результате плохой промывки или обвала стенок скважины, сложенных слабоустойчивыми породами; сужение ствола скважины при взаимодействии промывочной жидкости с породами проницаемых пластов, набухание глин, выдавливание пластических пород в скважину; обвалы пород под пакером при создании резкой депрессии на пласт.

Проработка ствола скважины должна осуществляться, если при спуско-подъемных операциях в период бурения возникали посадки и затяжки бурильного инструмента (превышающие 40 кН).

Обработка промывочной жидкости — приведение ее параметров в строгое соответствие с требованиями геолого-технического наряда — должна осуществляться при любых работах по испытанию скважин независимо от длительности операции и устанавливаемых депрессий на пласт.

Скважину следует промыть в два — три цикла. В случае высокой плотности промывочной жидкости ($1,6\text{--}2,0\text{ г/см}^3$), а также при наличии ее свариваемости в среде высоких температуры и давления необходимо в интервал испытания закачать порцию термостойкого неутяжеленного глинистого (или какого-либо другого) раствора в объеме, в 2 раза превышающем объем скважины в интервале испытания.

Забуривание зумпфа следует осуществлять в тех случаях, если ствол скважины осложнен кавернами или сужениями, препятствующими нормальному прохождению испытательного оборудования с пакером по стволу, и имеется опасение, что такая ситуация будет сохраняться при вскрытии интервала испытания.

Забуривание зумпфа начинается за 5—10 м до кровли объекта, намеченного к испытанию, колонковым долотом, диаметр которого на 1—2 номера меньше диаметра основного ствола.

Установка цементного моста в открытом стволе скважины производится при необходимости испытания объекта, значительно удаленного от забоя скважины (на 100—200 м и более), если отсутствует оборудование, позволяющее осуществлять селективное испытание на любом расстоянии от забоя скважины.

Мощность цементного моста должна быть не менее 50 м. Перед испытанием объекта с использованием хвостовика верхняя часть моста должна быть

проработана на 10—15 м до прочного камня. Устойчивость моста должна быть проверена максимально возможной нагрузкой, создаваемой бурильным инструментом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ БЕЗОПАСНОГО ПРЕБЫВАНИЯ ИНСТРУМЕНТА НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

При планировании операций с продолжительными периодами отбора жидкости из пласта и восстановления давления (более 5 ч) необходимо открытый ствол скважины проверять «на прихват».

Проверка на прилипаемость осуществляется после последней промывки скважины перед подъемом бурильного инструмента и приведением параметров промывочной жидкости в соответствие с геолого-технологическим нарядом.

Бурильный инструмент устанавливается на забое с разгрузкой по индикатору веса на 150—200 кН. Затем приподнимают инструмент на 3—5 м, записывая показания веса на крюке при отрыве инструмента от забоя и его подъеме. Эти контрольные замеры характеризуют подъем инструмента с забоя при полном отсутствии признаков прихвата.

Повторно разгружают инструмент на забое, оставляя его без движения в течение времени (15—30 мин), выбираемого исходя из данных о затяжках при бурении. Затем снова приподнимают инструмент на 3—5 м и вновь записывают показания индикатора веса. Если эти показания будут такими же, как и в первом случае, то проверку «на прихват» продолжают, увеличивая продолжительность циклов неподвижного пребывания инструмента на забое скважины на 20—30 мин. При отсутствии затяжек эту операцию продолжают до 3—5 ч.

Выбираемые продолжительности периодов притока или восстановления давления не должны превышать найденное указанным выше способом время безопасного пребывания инструмента на забое в неподвижном состоянии. Таким образом, поскольку для переключения режимов испытания колонна бурильных труб вращается для смены позиций запорного клапана при использовании оборудования типа КИИ или вертикального страгивания инструмента при использовании оборудования типа МИГ, то найденное время неподвижного пребывания инструмента на забое можно отнести к какому-либо одному периоду испытания.

Общее возможное время испытания

$$t_0 = nt_6, \quad (\text{VIII.1})$$

где n — число планируемых периодов; t_6 — время безопасного (неподвижного) пребывания инструмента на забое скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СИЛ ТРЕНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ О СТЕНКИ СКВАЖИНЫ И ТЕХНИЧЕСКИХ КОЛОНН

При выборе величины разгрузки бурильных труб для передачи сжимающей нагрузки, необходимой для установки пакера в скважине, а также при определении вытяжки колонны бурильных труб для переключения позиций клапанов и смены режимов испытания необходимо учитывать силы трения колонны бурильных труб при вертикальных перемещениях и вращении о стенки скважины и технической колонны.

Силы трения $\Delta G_{\text{тр}}$ определяют по показаниям индикатора веса после спуска колонны бурильных труб с испытательным оборудованием в скважину (не доходя 5—10 м до забоя). Для этого осуществляют несколько циклов подъема и опусканий инструмента на 10 м, медленно и по возможности с постоянной скоростью (1 м за 5—10 с), при этом фиксируют несколько показаний по индикатору веса при ходе вверх и ходе вниз и находят средние значения этих показаний и их разность $\Delta G_{\text{тр}}$.

Такой простой способ определения сил трения пригоден в случаях, если силы трения значительно меньше (находятся в пределах 10—20 кН) нагрузок,

необходимых для установки пакера в скважине и переключения позиций управляющих клапанов. Когда потери на трение соизмеримы с требуемыми нагрузками, то необходимо определять не абсолютные значения сил трения, а коэффициент трения колонны труб о стенки скважины, а затем с использованием его сделать оценку потерь передаваемой нагрузки на участке искривления нижней части колонны бурильных труб.

Коэффициент трения определяют по следующей методике. При планировании испытания необходимо провести инклинометрические замеры углов искривления скважины, если последние не проводились. По данным зенитных и азимутальных углов искривления скважины находятся силы трения по следующей схеме.

1. В процессе первого рейса после проведения инклинометрических замеров определяют вес бурильного инструмента в жидкости G . Для этого перед наращиванием свечи долото приподнимают над забоем на 4—5 м и медленно (1 оборот за 3—5 с) проворачивают колонну бурильных труб, пока не будет найдено среднее показание веса по гидравлическому индикатору или не фиксируется соответствующий участок на индикаторной диаграмме.

2. Осуществляют несколько циклов подъема и опусканий инструмента на 10 м, медленно и по возможности с постоянной скоростью. Фиксируют несколько показаний по индикатору веса при ходе вверх и ходе вниз и определяют средние значения этих показаний и их разность ΔG .

3. Рассчитывают силу вязкостного трения:

$$N_p = 2\pi L(d_n - \delta)\tau_{ст}, \quad (\text{VIII.2})$$

где $\tau_{ст}$ — статическое напряжение сдвига промывочной жидкости; L , $d_n\delta$ — длина колонны, наружный диаметр и толщина стенки колонны труб.

В случае многосекционной колонны значение N_p вычисляют для каждой секции в отдельности и затем суммируют.

4. Определяют суммарную силу прижатия колонны труб к стенкам скважины при ходе вверх и ходе вниз, пользуясь данными о геометрии ствола скважины:

$$N_{тр} = \sum_{i=1}^n q_i l_i \sin \alpha_i \left[1 + \left(\frac{\Delta \varphi_i \pi}{180} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} \right], \quad (\text{VIII.3})$$

где n — число интервалов замера кривизны; q_i , α_i , $\Delta \varphi_i$ — соответственно вес 1 м труб, зенитный угол искривления, разность азимутальных углов искривления на концах участка l_i колонны бурильных труб.

5. Находят коэффициент трения

$$f_{тр} = \frac{\Delta G - N_p}{\sum_{i=1}^n q_i l_i \sin \alpha_i \left[1 + \left(\frac{\Delta \varphi_i \pi}{180} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} \right]}. \quad (\text{VIII.4})$$

При расчетах в формулу (VIII.4) с учетом облегчения раствора в среде необходимо вместо q_i поставить $q_i = q_{i0}(1 - \gamma_p/\gamma_m)$, где γ_p , γ_m — удельные веса бурового раствора и металла.

ВЫБОР ИНТЕРВАЛА ИСПЫТАНИЯ

Интервал испытания — это участок ствола скважины, находящийся между пакером и забоем скважины при проведении операций с опорой на забой или между двумя пакерами при селективном испытании.

При выборе интервала испытания следует стремиться к тому, чтобы вся эффективная мощность проницаемой части пласта, найденной по результатам геолого-геофизических исследований, находилась в пределах этого интервала.

Оптимальным интервалом испытания является интервал, равный эффективной мощности пласта-коллектора. При этом при испытании с опорой на забой

пакер устанавливают непосредственно в кровле продуктивного пласта, а при селективном испытании — в кровле и подошве пласта.

Если же по геолого-техническим причинам невозможно установить пакер непосредственно в кровле пласта, например из-за недостаточной прочности и устойчивости пород в этой части ствола скважины, пакер следует располагать выше кровли продуктивного пласта. Для этого по кавернограмме выбирается такой близлежащий к кровле пласта ненарушенный участок, в пределах которого отсутствуют каверны.

Однако увеличение интервала испытания в случае исследования слабopоницаемых пластов или проницаемых пластов, подверженных глубокому загрязнению, когда не ожидается притоков высокой интенсивности, приводит к снижению вероятности поступления представительной пробы в бурильные трубы.

Кроме того, с увеличением интервала испытания, а следовательно, с ростом объема подпакерного пространства, повышается влияние послеприточного эффекта, искажающего кривую восстановления давления. В результате возникают затруднения при интерпретации параметров пласта по данным записи давления после закрытия скважины.

Оптимальными, с точки зрения несущей способности хвостовиков, возможности получения представительных проб пластового флюида и качественных диаграмм давления, являются интервалы испытания в пределах 10—30 м (не более 50 м). В тех случаях, когда условия испытания требуют установки пакера на расстоянии более 50 м от забоя скважины, необходимо предусмотреть возможность увеличения продолжительности периодов притока и восстановления давления для получения большего объема притока жидкости из пласта и кривых восстановления давления, пригодных для обработки. Кроме того, необходимо проверить устойчивость длинного хвостовика, собранного из бурильных труб, на статическую и динамическую прочность и в случае необходимости заменить их более прочными утяжеленными бурильными трубами.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА УСТАНОВКИ ПАКЕРА

Ориентируясь на выбранный интервал испытания, можно определить глубину установки пакера H_{Π} .

Необходимо учитывать, что расположить пакер точно в соответствии с найденной величиной H_{Π} по данным геофизических исследований не всегда удается из-за погрешности замеров глубины скважины каротажным кабелем и бурильными трубами. Эту величину погрешности ε замеров можно вычислить по формуле

$$\varepsilon = (h_k - h_{\text{тр}})/h_k, \quad (\text{VIII.5})$$

где h_k , $h_{\text{тр}}$ — глубина скважины соответственно по каротажному замеру и замеру бурильных труб.

Поэтому при определении места установки пакера H_{Φ} необходимо ориентироваться не на точную глубину H_{Π} , а на некоторый интервал в пределах выбранной глубины пакеровки, т. е.

$$H_{\Phi} = H_{\Pi} \pm \varepsilon H_{\Pi}. \quad (\text{VIII.6})$$

В связи с этим по кавернограмме выбирают такой «ровный» участок, находящийся выше продуктивного пласта, длина которого превышает длину возможного расположения пакера в стволе скважины вследствие неточности замеров длины кабеля и бурильных труб. Минимальная длина «ровного» участка l определяется по формуле

$$l = \varepsilon H_{\Pi} + 2. \quad (\text{VIII.7})$$

Чем точнее будет замерена длина колонны бурильных труб, тем меньше будет величина относительной погрешности замера глубины установки пакера каротажным кабелем и бурильными трубами.

Значения минимальной длины интервала для установки пакера приведены в табл. VIII.1.

Минимальная длина интервала для установки пакера

Глубина установки пакера, м	Минимальная длина интервала для установки пакера в м при погрешности замеров				
	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005
<500	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5
1000	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0
1500	3,5	5,0	6,0	8,0	9,5
2000	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
2500	4,5	7,0	9,5	12,0	14,0
3000	5,0	8,0	11,0	14,0	17,0
3500	5,5	9,0	12,5	16,0	19,5
4000	6,0	10,0	14,0	18,0	22,0
4500	6,5	11,0	15,5	20,0	24,5
5000	7,0	12,0	17,0	22,0	27,0
5500	7,5	13,0	18,5	24,0	29,5
6000	8,0	14,5	20,0	26,0	32,0

Если по кавернограмме не удастся найти «ровного» участка длиной l_n , то необходимо для надежной установки пакера применить метод точной привязки.

Можно выбрать интервал установки пакера и на основе метода точной привязки, заключающегося в следующем. Кавернометрию (профилеметрию) и каротажные замеры следует проводить одним и тем же подъемником. После этих работ спускаются бурильные трубы с воронкой так, чтобы последняя находилась на 15—20 м выше выбранного места установки пакера. Затем спускается каротажный зонд через бурильные трубы и делается каротажная запись участка открытого ствола скважины ниже труб. Таким образом определяется положение воронки относительно каротажной записи разреза скважины, и по этим данным рассчитывается длина хвостовика. По этому методу отклонение глубины установки пакера от выбранной не превышает 0,5 м.

Другой способ точной привязки связан с фиксированием магнитным локатором местоположения всех замковых соединений труб, спущенных для подготовки скважины к промыслово-геофизическим исследованиям. Сопоставлением диаграмм магнитного локатора и каротажа уточняется длина колонны труб и определяется «площадка» для установки пакера.

При испытании пластов с опорой на стенки скважины следует применять способ контроля точности установки пакера, разработанный ВНИИНПГ, который заключается в следующем.

В компоновке испытательного оборудования устанавливается репер. При спуске испытатель за 50—75 м до предполагаемого интервала испытания и места пакеровки, выбранного по кавернограмме (профилеграмме), производят запись кривой магнитной локации замковых соединений и отбивку репера по кабелю. По замерам уточняют длину труб и расстояние до места установки пакера. Точность привязки испытываемых пластов обеспечивается комплексированием магнитного локатора с прибором гамма-каротажа, диаграмма которого сопоставляется с ранее записанной.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПЕРАЦИИ ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИНЫ

Информация для выбора режимов испытания технологической схемы и оборудования должна включать в себя следующие данные: цель проведения операции (испытание, опробование) и перечень требуемых гидродинамических характеристик; конструкцию скважины и компоновку бурильных труб; диаметр скважины в интервале испытания, наличие сужений или расширений ствола выше интервала испытания; тип и плотность промывочной жидкости в скважи-

не; удаление крови пласта от забоя скважины; забойные давление и температуру; наличие во вскрытом разрезе проявляющих и поглощающих горизонтов, расположенных ниже исследуемого пласта; состояние ствола скважины (устойчивость, кавернозность пород) и время безопасного пребывания инструмента на забое скважины в неподвижном положении; ориентировочные параметры пласта (пластовое давление, гидропроводность, проницаемость, наличие скин-эффекта).

В зависимости от времени безопасного пребывания инструмента на забое скважины условия для испытания можно разбить на три категории: 1) хорошие — испытательный инструмент держится на забое в неподвижном положении более 2 ч; 2) нормальные — от 1 до 2 ч; 3) осложненные — от 0,5 до 1 ч.

Если продолжительность пребывания инструмента в неподвижном состоянии будет менее 30 мин, то из-за опасности возникновения осложнений и аварий такие скважины испытывать нецелесообразно.

Глава IX

ПЛАНИРОВАНИЕ ИСПЫТАНИЯ

ЦЕЛЬ ИСПЫТАНИЯ

Основная цель испытания скважин в процессе бурения — оперативное, своевременное обнаружение и изучение перспективных нефтяных и газовых горизонтов в открытом стволе скважины сразу после вскрытия их долотом, определение их нефтегазоводонасыщенности и гидродинамических характеристик пластов и оценка ожидаемых продуктивных показателей скважины при пуске ее в работу и, таким образом, решение вопроса о целесообразности заканчивания скважины спуском эксплуатационной обсадной колонны.

Для определения характера насыщения пласта необходимо обеспечить вызов кратковременного притока жидкости в скважину и отбор представительного объема пластовой пробы. Выполняется это изоляцией продуктивного горизонта пакерующими элементами, спущенными в скважину на бурильных трубах, и созданием с помощью соответствующей системы клапанов депрессии на пласт — сообщением подпакерной (или межпакерной — если испытание проводится селективно с помощью двух пакеров) зоны с внутренней полостью пустых или частично заполненных бурильных труб.

Представительный образец пластовой пробы — это такой минимальный объем поступившей пластовой жидкости, при отборе которого из бурильных труб можно надежно и однозначно определить тип насыщения пласта: нефтью, газом, газоконденсатом, водой или смесью этих продуктов (величина этого объема в среднем составляет 1,0—1,5 м³).

Если испытание проводится в условиях большого объема подпакерного пространства, то для получения представительного образца пластовой жидкости в трубах необходимо, чтобы в скважину поступила жидкость из пласта объемом не менее

$$V = 1 + V_{\text{п}}, \quad (\text{IX.1})$$

где $V_{\text{п}}$ — объем подпакерного пространства, м³.

Если при испытании не удастся отобрать указанные объемы пластового флюида, т. е. нельзя оценить «прямо» тип насыщения, то качественная оценка насыщенности пласта может быть сделана по косвенным показателям (например, по наличию углеводородов в отобранной пробе и его компонентному составу; наличию хлоридов и их массовому содержанию, указывающих на присутствие пластовых вод и т. д.).

Гидродинамические параметры пласта определяются по данным регистрации глубинными манометрами забойного давления при поступлении жидкости из пласта — кривых притока и после остановки скважины — кривых восстановления давления.

В результате интерпретации кривых давления определяют величину пластового давления, проницаемые свойства пласта, степень загрязнения пласта в призабойной части скважины, на основе которых решается вопрос об ожидаемых продуктивных характеристиках выявленных перспективных пластов после спуска эксплуатационной колонны.

По данным интерпретации кривых восстановления давления иногда можно установить наличие проницаемого пласта коллектора в разрезе скважины, несмотря на слабоинтенсивный приток (или полное отсутствие притока) в открытом периоде испытания.

В некоторых случаях, даже при отборе представительного объема нефти и газа, по результатам интерпретации кривых восстановления давления можно выявить, что пласт, хотя и является проницаемым, но его проницаемая область охватывает только небольшую линзовидную часть залежи.

Таким образом, при планировании испытания необходимо выбирать рациональные режимы как отбора жидкости из пласта, так и регистрации кривых восстановления давления, в результате чего может быть получена информация, достаточная для оценки промышленной значимости испытанного объекта.

Информация, получаемая при испытании скважин, включает следующие сведения о пласте и его гидродинамических характеристиках: 1) тип насыщающего пласт флюида; 2) начальное пластовое давление; 3) проницаемость удаленной части пласта; 4) проницаемость прискважинной части пласта, 5) радиус загрязнения пласта; 6) скин-эффект, 7) радиус исследований пласта, 8) наличие и расстояние до резких неоднородностей пласта (возможный вид неоднородности), 9) истощаемость пласта в области исследований, 10) наличие остаточной «репрессии» в призабойной части пласта; 11) способность пласта самоочищаться.

Из отмеченных показателей первые восемь могут быть определены на основе одноциклового испытания, а для получения всего объема информации (1—11) необходимо проведение испытания не менее как в два цикла, в результате чего можно проследить за динамикой изменения пластового давления и скин-эффекта.

Очевидно, получение максимально возможного объема информации о пласте может быть достигнуто при осуществлении многоциклового испытания (практически достаточно два, максимум — три цикла испытания) и установлении таких продолжительностей периодов притока и восстановления давления, при которых обеспечивается охват максимально возможной области исследования пласта.

Таким образом, основными показателями (режимными параметрами), определяющими объем и качество получаемой информации о пласте, являются депрессия, передаваемая на пласт, и время проведения испытания.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Для вызова притока жидкости из пласта при испытании на забое скважины устанавливается давление меньше пластового давления. Это осуществляется путем сообщения внутренней полости пустых или частично заполненных буровых труб с подпакерной зоной открытием впускного клапана испытателя. Разность возникающего перепада давления между давлением в пласте и на забое скважины называется депрессией на пласт. Чем больше депрессия передается на пласт, тем большей интенсивности можно ожидать приток жидкости из пласта а, следовательно, за непродолжительный период времени отбора пластового флюида можно получить достаточную для однозначной оценки типа насыщения пласта пробу пластовой жидкости.

При увеличении депрессии на пласт создаются благоприятные условия для глубокого дренирования пласта и после закрытия скважины записи качественной, пригодной для математической обработки кривой восстановления давления. Кроме того, при высоких депрессиях (особенно при «резкой», мгновенной передаче на пласт депрессии) возможно устранение загрязнения пласта, вымывание глинистых частиц и фильтрата, подключение слабопроницаемых участков пласта к работе, возможен также разрыв пласта, в результате чего появляются высокопроницаемые трещины в призабойной части пласта.

Поэтому, исходя из гидродинамических условий, всегда необходимо планировать испытания по возможности с установкой максимально возможных депрессий на пласт. В пределе максимальная депрессия на пласт равна пластовому давлению

$$\Delta p_{\max} = p_{\text{пл.}}$$

(IX.2)

При испытании неглубоко залегающих проницаемых пластов, когда позволяют технические возможности колонн буровых или насосно-компрессорных труб (глубины скважин до 1000 м); в скважину спускают пустые трубы, и тогда условие (IX.2) полностью удовлетворяется.

При испытаниях глубоких скважин ряд ограничений геолого-технического порядка не позволяет устанавливать максимально возможную депрессию на

пласт. В этих случаях депрессия на пласт выбирается исходя из следующих условий: допустимой прочности бурильных труб против наружного сминающего давления; устойчивости пакеровки и прочности резинового элемента пакера, допустимой прочности хвостовика, воспринимающего значительные гидравлические нагрузки, достигающие 1000 кН и более при больших депрессиях на пласт; устойчивости пород, слагающих испытываемый интервал (при наличии в интервале испытания слабо сцементированных песчаников депрессию следует ограничивать до 10—12 МПа); возможного блокирования призабойной части пласта, вызванного выделением газа из нефти при невысоких давлениях насыщения или выпадением конденсата в пласте при глубокой депрессии: это

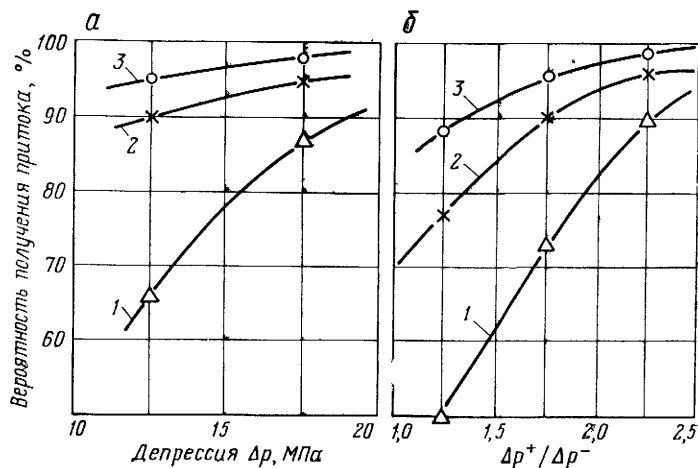


Рис. IX.1. Графики вероятности получения притока от депрессии на пласт (а) и отношения депрессии к репрессии (б), а также ожидаемой относительной продуктивности скважины

№ кривой на рисунке	1	2	3
Относительная продуктивность, $\text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{ТПа} \cdot \text{м})$	20—50	50—100	100—300

резко снижает проницаемость пласта и возможность притока жидкости в скважину.

Нижний предел установления минимальной депрессии на пласт определяется возможностью получения притока из пласта. Исходя из статистических анализов испытания скважин выявлены следующие зависимости вероятности получения притока из пласта при времени притока не менее 30 мин от депрессии, создаваемой на пласт, и ожидаемой относительной продуктивности скважины (рис. IX.1, а). На этом же рисунке приведены данные о вероятности получения притока в зависимости от соотношения депрессии, создаваемой на пласт, к репрессии, при которой пласт вскрывается. Чем больше была репрессия на пласт, тем большую депрессию следует создавать. Как видно из рис. IX.1, б, необходимо, чтобы депрессия превышала репрессию не менее чем в 2,5—3 раза.

Приведенные зависимости следует использовать для выбора минимально допустимой депрессии на пласт.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПЕРИОДОВ ИСПЫТАНИЯ

Максимально возможное время испытания

При отсутствии технических ограничений по времени пребывания испытательного инструмента на забое скважины в неподвижном состоянии общее время испытания может быть определено из следующих предпосылок. Начиная с

некоторого времени периода притока или восстановления давления, дальнейшая регистрация изменения давления в работающей или остановленной скважине становится нецелесообразной, так как существенного прироста информации об объекте при продолжении исследования на указанных режимах не ожидается.

Максимальное время периода притока. Целесообразное время отбора жидкости из пласта определяется величиной снижения интенсивности накопления жидкости в бурильных трубах. По мере притока пластового флюида в скважину увеличивается столб жидкости в трубах и тем самым повышается противодавление на пласт, снижающее депрессию. В результате понижается дебит. В пределе, по мере накопления жидкости в трубах, ее уровень возрастает до такого статического состояния, при котором давление столба жидкости приближается к пластовому. Последнее происходит при условии когда

$$H_3\gamma_3 + H_{п}\gamma_{п} = p_{пл};$$

$$H_{п} + H_3 < H, \quad (IX.3)$$

где H_3 , $H_{п}$, H — соответственно высота залитой жидкости, высота поступившей жидкости в трубы и длина колонны бурильных труб; γ_3 , $\gamma_{п}$ — удельные веса залитой и поступившей жидкости.

Этот случай соответствует ситуации, когда пластовое давление не в состоянии вытеснить тяжелый флюид, залитый в трубы, на поверхность. При значительном заполнении труб пластовой жидкостью после закрытия скважины записывается КВД, которая не дает сколько-нибудь полезной информации о пласте: на диаграмме давления фиксируется скачок, свидетельствующий о закрытии скважины.

Поэтому при испытании пластов с невысокими пластовыми давлениями время притока необходимо выбирать с таким расчетом, чтобы забойное давление не превышало среднего значения между первоначальным давлением столба залитой жидкости и пластовым давлением. Тогда можно записать качественную КВД и определить коллекторские свойства пласта.

Таким образом, время притока должно быть не более

$$T \leq \frac{F_{тр}(p_{пл} - p_3)}{2\gamma_{п}q}, \quad (IX.4)$$

где $F_{тр}$ — средний диаметр внутренней полости колонны бурильных труб; q — средний дебит.

При аномально высоких пластовых давлениях после появления жидкости на устье можно продолжать процесс притока с переливом (если это технически возможно). При этом создаются все условия для глубокого дренирования пласта и охвата исследованием большей его части.

Таким образом, при «переливе» не возникает каких-либо предпосылок к ограничению времени притока, если исходить только из гидродинамических условий.

Однако продолжительные испытания с отработкой пластовым флюидом на устье уже не могут характеризовать экспресс-исследованиями пластов. Это, по существу, временное заканчивание скважины (или освоение), опытная ее эксплуатация через бурильные трубы.

Максимальное время восстановления давления определяется, исходя из следующего. При увеличении времени восстановления давления расширяется область исследования пласта, но, начиная с некоторого момента после возрастания забойного давления до величины, близкой к пластовому, сильно снижается качество получаемой информации о пласте и его удаленных участках, которая определяется по данным динамики изменения забойного давления в конце закрытого периода испытания. А именно, при увеличении θ (особенно, когда $\theta \gg T$) точки на рабочем графике ложатся настолько плотно, что «заметить» начало или отклонение КВД от прямолинейного участка трудно. К тому же при незначительном изменении давления прирост давления становится соизмеримым с величиной погрешности регистрации давления глубинным манометром.

Исходя из этого определяется предельная величина времени восстановления давления:

$$\theta_{\max} = + \frac{T}{2} \left(\sqrt{\frac{4i}{T\varepsilon}} + 1 - 1 \right),$$

где T — время притока; i — наклон графика КВД ($i=M$); ε — показатель предела целесообразной записи КВД; $\varepsilon = \Delta p / \Delta \theta = 10^{-3}$ МПа/с.

Таким образом, максимальное время восстановления давления существенно зависит от времени проведения периода притока.

Минимально необходимое время испытания

Минимальное время исследования объекта определяется из условия получения таких минимальных сведений о пласте, по которым можно судить о типе насыщения пласта, пластовом давлении и проницаемых свойствах пласта, а также о величине его загрязнения.

Минимальное время периода притока соответствует получению в бурильных трубах представительного образца пластового флюида. Это время будет тем больше, чем ниже коллекторские свойства пласта. На основе решения задачи о накоплении жидкости в трубах после мгновенного создания депрессии на пласт и запуска скважины в работу [12] можно найти минимальное время притока, при котором в бурильных трубах накапливается объем жидкости, равный объему представительной пробы.

Результаты расчетов приведены в табл. IX.1, где даны средние значения времени притока в зависимости от объема подпакерной зоны и гидропроводности пласта.

Таблица IX.1

Время периодов испытания

Показатели подпакерной зоны	Величина показателя	Гидропроводность пласта, $\frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{ГПа}}$		
		высокопроницаемого $kh/\mu=10^4$	средней проницаемости $kh/\mu=10^2$	слабопроницаемого $kh/\mu=10$
Минимальное время притока $T_{\min}$, мин				
Объем V_{π} , м^3	0,5	10—20	40—60	>90
	1,0	20—30	60—90	>120
	2,0	30—40	90—120	>180
Минимальное время восстановления давления $\theta_{\min}$				
Емкостный показатель $V_{\pi}\beta$, $\text{м}^3/\text{МПа}$	10^2	$0,7 T$	$0,7 T$	$>0,8 T$
	10^4	$0,7 T$	$(0,8 \div 1,3) T$	$>2,5 T$
	10^5	$0,8 T$	$(2,4 \div 6,5) T$	$>10 T$
Максимальное время восстановления давления $\theta_{\max}$				
	10^2	$1 \cdot T$	$(1,2-2,8) T$	$<10 T$

Минимальное время восстановления давления определяется из условия получения прямолинейного участка на рабочем графике КВД. Ориентируясь на результаты, полученные в работе [12], минимальное время закрытого периода (в с) может быть рассчитано по формуле, учитывающей влияние послеприточного эффекта:

$$\theta_{\min} = 3,33 \cdot 10^2 \frac{\pi r_c^2 \Delta H \beta}{q} + 600, \quad (\text{IX.6})$$

где r_c — эффективный радиус скважины в подпакерной зоне, м; β — сжимаемость пластового флюида, Па⁻¹; ΔH — интервал скважины в подпакерной зоне от забоя до места установки пакера, м

В сводной табл. IX.1 приведены результаты расчетов величины минимального времени притока в зависимости от гидропроводности пласта и объема подпакерного пространства, а также данные о минимальном и максимальном времени восстановления давления в зависимости от гидропроводности пласта и емкостного показателя подпакерной зоны. Этой таблицей необходимо пользоваться при планировании испытания на получение минимально или максимально возможных сведений о пласте.

В табл. IX.1 не рассчитаны значения максимального времени восстановления давления для емкостных показателей более 100, так как при испытании, за редким исключением, не имеет смысла устанавливать время закрытого периода более 5 Т. Получение слабо возрастающих КВД, как правило, характерно для невысокой интенсивности притоков. В этих случаях приходится решать первостепенную задачу об отборе максимально возможного объема жидкости.

В указанных диапазонах значений времени восстановления давления в четвертой графе табл. IX.1 левые значения относятся к слабосжимаемым флюидам, правые — к сильно сжимаемым. Для времени притока в графах 3 и 4 этой же таблицы левые значения соответствуют испытаниям при использовании бурильных труб большого диаметра, правые — малого диаметра.

Время первого периода притока и восстановления давления при двух- и многоцикловом испытании

При испытаниях в два и более циклов первый цикл отводится на замер начального, статического давления в пласте. Время первого открытого периода выбирается в пределах 3—5 мин. За такой короткий промежуток пласт освобождается от противодействия (репрессии) и глинистая корка разрушается от резкой депрессии. В то же время воронка депрессии не успевает распространиться на большое расстояние и тем самым создаются благоприятные условия для быстрого восстановления давления после остановки скважины. Скважину закрывают на 30—40 мин для записи кривой восстановления давления.

Таким образом, при двух- и многоцикловом испытании уже в течение первого часа исследования замеряется пластовое давление.

При втором и последующих циклах испытания отбирается представительная проба и записываются кривые восстановления давления, пригодные для математической обработки и расчета параметров пласта. Приведенные выше рекомендации по выбору продолжительностей периодов притока и восстановления давления для второго и последующих циклов испытания остаются такими же, как и для простого одноциклового испытания.

ПЛАНИРОВАНИЕ ИСПЫТАНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОЙ ПРОБЫ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

В случаях, когда по геолого-техническим причинам, например, вследствие неустойчивого состояния ствола скважины, невозможно установить даже минимально необходимые продолжительности периодов притока и восстановления давления, то планирование операции осуществляют на основе вероятностных критериев получения представительной пробы, установленных на базе накопленного статистического материала проведения кратковременных испытаний объектов [12]. При этом оценивается вероятность получения притока жидкости из пласта. На рис. IX.2 показаны зависимости вероятности получения притока из пласта от продолжительности воздействия на него промывочной жидкости при условиях, что репрессия на пласт не превышает 5 МПа, а также от продолжительности открытого периода испытания при различных значениях депрессии на пласт и относительной продуктивности скважины. Здесь же приведена шкала значений геофизического показателя $A_{\text{ПС}}$ (относительной амплитуды аномалии ПС), характеризующего коллекторские свойства пласта, который на практике часто используется в качестве критерия оценки гидродинамических параметров пласта.

Если по данным приведенных графиков для какого-то конкретного испытания вероятность получения притока составляет 75—80% при выбранном времени притока, то риск проведения операции, связанный с возможностью неполучения качественной информации о пласте, невелик. В крайнем случае придется осуществить не одну, а две операции по испытанию данного объекта.

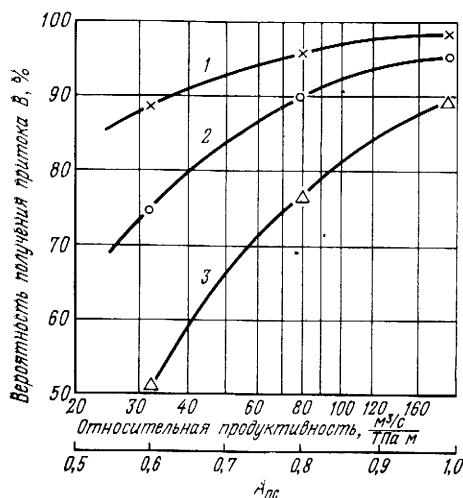


Рис. IX.2. Вероятность получения притока в зависимости от относительной продуктивности и $A_{пл}$:

№ кривой на рисунке . . .	1	2	3
Время притока, мин	<30	<20	<10

При $t_0 > 60$ мин испытание необходимо проводить в два цикла, что дает возможность выявить понижение пластового давления и определить необходимость (целесообразность) планирования дальнейших исследований данного объекта.

Второй вариант:

$$T_{min} < t_0 < T_{min} + \theta_{min}.$$

(IX.9)

Время исследования позволяет получить представительный объем пластовой пробы. Однако записать качественную кривую восстановления давления, пригодную для оценки всех характеристик пласта, не удастся. Поэтому необходимо провести испытание в два цикла: без регистрации второй кривой восстановления давления. Таким образом, определяются пластовое давление, тип насыщения пласта и делается оценка фильтрационных параметров пласта по начальной КВД. При этом выбираются:

$$T_1; \quad \theta_1; \quad T_2 = t_0 - T_1 - \theta_1 > T_{min},$$

(IX.10)

где выполняется более продолжительный режим притока.

Третий вариант:

$$T_{min} + \theta_{min} < t_0 < T_{min} + \theta_{max}.$$

(IX.11)

Проектирование режимов испытания

В соответствии с указанными выше условиями выбора отдельных периодов испытания разрабатывается общая программа проектирования режимов испытания в зависимости от допустимого общего времени, отведенного на весь цикл исследования пласта. Программа выбора режимов испытания предусматривает получение максимально возможного объема информации в условиях заданного общего времени проведения операции t_0 (рис. IX.3).

Первый вариант:

$$t_0 < T_{min}.$$

(IX.7)

Эта ситуация может возникнуть при испытании слабопроницаемых пластов при $t_0 < 60$ мин. За время испытания не удастся отобрать представительной пробы пластового флюида и установить характер насыщения пласта. Здесь следует спланировать испытание с целью определения пластового давления и характера проявления пласта. Для этого периоды одноциклового испытания должны быть выбраны в соотношениях:

$$T = \frac{1}{3} t_0; \quad \theta = \frac{2}{3} t_0. \quad (IX.8)$$

Испытание проводится в два цикла, при котором можно отобрать представительную пробу и оценить коллекторские свойства пласта.

Режимы выбираются следующие:

$$T_1; \theta_1; T_2 = T_{\min}; \theta_2 = t_0 - T_1 - \theta_1 - T_2. \quad (\text{IX.12})$$

Если $\theta_2 < \theta_{\min}$, то по данным второй КВД оцениваются коллекторские свойства пласта.

При $\theta_2 > \theta_{\min}$ по второй КВД делается полный расчет всех определяемых параметров пласта (см. табл. IX.1).

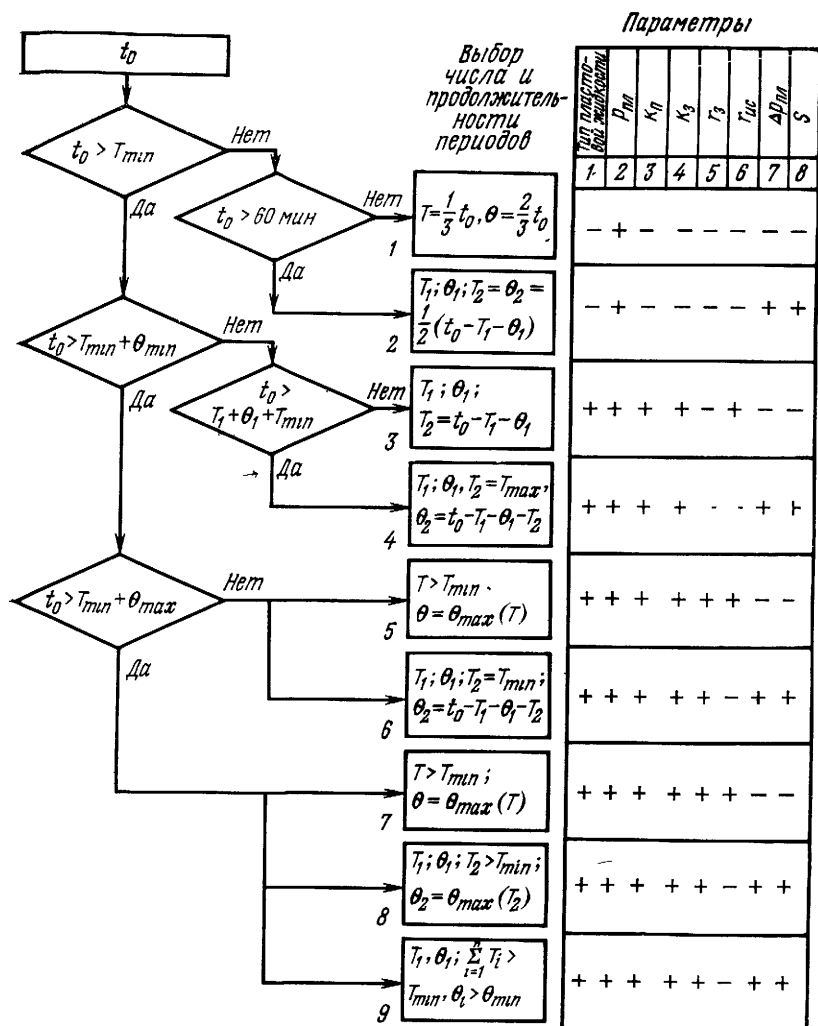


Рис. IX.3. Блок-схема испытания пласта в процессе бурения (плюс — параметр определяется, минус — не определяется)

Четвертый вариант:

$$t_0 > T_{\min} + \theta_{\max}. \quad (\text{IX.13})$$

Исходя из условий охвата исследованием максимально возможной области изучения пласта, испытание планируется в один цикл. Тогда

$$\theta = t_0 - T_{\min}; \quad T = T_{\min}. \quad (\text{IX.14})$$

В случае необходимости уточнения динамических изменений величин пластового давления и загрязнения пласта испытание проводится в два цикла за счет некоторого сокращения времени второго открытого периода. Периоды выбирают равными.

$$T_1; \quad \theta_1; \quad T_2 = T_{\min}; \quad \theta_2 = t_0 - T_1 - \theta_1 - T_{\min}. \quad (\text{IX.15})$$

При этом уменьшается область исследования пласта.

Пятый вариант:

$$t_0 > T_1 + \theta_1 + T_{\min} + \theta_{\max}. \quad (\text{IX.16})$$

При планировании испытания на максимальный охват области изучения — одноцикловое испытание — режимы операции могут быть выбраны, исходя из уравнения

$$t_0 = T + \theta_{\max}(T). \quad (\text{IX.17})$$

где соотношение между T и $\theta_{\max}$ могут быть определены по данным табл. IX 1

В этом случае необходимо проверить условие, превышает ли расчетная величина T величину $T_{\max}$. Если превышает, то можно провести испытание в два цикла, принимая $T_2 = T_{\max}$; $\theta = \theta_{\max}(T_2)$.

Шестой вариант.

Если допустимое время t_0 значительно больше $t = T_1 + \theta_1 + T_{\min} + \theta_{\max}$, то это дает возможность более глубоко изучить характер изменения пластового давления и коллекторских свойств пласта в призабойной зоне, а также уточнить фильтрационные характеристики в удаленной зоне путем осуществления нескольких циклов исследования.

Число циклов испытания определяется из условий

$$T_{\min} < \sum_{i=1}^n T_i < T_{\max};$$

$$\theta_{i,\min} < \theta_i < \theta_{i,\max}, \quad (\text{IX.18})$$

где i — номер цикла; n — число циклов.

Время каждого открытого периода должно быть не менее 30 мин (кроме первого открытого периода, продолжительность которого выбирается, как и ранее, 3—5 мин).

Таким образом, число циклов можно вычислить по формуле

$$n = \frac{t_0 - T_1 - \theta_1}{30 + \theta_{\min}} + 1, \quad (\text{IX.19})$$

где все параметры времени приведены в минутах.

Если n окажется нецелым числом, то его необходимо округлить до ближайшего целого.

Эта схема может служить ориентиром при выборе режимов испытания. Выбранные режимы исследования корректируются при непосредственном проведении операции, где по данным наземных наблюдений за выходом воздуха из буровых труб, интенсивностью вытеснения залитой жидкости при переливе, изменением нагрузки на крюке определяется фактический характер поступления жидкости в трубы. Корректировку режимных параметров также следует делать в соответствии с приведенной здесь технологической программой выбора режимов испытания.

РАСЧЕТЫ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ И УЗЛОВ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Расчет хвостовика на прочность

Нагрузки, действующие на хвостовик

При испытании скважины хвостовик пакера испытывает действие значительных осевых сжимающих нагрузок, которые возникают при установке пакера в выбранном интервале глубин в момент открытия впускного клапана испытателя, а также во время проведения самого цикла исследования пласта.

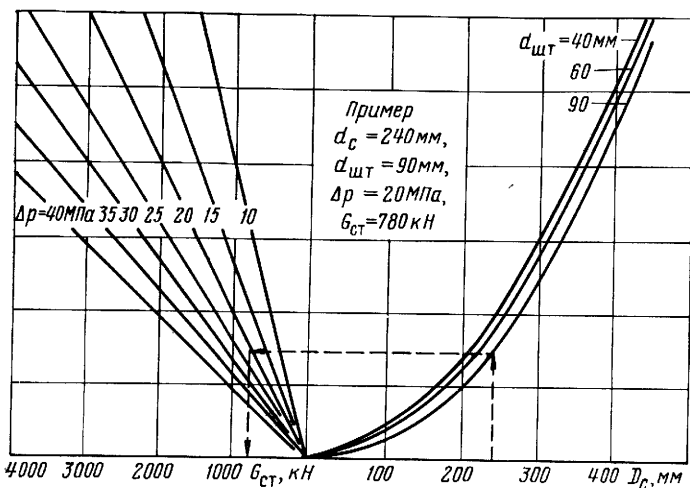


Рис. IX.4. Номограмма для определения статической нагрузки на хвостовик

При недостаточной жесткости хвостовика могут произойти проседание пакера и потеря герметичности пакеровки, а в некоторых случаях и поломка самого хвостовика.

Нагрузки, действующие на хвостовик, определяются перепадом давления на пакере и сжимающим усилием, передаваемым частичной разгрузкой колонны буровых труб для установки пакера и сжатия испытателя.

Статическая нагрузка. В начальный момент действует сжимающая нагрузка (статическая)

$$G_{\text{ст}} = G_0 + G_r, \quad (\text{IX.20})$$

где G_0 — предварительная сжимающая нагрузка на пакер; G_r — гидравлическая нагрузка, определяемая из выражения

$$G_r = 0,785(d^2 - d_{\text{шт}}^2)\Delta p, \quad (\text{IX.21})$$

где d — диаметр скважины или внутренней части обсадной колонны в зависимости от места установки пакера; $d_{\text{шт}}$ — диаметр штока одного из узлов компоновки испытательного оборудования (для расчетов по формуле (IX.21) выбираются данные того узла — пакера, ясса, испытателя, запорного клапана, раздвижного механизма, диаметр штока которого имеет наименьший размер); Δp — перепад давления на пакере, $\Delta p = p_r - p_c$.

Для облегчения расчетов $G_{\text{ст}}$ на рис. IX.4 приведена номограмма.

Динамическая нагрузка. В момент открытия приемного клапана испытателя за счет мгновенной передачи депрессии на пласт (сообщения внутренней полости бурильных труб, имеющей давление залитой жидкости, с подпакерной зоной, где начальное давление равно гидростатическому) возникает дополнительная динамическая нагрузка на хвостовик пакера.

Эта нагрузка может быть определена по формуле

$$G_{\text{дин}} = G_{\text{ст}} \sqrt{1 + \frac{v_0^2 c}{G_r g}}, \quad (\text{IX.22})$$

где v_0 — скорость истечения жидкости из подпакерного пространства в бурильные трубы;

$$v_0 = \left(\frac{d_0}{d} \right)^2 \sqrt{\frac{2g}{\gamma_{\xi}} \Delta p}, \quad (\text{IX.23})$$

c — жесткость хвостовика ($c = EF_{\text{хв}}/L_{\text{хв}}$; $F_{\text{хв}}$, $L_{\text{хв}}$ — площадь поперечного сечения и длина хвостовика); d_0 — диаметр отверстия впускного клапана (или штуцера, если он установлен в испытателе пластов); ξ — коэффициент расхода при истечении жидкости через отверстие ($\xi = 0,60 \div 0,65$); γ_r — удельный вес промывочной жидкости.

Пренебрегая предварительной сжимающей нагрузкой, величина которой значительно меньше действующих статической и динамической нагрузок, и подставляя соответствующие значения для v_0 и G_r из формул (IX.23) и (IX.21) в (IX.22), получаем

$$G_{\text{дин}} = 0,785(d^2 - d_{\text{шт}}^2) \Delta p \times \sqrt{1 + \frac{2E}{\xi \gamma_r L_x} \left(\frac{d_0}{d} \right)^4 \frac{d_{\text{х.н.}}^2 - d_{\text{х.в.}}^2}{d^2 - d_{\text{шт}}^2}}, \quad (\text{IX.24})$$

где $d_{\text{х.н.}}$, $d_{\text{х.в.}}$ — наружный и внутренний диаметры хвостовика; L_x — длина хвостовика; E — модуль упругости Юнга для труб.

Допустимые сжимающие нагрузки

Под действием сжимающих сил хвостовик продольно изгибается и приобретает форму спирали, плотно прижатой к стенке скважины, число витков которой равно числу критических длин $l_{\text{кр}}$, укладываемых в общей длине хвостовика L_x . При такой форме изгиба в поперечном сечении хвостовика возникают напряжения сжатия $\sigma_{\text{сж}}$ и продольного изгиба $\sigma_{\text{изг}}$.

Суммарное напряжение в поперечном сечении хвостовика определяется по формуле

$$\sigma = \sigma_{\text{сж}} + \sigma_{\text{изг}} = \frac{G}{F} + \frac{EI}{\rho W}, \quad (\text{IX.25})$$

где F — площадь поперечного сечения хвостовика; I , W — момент инерции и момент сопротивления сечения хвостовика; ρ — радиус кривизны винтовой спирали,

$$\rho = \frac{l_{\text{кр}}^2}{4\pi^2(r_c - r_r)}; \quad (\text{IX.26})$$

$$l_{\text{кр}} = 1,98 \sqrt{\frac{EI}{q}}. \quad (\text{IX.27})$$

Здесь q — вес 1 м хвостовика.

Очевидно, в качестве основного критерия устойчивости хвостовика можно принять $\sigma \leq [\sigma_r]$, где σ_r — предел текучести материала труб.

На основе зависимостей (IX.25) — (IX.27) получена формула для расчета максимально допустимых сжимающих нагрузок на хвостовик [12]:

$$G_{\text{кр}} = F[\sigma_r - 5,04(d - d_r) \sqrt[3]{EIq^2/W}]. \quad (\text{IX.28})$$

В табл. IX.2 приведены значения критических нагрузок на хвостовики, составленные из бурильных труб различных типоразмеров.

Таблица IX.2

Допустимая сжимающая нагрузка на хвостовике

Диаметр труб, мм	Предел теку- щего, МПа	Допустимая сжимающая нагрузка в кН при диаметре скважины в интервале установки хвостовика, мм																
		98,4	112,0	120,6	139,7	165,1	190,5	215,9	139,7	165,1	190,5	215,9	244,5	295,3	98,4	112,0	120,6	139,7
		Толщина стенки буровых труб, мм																
		7							8					9				
60	380	411	399	392	374										508	492	483	460
	500	551	539	532	515										682	666	657	634
	550	610	598	591	573										754	738	729	706
	650	727	715	708	690										899	883	874	851
	750	844	832	825	807										1044	1028	1019	996
73	380	512	504	484	474										638	629	603	
	500	686	678	658	648										855	845	820	
	550	759	750	731	721										946	936	911	
	650	904	896	876	866										1127	1117	1092	
	750	1049	1040	1021	1011										1308	1298	1273	
89	380			648	625	596	598										814	785
	500			864	841	812	784										1085	1056
	550			954	931	901	874										1198	1169
	650			1134	1111	1082	1054										1424	1395
	750			1314	1291	1262	1234										1649	1621
114	380				861	826	792	757	974	934	895	856						
	500				1144	1109	1075	1041	1294	1255	1215	1176						
	550				1262	1228	1193	1159	1427	1388	1349	1310						
	650				1498	1464	1429	1395	1695	1655	1616	1577						
	750				1734	1699	1665	1631	1961	1922	1833	1843						
140	380										1166	1120	1066	974				
	500										1563	1517	1462	1371				
	550										1729	1683	1628	1536				
	650										2059	2014	1959	1867				
	750										2390	2345	2290	2198				
168	380																	
	500																	
	550																	
	650																	
	750																	

Диаметр труб, мм	Предел теку- щества, МПа	Допустимая сжимающая нагрузка в кН при диаметре скважины в интервале установки хвостовика, мм																	
		151,0	165,	190,5	215,9	244,5	295,3	139,7	165,1	190,5	215,9	244,5	295,3	139,7	165,1	190,5	215,9	244,5	295,3
		Толщина стенки бурильных труб, мм																	
		9						10						11					
60	380																		
	500																		
	550																		
	650																		
	750																		
73	380	590																	
	500	807																	
	550	898																	
	650	1070																	
	750	1260																	
89	380		748	712															
	500		1019	983															
	550		1132	1096															
	650		1358	1322															
	750		1584	1548															
114	380							1196	1148	1099	1051				1301	1248	1195	1142	
	500							1589	1541	1493	1445				1729	1677	1624	1570	
	550							1754	1705	1657	1609				1908	1855	1802	1749	
	650							2082	2033	1985	1937				2265	2212	2159	2106	
	750							2409	2361	2313	2265				2622	2569	2616	2463	
140	380			1300	1249	1188	1086			1434	1378	1310	1198			1568	1507	1434	1311
	500			1743	1692	1631	1528			1923	1866	1799	2102			2102	2041	1668	1845
	550			1827	1876	1815	1713			2126	2069	2002	1890			2325	2264	2190	2068
	650			2296	2245	2184	2082			2533	2477	2409	2297			2770	2709	2635	2513
	750			2665	2614	2553	2450			2940	2884	2816	2704			3215	3154	3080	2058
168	380			1659	1602	1538	1419			1833	1770	1699	1568						
	500			2199	2142	2078	1959			2430	2360	2296	2165						
	550			2424	2367	2303	2184			2678	2615	2544	2413						
	650			2874	2817	2753	2634			3175	3112	3041	2910						
	750			3324	3267	3203	3084			3672	3609	3538	3407						

При $G_x < G_{кр}$ хвостовик выдерживает допустимую нагрузку. Если $G_x > G_{кр}$, необходимо изменить конструкцию (увеличить жесткость) хвостовика, установить УБТ или уменьшить перепад давления на пакере.

Влияние динамических нагрузок. В работе [12] показано, что в качестве динамического критерия устойчивости хвостовика следует принимать степень упрочнения материала при динамическом нагружении, и сделан вывод, что в среднем предел текучести при динамическом нагружении в 2 раза превышает статический предел текучести.

Таким образом,

$$G_{кр.дин} = G_{кр.ст}^2, \quad (IX.29)$$

где $G_{кр.дин}$, $G_{кр.ст}$ — соответственно динамическая и статическая критические нагрузки.

Влияние температуры. При проведении работ в глубоких скважинах в условиях повышенных забойных температур (150—200 °C) необходимо учитывать влияние температуры на несущую способность хвостовика. При нагревании в хвостовике возникают дополнительные температурные напряжения, связанные с тенденцией материала хвостовика к расширению. Величина этих напряжений σ_t определяется коэффициентом линейного расширения α (для стали $\alpha = 11 \cdot 10^{-6} 1/^\circ C$) и разностью температур (начальной T_0 и конечной T_1):

$$\sigma_t = E\alpha(T_1 - T_0). \quad (IX.30)$$

При температуре T изменяется и модуль упругости материала труб:

$$E_t = E_0 - k_t^E (T_1 - T_0), \quad (IX.31)$$

где E_0 — модуль упругости при $T = 20^\circ C$; k_t^E — коэффициент температурного изменения модуля упругости,

$$k_t^E = 70 \text{ МПа}/^\circ C.$$

Выбор диаметра пакера и расчет нагрузок для его установки в скважине

Надежность пакеровки во многом определяется правильным выбором диаметра пакерирующего элемента. Работоспособность уплотнительного элемента пакера зависит от ряда факторов: величины перепада давления, зазора между диаметром скважины в месте установки пакера и диаметром уплотнительного элемента, завершенности ствола скважины, качества резины, температуры и т. д.

Чем ближе диаметр пакера к диаметру скважины, т. е. чем меньше зазор между уплотнителем пакера и стенкой скважины, тем выше будет вероятность достижения герметичной пакеровки.

Однако с уменьшением зазора между пакером и стенкой скважины затрудняется его проходимость по стволу скважины из-за возникновения высоких гидравлических сопротивлений при спуске испытательного оборудования.

Проходимость пакера по стволу скважины и надежность пакеровки при испытании характеризуется коэффициентом пакеровки $K_{п}$:

$$K_{п} = d_c/d_{п}, \quad (IX.32)$$

где d_c , $d_{п}$ — диаметры соответственно скважины и пакера.

Ниже приведены рекомендуемые минимальные значения коэффициента пакеровки, при которых обеспечивается надежная пакеровка в зависимости от устанавливаемых перепадов давления на пакер.

Перепад давления на пакер, МПа			
Коэффициент пакеровки	< 16 1,08—1,10	16—25 1,10—1,12	> 25 1,12—1,14
Характеристика работы пакера	Повышенная устойчивость	Средняя устойчивость, проходимость	Повышенная проходимость

Очевидно, при $K_n=1,12\div 1,14$ проходимость пакера по стволу скважины выше, чем при невысоких коэффициентах пакеровки.

Если ствол скважины имеет сужения и планируется операция при повышенных перепадах давления, для установки пакера следует забуривать зумпф диаметром меньшего диаметра за 10—15 м до кровли испытываемого объекта.

При высоких депрессиях на пласт возможно также планирование испытаний с пакерами средней проходимости ($K_n=1,10\div 1,12$) или с установкой двух пакеров с уравнильным устройством.

Выбор диаметра пакера следует производить в соответствии с данными табл. IX.3, где приведены диаметры резиновых элементов в зависимости от диаметра необсаженной скважины в интервале установки пакера и численные значения коэффициента пакеровки.

Таблица IX.3

Нагрузка для установки пакера (G_n , кН) и допустимого перепада давления на пакер (Δp_n , МПа) в зависимости от диаметра пакера (d_n , мм) и коэффициента пакеровки (k_n)

Диаметр скважины, мм	Характер работы пакера			
	d_n	k_n	G_n	Δp_n
76,0	67	1,135	16,7	20
93,0	87	1,070	12,9	30
	78	1,190	28,7	15
97,0	87	1,115	21,7	25
98,4	87	1,131	24,2	20
	92	1,070	14,8	35
112,0	98	1,140	37,9	20
118,0	108	1,092	25,9	30
120,6	108	1,117	33,0	25
132,0	115	1,147	46,5	15
139,7	126*	1,110	41,6	25
146,0	135	1,081	34,6	35
151,0	135	1,118	50,4	25
161,0	145	1,110	53,8	25
165,0	145	1,138	67,5	15
171,4	154*	1,110	70,8	25
187,3	170	1,102	73,3	25
190,5	170	1,121	86,6	20
200,0	180	1,111	88,4	20
212,7	195	1,091	83,8	25
215,9	195	1,107	98,5	25
222,3	195	1,140	128,7	15
242,9	220	1,104	119,0	25
244,5	220	1,111	128,0	20
250,8	220	1,140	160,9	15
269,9	240	1,124	198,7	20
295,3	270	1,094	168,5	25

* Индивидуальное изготовление резинового элемента.

Расчет нагрузки для установки пакера в скважине. При установке пакера в скважине резиновый элемент деформируется под влиянием приложенной к ней сжимающей нагрузки, которая передается пакеру частичной разгрузкой веса колонны буровых труб под пакером при упоре хвостовика в забой.

Резиновый элемент пакера деформируется, увеличиваясь в диаметре, и перекрывает кольцевое пространство, изолируя зону исследования (подпакерную зону) от расположенной выше надпакерной части скважины.

Нагрузка, необходимая для пакеровки, определяется по формуле

$$G_n = 3E_y S_0 (K_n - 1) \left(1 + \frac{2}{3} \frac{r_1^2}{r_2^2} \right), \quad (IX.33)$$

где E_y — модуль упругости резины, равный 9,4 МПа; S_0 — площадь сечения резинового элемента пакера до деформации; K_n — коэффициент пакеровки.

Если фактическая нагрузка на пакер оказалась больше нагрузки, необходимой для деформации и пакеровки (IX.33), то избыточная нагрузка будет способствовать разрушению резинового элемента и стенок скважины под уплотнителем. На практике необходимо следовать рекомендациям по установлению рациональных нагрузок на пакеры, приведенным в табл. IX.3, данные которой рассчитаны по формуле (IX.33).

Допустимые перепады давления на пакер

Гидравлические нагрузки, воспринимаемые резиновым элементом пакера после открытия впускного клапана испытателя и передачи депрессии на пласт, значительно (иногда в десятки раз) превышают ту механическую нагрузку, которая передается пакеру при его установке в скважине. Поэтому при выборе депрессии на пласт следует проверять условие возможности разрушения пакера при больших перепадах давления.

Разрушение уплотнительного элемента при перегрузках носит характер среза. Согласно [14], опасным сечением является поверхность S_τ конуса с основанием и высотой, равными диаметру опорной тарелки пакера.

Нагрузка среза G_τ — часть общей нагрузки, передаваемой на пакер,

$$G_\tau = (G_n + \Delta p S_c) \frac{S_k}{S_\tau}, \quad (IX.34)$$

где S_k — площадь кольцевого сечения между уплотнителем пакера и скважиной, см²; S_c — площадь сечения деформированного уплотнителя пакера, см².

Напряжение в опасном сечении

$$[\tau_{cp}] = G_\tau / S_\tau. \quad (IX.35)$$

Исходя из формул (IX.34) и (IX.35), можно найти величину критического перепада давления, при котором напряжения в опасном сечении резинового элемента будут критическими:

$$\Delta p_{кр} = \frac{1}{S_c} \left(\frac{[\tau_{cp}] S_\tau S_c}{S_k} - G_n \right), \quad (IX.36)$$

Устойчивость пакера в работе будет при условии $\Delta p_n \leq \Delta p_{кр}/n$, где n — запас прочности, равный 1.15.

Ориентируясь на то, что критические напряжения для уплотнителей серийных пакеров составляют 6,2 МПа [14], по формуле (IX.36) можно рассчитать значения допустимых перепадов давления для пакеров различных диаметров (табл. IX.3).

Расчет бурильных труб на прочность

Бурильные трубы испытывают целый комплекс нагрузок на разных стадиях проведения операций с испытателем пластов: при спуске и подъеме инструмента — растягивающие усилия; при нагружении пакера и открытии испытателя пластов — сжимающие усилия в нижней части, под действием которых они деформируются и принимают форму пространственной спирали.

Поскольку для создания депрессии на пласт бурильные трубы спускаются в скважину пустые (при испытании неглубоких скважин) или частично заполненные, то бурильная колонна по всей своей длине испытывает внешние сминающие давления. Эти давления для нижней части колонны могут увеличи-

ваться во время притока в трубы облегченных пластовых жидкостей, особенно если бурильная колонна является многосекционной — составлена из труб разного диаметра.

В процессе переключения режимов испытания при смене позиций запорного клапана путем вращения колонны бурильных труб последние испытывают дополнительные напряжения кручения, увеличивающиеся с глубиной.

При срыве пакера во время преодоления затяжки бурильные трубы находятся под действием растягивающих осевых и сжимающих радиальных нагрузок, которые могут достигать опасных значений. Использование яссов для освождения прихваченной части бурильной колонны создает дополнительные ударные нагрузки на бурильные трубы.

Наконец, во время подъема испытательного оборудования на поверхность при появлении на устье уровня залитой или поступившей из пласта жидкости открывают циркуляционный клапан для осуществления обратной промывки и безопасного вытеснения пластовой жидкости из труб. В этих случаях при использовании гидравлических циркуляционных клапанов, срабатывающих при перепадах давления в трубах и кольцевом пространстве до 10 МПа, на устье скважины создаются значительные давления, необходимые для «срезки» шпильки циркуляционного клапана, которые в зависимости от удельных весов жидкости в затрубном и трубном пространствах и глубины установки циркуляционного клапана могут доходить до 30—40 МПа (иногда выше). При этом трубы в верхней части колонны будут испытывать огромные внутренние напряжения смятия.

Допустимые нагрузки на бурильные трубы

Допустимые избыточные гидравлические давления. Под влиянием избыточного гидравлического давления бурильная труба может быть разрушена в радиальном сечении.

Предельные избыточные давления Δp для труб, изготовленных из сталей различной категории прочности, могут быть рассчитаны по формуле

$$\Delta p = 2 \frac{\delta}{d_{тр}} \sigma_T, \quad (IX.37)$$

где δ — толщина стенки трубы, мм; $d_{тр}$ — диаметр трубы, мм.

Данные о допустимых давлениях, при которых напряжения в трубах достигают предела текучести, приведены в табл. IX.4.

Допустимые растягивающие нагрузки. Сила, при которой напряжения в теле трубы достигает предела текучести, может быть определена по формуле

$$G_{доп} = \frac{\pi}{4} (d_n^2 - d_b^2) \sigma_T. \quad (IX.38)$$

Данные о допустимых растягивающих нагрузках для труб, изготовленных из сталей различных групп прочности, приведены в табл. IX.5.

Допустимые нагрузки на колонну бурильных труб при совместном действии сминающих и растягивающих нагрузок. При работе с испытательным оборудованием бурильные трубы чаще всего находятся в условиях одновременного действия сминающего давления и растягивающих усилий.

Зависимости для расчета предельных нагрузок могут быть получены следующим образом. Напряжения в трубах от действия наружного давления согласно формулам Лаmé равны

$$\sigma_r = - \frac{\Delta p r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \left[1 - \left(\frac{r_1}{r} \right)^2 \right]; \quad (IX.39)$$

$$\sigma_t = - \frac{\Delta p r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \left[1 + \left(\frac{r_1}{r} \right)^2 \right],$$

Сминающие давления, при которых напряжение в теле трубы достигает предела текучести при отсутствии растягивающих нагрузок

Диаметр труб, мм	Толщина стенок, мм	Сминающие давления в МПа для труб с пределом текучести, МПа				
		380	500	550	650	750
60	7	88,0	116,0	127,5	151,0	174,0
	9	113,0	149,0	164,0	193,5	223,5
73	7	73,0	96,0	105,5	124,5	143,5
	9	93,5	123,0	135,5	160,0	184,5
	11	114,0	150,0	165,0	195,0	225,0
89	7	59,0	78,0	86,0	101,5	117,0
	9	77,0	101,0	111,0	131,5	151,5
	11	94,0	123,5	136,0	160,5	185,0
102	7	52,0	69,0	75,5	89,5	103,0
	8	60,0	79,0	86,5	102,5	118,0
	9	67,0	88,5	97,5	115,0	132,5
	10	75,0	98,5	108,0	128,0	147,5
114	7	46,5	61,0	67,5	79,5	92,0
	8	53,0	70,0	77,0	91,0	105,0
	9	60,0	79,0	86,5	102,5	118,0
	10	66,5	87,5	96,0	114,0	131,0
	11	73,0	96,0	105,5	125,0	144,0
127	7	42,0	55,0	60,5	71,5	82,5
	8	48,0	63,0	69,0	82,0	94,5
	9	54,0	71,0	78,0	92,0	106,0
	10	60,0	79,0	86,5	102,5	118,0
140	8	43,5	57,0	63,0	74,5	86,0
	9	49,0	64,5	71,0	83,0	96,5
	10	54,0	71,0	78,0	92,5	106,5
	11	59,5	78,0	86,0	101,5	117,0
168	9	40,5	53,5	58,5	69,5	80,0
	10	45,0	59,5	65,5	77,0	89,0

где σ_r и σ_τ — радиальное и тангенциальное напряжения; r_1 , r_2 , r — внутренний, наружный и текущий радиусы гладкой бурьльной трубы.

Используя условие пластичности Генки — Мизеса

$$\sigma_\tau = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_r - \sigma_\tau)^2 + (\sigma_\tau - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2}, \quad (\text{IX.40})$$

с учетом формул (IX.38) — (IX.39) получаем

$$\begin{aligned} (\sigma_z)_{\text{кр}} &= \rho_{\text{кр}} \pi (r_2^2 - r_1^2) = \\ &= \sqrt{\sigma_\tau^2 - 3 \left(\frac{\Delta p r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \right)^2 \left(\frac{r_1}{r} \right)^4} - \frac{\Delta p r_2^2}{r_2^2 - r_1^2}. \end{aligned} \quad (\text{IX.41})$$

Таблица IX 5

Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести при отсутствии сминающих давлений

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Масса 1 м трубы, кг			Растягивающие нагрузки в кН для труб с пределом текучести МПа				
		глад- кой	средней (8 м)	длинной (11,5 м)	380	500	550	650	750
60	7	9,1	10,5	10,1	450	600	650	750	900
	9	11,3	12,6	12,2	550	700	800	950	1100
73	7	11,4	13,2	12,7	550	700	800	950	1100
	9	14,2	15,9	15,4	700	900	1000	1200	1350
	11	16,8	18,5	17,9	800	1050	1200	1400	1600
89	7	14,2	16,5	15,8	700	900	1000	1150	1350
	9	17,8	20,0	19,3	850	1150	1250	1450	1700
	11	21,2	23,3	22,6	1000	1350	1500	1750	2000
102	7	16,4	20,8	19,5	800	1050	1150	1350	1550
	8	18,5	22,9	21,6	900	1150	1300	1500	1750
	9	20,4	24,7	23,4	1000	1300	1450	1700	1950
	10	22,4	26,6	25,4	1100	1450	1600	1850	2150
114	7	18,5	23,1	21,7	900	1200	1300	1550	1800
	8	20,9	25,4	24,1	1000	1350	1450	1750	2000
	9	23,3	27,7	26,4	1150	1500	1650	1950	2250
	10	25,7	30,1	28,9	1250	1650	1800	2150	2450
	11	28,0	32,3	31,0	1350	1800	1950	2300	2650
127	7	20,7	25,3	23,9	1000	1300	1450	1700	2000
	8	23,5	27,9	26,6	1150	1500	1650	1950	2250
	9	26,2	30,5	29,3	1250	1650	1850	2150	2500
	10	28,9	33,1	31,9	1400	1850	2000	2400	2750
140	8	26,0	33,1	31,0	1250	1650	1800	2150	2500
	9	29,0	36,0	33,9	1400	1850	2050	2400	2750
	10	32,0	38,8	36,8	1550	2050	2250	2650	3050
	11	35,0	41,7	39,7	1700	2200	2450	2900	3300
168	9	35,3	43,6	41,1	1700	2250	2500	2900	3350
	10	39,0	47,1	44,7	1900	2500	2750	3250	3700

**Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают
предела текучести с учетом действия сминающих давлений**

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Перепад давления, МПа	Растягивающие нагрузки в кН для труб с пределом текучести, МПа				
			380	500	550	650	750
60	9	0	550	700	800	950	1100
		10	522	697	769	915	1060
		20	486	663	739	882	1029
		30	448	627	698	849	994
		40	402	585	661	810	958
		50	352	541	618	769	919
73	9	0	700	900	1000	1200	1350
		10	638	854	944	1124	1305
		20	584	803	895	1076	1257
		30	524	749	838	1025	1205
		40	452	684	778	965	1150
		50	370	614	711	902	1090
89	9	0	850	1150	1250	1450	1700
		10	783	1054	1167	1392	1617
		20	700	976	1090	1317	1544
		30	604	890	1002	1237	1464
		40	487	786	907	1144	1377
		50	349	672	799	1043	1283
102	10	0	1100	1450	1600	1850	2150
		10	1003	1351	1496	1785	2074
		20	895	1250	1396	1687	1979
		30	769	1136	1280	1583	1874
		40	614	1001	1156	1460	1761
		50	433	847	1014	1328	1636
114	10	0	1250	1650	1800	2150	2450
		10	1130	1526	1691	2020	2349
		20	990	1394	1562	1894	2226
		30	821	1245	1410	1758	2091
		40	612	1066	1246	1600	1942
		50	360	863	1055	1423	1779
127	10	0	1400	1850	2000	2400	2750
		10	1250	1695	1879	2247	2617
		20	1070	1528	1717	2091	2461
		30	854	1335	1524	1917	2293
		40	577	1106	1311	1711	2102
		50	229	838	1062	1486	1891
140	10	0	1700	2200	2450	2900	3300
		10	1515	2053	2275	2721	3169
		20	1296	1851	2079	2532	2980
		30	1034	1619	1846	2321	2776
		40	609	1339	1588	2072	2545
		50	277	1015	1285	1799	2289
168	10	0	1900	2500	2750	3250	3700
		10	1627	2234	2485	2979	3486
		20	1280	1918	2179	2693	3203
		30	834	1541	1806	2357	2878
		40	205	1062	1188	1951	2507
		50	—	460	829	1484	2081

Отсюда находим выражение для расчета критической растягивающей нагрузки, которое для внутренней поверхности бурильных труб имеет вид

$$G_{кр} = \pi r_2^2 \Delta p \left[\sqrt{\left(\frac{\sigma_T}{\Delta p} \right)^2 \left(\frac{F}{\pi r^2} \right)^2} - 3 - 1 \right], \quad (IX.42)$$

где $F = \pi(r_2^2 - r_1^2)$ — площадь сечения трубы.

В табл. IX 6 приведены значения критических растягивающих нагрузок для труб, изготовленных из сталей различной категории прочностей, при перепаде давления 0—50 МПа. Из табл. IX 6 видно, как существенно снижается величина растягивающей нагрузки с ростом перепада давления.

Выбор яссов и расчет нагрузок, действующих на бурильную колонну при их срабатывании

Гидравлические яссы, предназначенные для освобождения прихваченного инструмента путем нанесения одного или серии мощных ударов, создают в бурильной колонне значительные растягивающие усилия: статические — при включении ясса в работу и динамические — во время срабатывания.

Ясс представляет собой своеобразный гидравлический затвор, для срабатывания которого необходимо приложить определенное усилие G_0 , в результате чего бурильные трубы растягиваются на величину $h = G_0/C_{тр}$ ($C_{тр}$ — жесткость труб на растяжение), накапливая потенциальную энергию для упругой деформации. В момент срабатывания ясса нижний конец бурильной колонны со специальным штоком-ударником освобождается, и накопленная энергия деформации переходит в кинетическую энергию удара, направленную вверх.

В промышленности используются яссы «открытого» типа, у которых усилие срабатывания регулируется внешним затрубным давлением, и «закрытого» типа, у которых сила срабатывания не зависит от затрубного гидростатического давления.

Статические нагрузки на бурильную колонну при срабатывании яссов. Сериями выпускаемые яссы «открытого» типа ЯГ-146; ЯГ-95, ЯГ-65 имеют гидравлически неуравновешенные камеры (см. рис. V.14). Сила срабатывания $G_{ср}$ этих яссов зависит от гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве p_t и определяется гидравлически неуравновешенной площадью F_{Π} гидравлического затвора, соответственно равной 96, 38 и 15 см² [12].

В табл. IX 7 приведены данные о срабатывании указанных яссов в зависимости от гидростатического давления.

Таблица IX.7

Усилие срабатывания яссов «открытого» типа

Тип ясса	Неуравновешенная площадь гидравлического затвора, см ²	Усилие срабатывания яссов в кН при гидростатическом давлении, МПа				
		10	20	30	40	50
ЯГ-146	96	96	192	288	384	480
ЯГ-95	38	38	76	114	152	190
ЯГ-65	15	15	30	45	60	75

Из таблицы следует, что при высоких давлениях приходится создавать значительные дополнительные растягивающие усилия на колонну труб для включения яссов в работу, в результате чего суммарная растягивающая нагрузка на колонну бурильных труб может оказаться критической.

Область применения яссов «открытого» типа определяется условием

$$\sigma_p < [\sigma_T] \quad \text{или} \quad (G_{кр} + G_0)/F < [\sigma_T]. \quad (IX.43)$$

При включении в работу яссов «закрытого» типа усилие их срабатывания не зависит от гидростатического давления. Поэтому нагрузку, необходимую

Допустимые максимальные значения коэффициентов динамичности для труб, работающих с яссами ЯГ-146, ЯГ-95, ЯГ-65

Ясс		Предел текущей, МПа	$K_{д \max}$ при длине труб, м				
тип	длина хода, мм		1000	2000	3000	4000	5000
ЯГ-146	320	380	1,830	1,624	1,418	1,208	—
		500	1,864	1,708	1,552	1,396	1,238
		550	1,875	1,733	1,591	1,449	1,307
		650	1,892	1,772	1,652	1,532	1,412
		750	1,905	1,801	1,697	1,593	1,489
ЯГ-1-146	220	380	1,819	1,613	1,408	1,199	—
		500	1,858	0,702	1,546	1,389	1,233
		550	1,869	1,728	1,586	1,440	1,302
		650	1,888	1,768	1,648	1,528	1,408
		750	1,902	1,798	1,694	1,590	1,486
ЯГ-95	330	380	1,831	1,625	1,419	1,209	—
		500	1,865	1,709	1,553	1,396	1,239
		550	1,875	1,733	1,592	1,450	1,307
		650	1,892	1,772	1,652	1,532	1,412
		750	1,905	1,801	1,697	1,593	1,489
ЯГ-65	250	380	1,822	1,617	1,411	1,202	—
		500	1,859	1,704	1,548	1,391	1,235
		550	1,871	1,729	1,588	1,446	1,304
		650	1,889	1,769	1,649	1,529	1,409
		750	1,903	1,799	1,695	1,591	1,487

для их срабатывания, можно выбрать заранее, исходя из оптимальных условий статического нагружения буровых труб.

Минимальная глубина установки ясса «открытого» типа определяется из условия, что ясс может наносить удары в том случае, если удлинение колонны труб под действием силы G_0 будет больше длины его свободного хода, т. е. $G_0 > C_1 L_k$ или $G_0/C_1 = \Delta L > L_k$, где C_1 — жесткость буровой колонны.

Отсюда минимальная глубина, начиная с которой можно применять ясс,

$$L_{\min} \geq (EF/G_0)L_k. \quad (\text{IX.44})$$

Яссы «открытого» типа, помимо ограниченного применения на минимальных глубинах, имеют ограничение и в глубоких скважинах, так как для их срабатывания требуются повышенные растягивающие нагрузки.

Максимальная глубина установки ясса. Для включения ясса в работу требуется усилие

$$G = F_{\text{нр}} = F_{\text{н}} H \gamma, \quad (\text{IX.45})$$

где $F_{\text{н}}$ — неуравновешенная площадь гидравлического затвора; p — давление жидкости на глубине установки ясса.

Очевидно, сила срабатывания не должна превышать допустимые напряжения для труб буровой колонны.

Динамические нагрузки на буровую колонну. В работе [12] на основе решения дифференциального уравнения в частных производных колебания стержня

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}, \quad (\text{IX.46})$$

где u — смещение какого-либо сечения стержня вдоль продольной оси x ; t — время; a — скорость распространения продольной волны в стержне, зависящая от модуля упругости материала E и материала стержня ρ ; $a = E/\rho$, получена формула расчета динамических нагрузок, возникающих в трубах:

$$G_{\text{дин}} = qLK_d. \quad (\text{IX.47})$$

Здесь K_d — коэффициент динамичности, характеризующий степень увеличения нагрузки на трубы по сравнению с весом бурильной колонны,

$$K_d = \left(1 + \frac{1}{2 + \frac{qL}{G_{\text{ст}}} - \sqrt{1 + \frac{2EFqL_k}{G_{\text{ст}}^2}}} \right), \quad (\text{IX.48})$$

где q , L — вес 1 м и длина бурильной колонны.

Допустимые коэффициенты динамичности. Максимально допустимые коэффициенты динамичности можно определить из условия

$$G_{\text{ст}} + qL = \sigma_T F$$

или

$$G_{\text{ст}} = F(\sigma_T - \gamma L), \quad (\text{IX.49})$$

где γ — удельный вес металла, из которого изготовлены бурильные трубы.

Подставляя уравнение (IX.49) в (IX.48), получаем:

$$K_{d, \text{max}} = 1 + \frac{\sigma_T - \gamma L}{2\sigma_T - \gamma L + \sqrt{(\sigma_T - \gamma L)^2 + 2E\gamma L_k}}. \quad (\text{IX.50})$$

В табл. IX.8 приведены значения $K_{d, \text{max}}$ для яссов ЯГ-146, ЯГ-95, ЯГ-65, длина хода кода L_k которых соответственно равна 0,32; 0,33; 0,25 м.

Расчет гидравлической системы компоновки испытательного оборудования при работе в скважине

Клапанные узлы испытательного оборудования, предназначенные для переключения режимов испытания, выполнены на основе ряда подвижных элементов, управляемых вертикальным перемещением или вращением колонны бурильных труб. Подвижный элемент любого клапана представляет собой полый шток, уплотненный рядом резиновых колец для разобщения жидкостей во внутренней и внешней частях клапана.

В корпусе клапана имеются посадочные поверхности, по диаметру которых скользят уплотняемые поверхности штока. Поскольку диаметры последних различны, то неизбежно возникают неуравновешенные площади в клапанах, по которым действуют гидравлические нагрузки, связанные с различными давлениями во внутренней и внешней частях клапана, вызывая с той или иной силой прижатие подвижных звеньев клапана к деталям, ограничивающим их ход. В компоновке эти силы передаются соседним узлам сборки.

Силы, действующие по неуравновешенным площадям сборки клапанов, изменяются в широких пределах от 0 до 100 кН. Причем направления действия сил на отдельные звенья сборки могут быть противоположными, а сами величины сил могут изменяться скачком — в процессе переключения позиций клапанов или плавно — при проведении исследования, так как они зависят от давления в трубах и подпакерной зоне, которое значительно изменяется во время притока после закрытия скважины.

Поэтому при управлении процессом исследования пласта, изменении позиций клапанов для переключения режимов испытания путем вертикального перемещения или вращения колонны необходимо учитывать нагруженное состояние забойных клапанов, те дополнительные усилия, которые прижимают отдельные звенья сборки вниз к пакеру или выталкивают эти звенья вверх, уменьшая нагрузку на крюк.

Неучет гидравлических сил, действующих на систему клапанов, затрудняет и не обеспечивает надежное управление режимами процесса исследования, когда оператор принимает во внимание только сведения об общем весе инструмента и значения нагрузки, необходимой для установки пакера.

Зная возможные изменения гидравлического состояния клапанов, оператор иначе будет реагировать на изменения показаний индикатора веса во время спуско-подъемных операций и проведения исследования: так, например, скачки нагрузок могут быть обусловлены как проседанием хвостовика, так и изменением гидравлического состояния клапанов при переключении режимов испытания.

Применяемые в настоящее время компоновки для испытания скважин на основе КИИ и МИГ имеют различную гидравлическую систему. Поэтому ниже рассматривается характер нагрузок, действующих на ту или другую компоновку отдельно.

Гидравлическая система компоновки на основе КИИ

На рис. IX 5, а приведена условная схема гидравлической системы компоновки на основе КИИ, где для упрощения выделены только те элементы узлов компоновки, которые прямо связаны с гидравликой системы (а именно, уплотнительные поверхности и участки оборудования).

После сборки КИИ в компоновку в последнюю выделены следующие подвижные звенья (см. рис. IX 5, а), как это сделано, например, в работе [14]. хвостови-

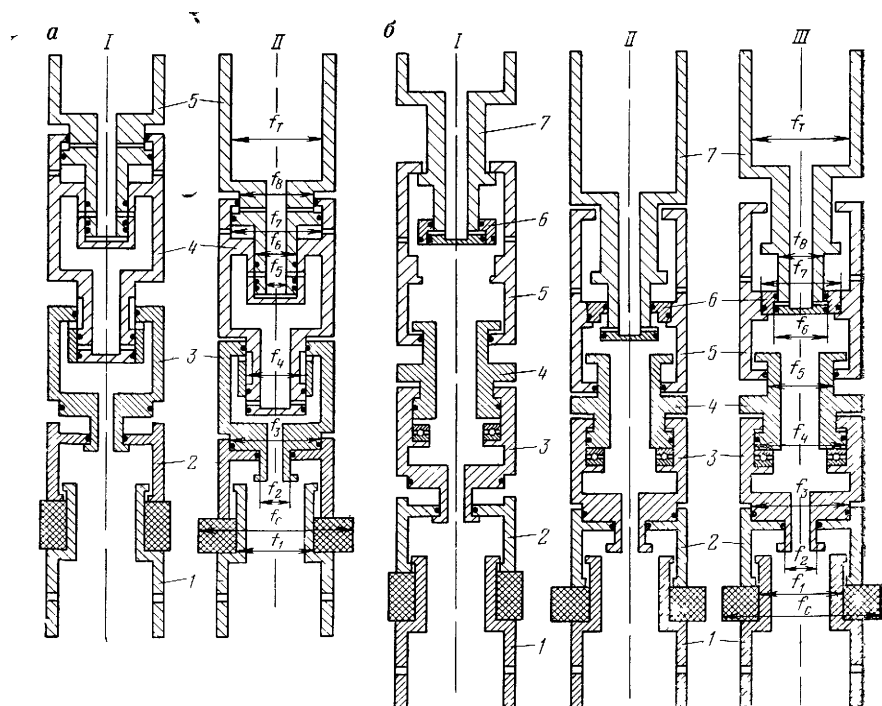


Рис. IX.5. Схема для расчета гидравлических нагрузок на узлы испытательного оборудования.

а — типа КИИ I — спуск оборудования в скважину, II — процесс притока; б — типа МИГ: I — спуск оборудования в скважину; II — процесс притока, III — период восстановления давления

вик с фильтром, нижний переводник и шток пакера 1; уплотнитель пакера, его верхний переводник и корпус ясса 2; шток ясса с верхним переводником и корпус испытателя пластов 3; шток испытателя пластов с верхним переводником и корпус запорно-поворотного клапана 4; шток запорно-поворотного клапана с верхним переводником и бурильные трубы 5.

Основные площади, учитываемые при расчете гидравлической системы, соответствуют площадям сечений по диаметру: f_c — скважины, f_1 — штока пакера, f_2 — штока ясса, f_3 — силовой манжеты ясса, f_4 — впускного клапана испытателя, f_5 — штока запорного клапана, f_8 — верхнего штока запорно-поворотного клапана, f_7 — внутренней части расположенных выше бурильных труб; по уплотняемой поверхности: f_6 — под подшипником, f_7 — над подшипником.

Спуск КИИ. Так как при спуске КИИ на все звенья, расположенные ниже испытателя пластов, действуют с внешней и внутренней сторон одинаковые давления, равные гидравлическому, то эти звенья гидравлически уравновешены. Осевые гидравлические силы, действующие на них, $G_1 = G_2 = G_3 = 0$. Причем звено 1 и в остальных периодах испытания находится в гидравлически уравновешенном состоянии, так как его внутренняя и наружная части все время испытывают одинаковое давление.

Поскольку при спуске впускной клапан испытателя закрыт, а запорно-поворотный клапан открыт, то во внутренней части звеньев 4 и 5 действует трубное давление p_T , а снаружи — гидростатическое давление p_r .

На звено 4 действует выталкивающая сила по всей поверхности f_7 и сжимающие силы по поверхностям $(f_7 - f_8)$ и $(f_7 - f_6)$, что в сумме создает усилие, прижимающее корпус вниз к опорной поверхности штока запорно-поворотного клапана:

$$\downarrow G_4 = (p_r - p_T)(f_7 - f_8 - f_6). \quad (\text{IX.51})$$

На звено 5 действует выталкивающая сила по поверхностям $(f_7 - f_6)$ и $(f_7 - f_8)$:

$$\uparrow G_5 = (p_r - p_T)(f_7 - f_6 + f_7 - f_8). \quad (\text{IX.52})$$

При $f_7 = f_7$

$$\uparrow G_5 = (p_r - p_T)(2f_7 - f_6 - f_8). \quad (\text{IX.53})$$

Нагрузка G_5 рассчитывается по приведенной формуле (IX.53) независимо от позиций клапанов во время различных периодов испытания, так как на все неуравновешенные площади действуют одни и те же давления p_T и p_r .

Поэтому ниже рассмотрим только гидравлические нагрузки на звенья 2, 3 и 4.

Приток. При притоке после установки пакера, закрытия уравнильного и открытия впускного клапана испытателя во внутренней полости звеньев 2, 3, 4 устанавливается трубное давление, и на эти звенья начинают действовать гидравлические силы по неуравновешенным площадям.

На звено 2 действует перепад давления на всю площадь сечения от скважины до поверхности, уплотненной штоком ясса, $(f_c - f_2)$. Если бы в компоновке не был установлен ясс, то нагрузка действовала по площади $(f_c - f_4)$, т. е. зависела бы от диаметра штока испытателя. Таким образом, на звено 2 действует сжимающая нагрузка

$$\downarrow G_2 = (p_r - p_T)(f_c - f_2). \quad (\text{IX.54})$$

Выталкивающее усилие на звено 3 во время притока равно

$$\uparrow G_3 = (p_r - p_T)(f_4 - f_2), \quad (\text{IX.55})$$

так как $f_4 > f_2$

Сжимающее усилие, действующее на звено 4, увеличивается после открытия приемного клапана испытателя, так как уменьшается нагрузка, связанная с перепадом давления на площади f_4 :

$$\downarrow G_4 = (p_r - p_T)(f_7 - f_8 - f_6 + f_4). \quad (\text{IX.56})$$

Нагрузка на звено 5 такая же, как и при спуске:

$$\uparrow G_5 = (p_r - p_T)(f_7 - f_6 + f_T - f_8). \quad (\text{IX.57})$$

Суммарная гидравлическая нагрузка на пакер будет равна алгебраической сумме всех нагрузок, действующих на подвижные звенья системы:

$$G_{\Sigma} = G_2 - G_3 + G_4. \quad (\text{IX.58})$$

Восстановление давления. После закрытия запорно-поворотного клапана для записи кривой восстановления давления во внутренней полости звеньев 2, 3 и 4 давление p_c начнет увеличиваться и превышать трубное давление p_T . В этом случае гидравлические нагрузки на звенья системы изменятся и будут соответственно равны:

$$\downarrow G_2 = (p_r - p_c)(f_c - f_2); \quad (\text{IX.59})$$

$$\uparrow G_3 = (p_r - p_c)(f_4 - f_2);$$

$$\begin{aligned} \downarrow G_4 &= (p_r - p_T)(f_7 - f_8) + (p_r - p_c)(f_7 - f_6 - f_7 + f_4) - (p_c - p_T)f_6 = \\ &= (p_r - p_T)(f_7 - f_8) + (p_r - p_c)(f_4 - f_6) - (p_c - p_T)f_6. \end{aligned}$$

Подъем инструмента. При подъеме запорно-поворотный клапан и уравнильный клапан испытателя пластов находятся в закрытом состоянии. Давление в межклапанной зоне по мере подъема инструмента выравнивается (через редукционный клапан, находящийся в замке запорно-поворотного клапана) с затрубным давлением, и его можно принять равным гидростатическому. Поэтому в начальный момент после закрытия приемного клапана испытателя и снятия пакера давление во внутренней полости звена 4 будет соответствовать давлению в конце закрытого периода испытания КВД.

Звенья 2 и 3 будут гидравлически уравновешены, так как давление в их внутренней и наружной частях одинаковы, т. е.

$$G_2 = G_3 = 0. \quad (\text{IX.60})$$

Гидравлическая нагрузка на звено 4

$$\begin{aligned} \downarrow G_4 &= (p_r - p_T)(f_7 - f_8) - (p_r - p_c)f_6 - (p_c - p_T)f_6 = \\ &= (p_r - p_T)(f_7 - f_8 - f_6). \end{aligned} \quad (\text{IX.61})$$

Таким образом, нагрузка на звено 4 определяется при подъеме по той же формуле, что и при спуске.

Следует отметить, что при использовании в компоновке запорно-поворотного клапана одноциклового действия, где центральный проходной канал штока запорного клапана перекрывается при закрытии скважины запорной пробкой, связанной с корпусом ЗПК, но свободно перемещающейся в вертикальном направлении относительно него, нагрузка на звено 5 будет меняться в зависимости от того, закрыт запорный клапан или нет.

При спуске и притоке нагрузки на звено 5 определяются так же, как и в случае работы ЗПК двухциклового действия.

При закрытии скважины и в период подъема нагрузка на звено 5 изменится и будет равна

$$\uparrow G_5 = (p_r - p_T)(f_7 - f_6 + f_T - f_8) + (p_c - p_T)f_6. \quad (\text{IX.62})$$

Гидравлическая система компоновки на основе МИГ

На рис. IX.5,б приведена схема гидравлической системы компоновки, собранной на основе испытателя пластов типа МИГ.

В компоновке можно выделить следующие подвижные звенья: хвостовик с фильтром, нижний переводник и шток пакера 1; уплотнитель пакера, его верхний переводник и корпус ясса 2; шток ясса с верхним переводником и нижняя часть корпуса устройства для раздельного вращения колонны бурильных труб 3; шток устройства для раздельного вращения 4, верхняя часть корпуса штока

для раздельного вращения и корпус испытателя пластов 5; гильза уравнильного клапана испытателя пластов 6; шток испытателя пластов с верхним пере-
водником и бурильные трубы 7.

Основные площади, учитываемые при расчете гидравлической системы, соот-
ветствуют площадям сечений по диаметру: f_c — скважины, f_1 — штока лапера,
 f_2 — штока ясса, f_3 — силовой манжеты, f_4 — штока в нижней части устройства
для раздельного вращения, f_5 — штока в верхней части устройства для раздель-
ного вращения, f_6 — втулки в нижней части штока испытателя пластов, f_7 , f_8 —
по внешнему и внутреннему диаметрам гильзы.

Спуск МИГ. Как и при спуске КИИ, все звенья, расположенные ниже испы-
тателя пластов, на которые действуют равные давления во внутренней и внеш-
ней частях, гидравлически уравновешены. Гидравлически уравновешено и зве-
но 5 — на него также со всех сторон действует одинаковое гидростатическое
давление. Осевые гидравлические силы для звеньев 1—5

$$G_1 = G_2 = G_3 = G_4 = G_5 = 0. \quad (\text{IX.63})$$

Гильза уравнильного клапана прижимается к втулке штока перепадом
давления, действующим по площади $(f_6 - f_8)$, с усилием

$$\downarrow G_6 = (p_r - p_T)(f_6 - f_8), \quad (\text{IX.64})$$

надежно перекрывая отверстия впускного клапана от сообщения с заглубным
пространством внутренней полости бурильных труб.

На звено 7 действует выталкивающая сила по площади всего сечения внут-
ренней полости расположенных выше бурильных труб:

$$\uparrow G_7 = (p_r - p_T)f_T. \quad (\text{IX.65})$$

Приток. При передаче на испытатель сжимающей нагрузки шток с прижатой
к нему гильзой перемещается вниз. Гильза после вхождения в седло останавли-
вается, перекрывая отверстия уравнильного клапана. При дальнейшем движе-
нии штока вниз втулка впускного клапана выходит из гильзы и открывает от-
верстия впускного клапана, сообщая внутреннюю полость бурильных труб и
подпакерную зону.

Звено 2 находится в тех же условиях, что и при сборке с КИИ:

$$\downarrow G_2 = (p_r - p_T)(f_c - f_2). \quad (\text{IX.66})$$

На звено 3 действует выталкивающая сила от перепада давления на пло-
щади $(f_4 - f_2)$:

$$\uparrow G_3 = (p_l - p_T)(f_4 - f_2). \quad (\text{IX.67})$$

Шток устройства для вращения (звено 4) прижимается к нижней части
корпуса с усилием

$$\downarrow G_4 = (p_r - p_T)(f_5 - f_4), \quad (\text{IX.68})$$

так как диаметр его верхней уплотняемой поверхности меньше диаметра ниж-
ней.

Звено 5 выталкивается вверх с усилием

$$\uparrow G_5 = (p_r - p_T)(f_7 - f_6), \quad (\text{IX.69})$$

здесь $f_7 > f_6$.

На гильзу (звено 6) передается еще большая нагрузка, чем при спуске, так
как при притоке перепад давления приходится на всю поверхность $(f_7 - f_8)$:

$$\downarrow G_6 = (p_r - p_T)(f_7 - f_8), \quad (\text{IX.70})$$

Это усилие значительно превосходит выталкивающую силу, действующую на
звено 5, поэтому оба рассматриваемых звена гидравлически прижаты к распо-
ложенным ниже узлам.

Выталкивающее усилие для звена 7 уменьшилось по сравнению с нагрузкой
при спуске:

$$\uparrow G_7 = (p_r - p_T)(f_T - f_8). \quad (\text{IX.71})$$

Восстановление давления. Закрытие скважины осуществляется перемещением колонны бурильных труб вверх и полным снятием нагрузки от колонны бурильных труб с забойных механизмов. При этом втулка впускного клапана входит в гильзу, в результате чего перекрываются отверстия впускного клапана и прекращается доступ жидкости из подпакерной зоны в полость бурильных труб — на забое скважины давление начинает восстанавливаться до пластового.

На звенья 2, 3, 4 и 5 действуют нагрузки от перепадов давления на тех же неуравновешенных площадях, что и при притоке:

$$\begin{aligned}\downarrow G_2 &= (p_r - p_c)(f_c - f_2); \\ \uparrow G_3 &= (p_r - p_c)(f_4 - f_2); \\ \downarrow G_4 &= (p_r - p_c)(f_5 - f_4); \\ \uparrow G_5 &= (p_r - p_c)(f_7 - f_5).\end{aligned}\quad (\text{IX.72})$$

Но теперь при быстром возрастании давления в подпакерной зоне абсолютные значения этих нагрузок быстро уменьшаются.

На звено 6 (гильзу) передается нагрузка, прижимающая его вниз:

$$\downarrow G_6 = (p_r - p_r)(f_6 - f_8) + (p_r - p_c)(f_7 - f_6). \quad (\text{IX.73})$$

После снятия механической нагрузки с забойных клапанов все подвижные звенья могут свободно перемещаться в пределах своего хода в соответствии с действующими на них гидравлическими нагрузками, прижимаясь к верхним или нижним соседним звеньям.

Поскольку действующая на шток устройства для вращения нагрузка превышает выталкивающую нагрузку на звено 3, то все три звена 4, 3 и 2 останутся в нижнем положении. Суммарная гидравлическая нагрузка на пакерный узел будет прежней.

Звено же 5, выталкиваемое гидравлическими силами вверх, прижимается к гильзе клапана с усилием G_5 , стремясь вытолкнуть ее вверх. Однако нагрузка на гильзу, действующая вниз, превышает выталкивающую силу от звена 5. Поэтому на шток испытателя пластов, жестко соединенный с бурильными трубами, будет действовать, помимо выталкивающей нагрузки, равной

$$\uparrow G'_7 = (p_r - p_r)(f_7 - f_8) + (p_c - p_r)f_8, \quad (\text{IX.74})$$

еще и совместная нагрузка от звеньев 5 и 6, равная $\downarrow G_6 + \uparrow G_5$. В результате суммарная нагрузка на бурильную колонну в нижней ее части составит

$$\begin{aligned}G_7 &= G'_7 - G_6 + G_5 = \\ &= (p_r - p_r)(f_7 - f_8) + (p_c - p_r)f_8 - (p_r - p_r)(f_6 - f_8) - \\ &\quad - (p_r - p_c)(f_7 - f_6) + (p_r - p_c)(f_7 - f_5) = \\ &= (p_r - p_r)(f_7 - f_6) - (p_r - p_c)(f_5 - f_6) + (p_c - p_r)f_8.\end{aligned}\quad (\text{IX.75})$$

Таким образом, звенья 5, 6 и 7 переместятся вверх вместе с колонной бурильных труб. Звено 5 будет оставаться в верхнем положении до тех пор, пока перепад давления, действующий на его неуравновешенной площади и прижимающий его к гильзе, будет создавать усилие, большее, чем его вес. Вес звена 5 равен приблизительно 3 кН. При уменьшении перепада давления до 1,5—2,0 МПа звено не сможет удерживаться в верхнем положении и опустится вниз под собственным весом — в результате откроются отверстия уравнильного клапана и гидростатическое давление передается в подпакерное пространство.

Из этого следует, что если гидростатическое давление незначительно превышает пластовое давление, то по мере восстановления давления и приближения давления в подпакерной зоне к гидростатическому уравнильный клапан откроется, и тогда запись конечной части кривой восстановления давления не получится.

При $\Delta p > 2,0\text{--}3,0$ МПа звенья 5, 6 и 7 могут свободно перемещаться в пределах хода раздвижной части устройства для вращения колонны бурильных труб без изменения нагрузки на крюке.

Эта принципиальная особенность работы забойных механизмов в компоновке с испытателем пластов типа МИГ позволяет оператору при управлении режимами испытания производить дополнительную вытяжку в случае возникновения сомнения о срабатывании клапана при закрытии скважины для записи кривой восстановления давления.

Для открытия отверстий уравнильного клапана в конце операции инструмент приподнимают до полного выбора хода раздвижного механизма и затем, преодолевая гидравлическую нагрузку, действующую на гильзу, срывают последнюю и сообщают затрубное пространство с подпакерной зоной через отверстия уравнильного клапана. Поскольку давления во внешней и внутренней частях звеньев 2, 3 и 4 выравниваются, то снимаются гидравлические нагрузки с этих звеньев и пакер свободно освобождается при дальнейшем натяжении колонны.

При подъеме все звенья сборки находятся в тех же условиях, что и при спуске, кроме звена 7, где нагрузка, действующая на колонну труб от перепада давления на всю площадь сечения внутренней части труб, становится меньше, так как снизился перепад давления ($p_r - p_r$) вследствие увеличения столба жидкости в трубах.

Глава X

ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЯ

ПОДГОТОВКА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА К ИСПЫТАНИЮ

При испытании скважин в процессе бурения бурильные трубы могут испытывать повышенные нагрузки, связанные с действием больших перепадов давления, — до 45 МПа, сжимающие нагрузки — до 200 кН в нижней части колонны при разгрузке инструмента, высокие растягивающие статические и динамические нагрузки при снятии пакера, ударах ясса и других операциях.

Поэтому перед спуском испытателя необходимо уделять особое внимание подготовке бурильных труб к работе.

Прежде всего в процессе последнего подъема инструмента перед проведением испытания следует тщательно осмотреть трубы, выявить наличие задиров, трещин на теле труб и в местах их соединения с замками, а также проверить упорные торцы замков и муфт. Трубы, у которых торцы и муфты промыты или имеются задиры и выбоины металла, удаляют из комплекта.

Бурильные трубы перед сборкой в свечу должны быть прошаблонированы. Трубы, замки, соединительные переводники необходимо подвергнуть тщательной контрольной проверке на базе и дефектоскопии. Резьбы труб, замков и муфт и их упорные поверхности должны быть гладкими, без заусениц и забоин, нарушающих плотность соединения.

СПУСК ОБОРУДОВАНИЯ В СКВАЖИНУ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЯ

Перед спуском испытательного оборудования в скважину на мостках буровой отдельными секциями, длиной до 8 м, раскладываются узлы комплекта в последовательности, соответствующей технологической схеме испытания, и свинчиваются цепными ключами. В глубинные манометры вставляют чистые бланки для записи диаграмм давления и заводят часовые механизмы.

Осторожно затаскивают отдельные секции оборудования в буровую, обращая особое внимание на недопущение изгиба штоков узлов комплекта.

В соответствии с выбранной компоновкой последовательно спускают в скважину секции оборудования. Например, при испытании скважины с опорой на забой испытателем типа КИИ сначала спускают хвостовик, состоящий из фильтра и бурильных труб (при необходимости — утяжеленных бурильных труб) с заглушкой на конце, а затем — пакер с предохранительным переводником, пробоотборник, испытатель пластов, запорный клапан. В зависимости от выбранной схемы в компоновку включают один, два или три переводника с манометрами, которые располагают в соответствующих местах сборки. При необходимости в компоновку включают дополнительные узлы: левый переводник, безопасный замок, ясс. Через две-три свечи над запорным клапаном устанавливается циркуляционный клапан. Затем в скважину спускают бурильные трубы, утяжеленные в нижней части колонны или имеющие повышенную прочность. В средней части колонны трубы могут быть меньшей прочности, в верхней — должны быть повышенной прочности.

Не следует устанавливать какие-либо приборы выше циркуляционного клапана, так как это будет препятствовать его срабатыванию при восстановлении циркуляции и промывке скважины.

При спуске оборудования все замковые соединения бурильных труб и испытательного комплекта, расположенного выше пакера, необходимо уплотнять пенковым шнуром. Резьбовые соединения смазывают консистентной смазкой и закрепляют машинными ключами до полного схождения концов. Если встреча-

ются трубы, у которых после крепления торцы замков неплотно сомкнуты, то их следует заменить.

Герметичность бурильной колонны контролируют по наличию уровня жидкости в кольцевом пространстве. Если уровень жидкости резко и значительно понижается, то это свидетельствует о нарушении герметичности инструмента. Поэтому необходимо прекратить спуск инструмента и поднять его из скважины. Скорость спуска оборудования при отсутствии осложненных интервалов ствола скважины, уступов и сужений не должна превышать 1,5 м/с.

Нельзя допускать резких остановок, торможений и ударов элеватора с колонной труб о ротор. Это может привести к преждевременному открытию циркуляционного клапана гидравлического действия. Длина тормозного пути при посадке инструмента на ротор должна быть не менее 2 м.

В интервалах посадок, вызванных прохождением узлов испытательного оборудования через суженные, искривленные участки ствола скважины или упором хвостовика или замков бурильных труб в уступы, нельзя допускать разгрузку инструмента более чем на 30—50 кН, так как это может привести к преждевременному открытию приемного клапана испытателя. Сжимающая механическая нагрузка на испытатель должна быть кратковременной (<15 —20 с).

После каждой посадки необходимо поднять инструмент на 2—3 м и затем с расхождением без проворачивания ротором продолжать спуск. В случае значительных посадок оборудование следует поднять для переподготовки скважины.

Во время спуска бурильные трубы частично или полностью заполняют водой или глинистым раствором. Заливку производят каждый раз после спуска очередных пяти-десяти свечей колонны бурильных труб. Для ускорения заливки в комплектах иногда устанавливают специальные заливочные устройства, которые исключают необходимость остановок для специальных заливок порций жидкости во время спуска оборудования.

Для предохранения каналов клапанов испытательного оборудования от засорения первую свечу над циркуляционным клапаном следует заполнять обработанным, хорошо очищенным термостойким глинистым раствором.

При спуске жидкость вытесняется из подпакерной области через кольцевое пространство между пакером и стенкой скважины, а часть жидкости перетекает через фильтр и полые штоки пакера и расположенных выше узлов и выходит через отверстия уравнильного клапана в надпакерную зону, облегчая прохождение пакера через суженные участки ствола скважины.

Гидродинамические и статические давления, возникающие в подпакерной зоне во время спуска, регистрируются глубинными манометрами, по данным которых можно судить о состоянии ствола скважины (наличие сужений) на отдельных его участках.

ПОДГОТОВКА УСТЬЯ СКВАЖИНЫ К ИСПЫТАНИЮ

После доспуска инструмента до забоя и фиксирования момента касания хвостовиком забоя скважины по уменьшению показаний индикатора веса инструмент приподнимают на 1—1,5 м от забоя скважины, уточняют его длину и приступают к обвязке устья.

На мостках буровой на верхнюю бурильную трубу навинчивают вертлюжную головку с краном, к которому через шарнирное соединение присоединяют трубку высокого давления с заглушкой. Эту сборку поднимают на элеваторе и навинчивают на колонну спущенных труб (в период навинчивания трубка высокого давления должна быть привязана к бурильной трубе). Затем собирается манифольд, подсоединяется к сбросовой линии (см. рис. VII.5—VII.8) и система опрессовывается на давление, превышающее на 30% ожидаемое рабочее давление, при закрытых пробковом кране на вертлюжной головке и кранах за штуцерными камерами. После опрессовки кран, установленный перед агрегатом, закрывается, а остальные краны открываются.

УСТАНОВКА ПАКЕРА

Испытание скважины начинается с установки пакера в скважине и передачи депрессии на пласт. Частичной разгрузкой колонны бурильных труб создают сжимающую нагрузку на испытательное оборудование и пакер. Под действием

этой нагрузки резиновый элемент пакера, сокращаясь в длине, увеличивается в диаметре и изолирует расположенную выше пакера зону от остальной части ствола скважины. Через 30—120 с после создания нагрузки закрывается уравнительный и открывается впускной клапан испытателя. Момент открытия клапана фиксируется на устье по показаниям индикатора веса.

После открытия приемного клапана испытателя проверяют герметичность установки пакера. Негерметичность пакера определяют по быстрому падению уровня жидкости в затрубном пространстве. Если при доливе промывочной жидкости в скважину уровень не восстанавливается, то это свидетельствует о негерметичности пакеровки.

Колонну бурильных труб приподнимают на 2—3 м и повторяют попытку установить пакер с увеличением нагрузки на него на 20—25%. Если пакер вновь не удается установить, то оборудование необходимо поднять и после переподготовки скважины к испытанию повторить спуск оборудования в скважину.

СНЯТИЕ ПАКЕРА

Пакер снимают после завершения исследования пласта (обычно после записи конечной кривой восстановления давления). Инструмент медленно приподнимают с остановками на 1,5—2 мин. Сначала уменьшают механическую нагрузку на пакер, при этом испытатель пластов растягивается, приемный клапан испытателя закрывается и уравнительный клапан открывается, тем самым выравнивается давление в надпакерной и подпакерной зонах и снижается гидравлическая нагрузка на пакер. Если пакер сразу не снимается, то продолжают увеличивать натяжку на 20, 30, 40, 50 кН и т. д. причем делают это постепенно, доводя нагрузку на крюке до величины, превышающей на 10—15% натяжку, необходимую для открытия уравнительного клапана. Если в этом случае пакер не снимается, натяжку повышают с остановками на 2—3 мин до срабатывания ясса. Удары ясса повторяют до снятия пакера. Отмеченные мероприятия, как правило, бывают достаточны для снятия пакера, если затяжка связана с заклиниванием пакерирующего элемента.

Если оторвать инструмент от забоя не удастся, т. е. хвостовик пакера «прихватил», то необходимо освободить его расхаживанием.

При возникновении прихвата следует восстановить прямую циркуляцию и возобновить расхаживание инструмента с применением нефтяных ванн.

Если все эти способы не дают результата, инструмент отвинчивают в левых переводниках и поднимают его на поверхность с последующим обуриванием и извлечением по частям оставшихся в скважине бурильных труб.

ПОДЪЕМ ИНСТРУМЕНТА

После снятия пакера колонну труб поднимают до появления уровня жидкости на устье. При этом отмечается число свечей, поднятых пустыми, и рассчитывается объем поступившей жидкости. Затем, воздействуя на исполнительный узел циркуляционного клапана механическим или гидравлическим путем, открывают его отверстия, сообщают внутреннюю полость бурильных труб с затрубным пространством и производят обратную промывку. При работе с гидравлическими циркуляционными клапанами с помощью цементировочного агрегата через устьевую головку создают избыточное давление на трубах для срабатывания циркуляционного клапана, а при установке циркуляционных клапанов механического действия их открывают сбрасыванием внутрь бурильных труб тяжелого груза (например, штока). Если после снятия пакера трубы оказываются полностью заполненными жидкостью, то циркуляционный клапан открывают, приподняв инструмент на 10—15 м. После замещения жидкости в трубах глинистым раствором продолжают подъем оборудования на поверхность. При подъеме необходимо доливать промывочную жидкость в затрубное пространство. При этом жидкость из труб через отверстия циркуляционного клапана сливается в затрубное пространство, предотвращая «сифон» и загрязнение рабочей площадки буровой.

После подъема испытательного оборудования на поверхность разъединяют его секции и тщательно промывают водой, из глубинных манометров извлекают бланки и оборудование перевозят на базу.

УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ЗАБОЙНЫХ МЕХАНИЗМОВ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Поскольку управление забойными клапанами при пуске скважины в работу, переключении режимов испытания (в случае работы с оборудованием МИГ), а также при завершении операции и снятии пакера осуществляется вертикальным перемещением колонны бурильных труб и передач механической нагрузки забойным механизмам, то все это сопровождается изменением нагрузки на крюке. Поэтому по показаниям индикатора веса и величине хода вверх и вниз устьевого головки можно судить о положении системы клапанов и характере протекаемых процессов испытания на забое скважины. Причем надежность управления забойными клапанами будет зависеть от того, насколько точно учтено влияние сил трения колонны бурильных труб о стенки скважины при возвратно-поступательных ее перемещениях и гидравлических выталкивающих сил, связанных с наличием гидравлически неуравновешенных площадей в узлах испытательного оборудования.

Рассмотрим порядок работы забойных устройств при испытании скважин и изменение нагрузки на крюке при различных состояниях процесса. Так как способы управления процессами на основе комплектов КИИ и МИГ неодинаковы и различны гидравлические условия работы клапанов этих комплектов, то указанные системы для испытания скважин приводятся отдельно.

Управление при работе с КИИ

Изменение нагрузки на крюке без учета гидравлических сил, действующих на забое скважины, и сил трения показано на рис. X.1, а (1).

Нагрузки на крюке на различных стадиях процесса испытания определяются следующим образом.

1. Перед пакеровкой показание индикатора веса соответствует

$$G_1 = G_n - G_b, \quad (X.1)$$

где G_n — вес инструмента: бурильных труб, испытательного оборудования и хвостовика; G_b — выталкивающая сила, равная разности весов вытесненной из скважины промывочной жидкости и залитой в трубы жидкости,

$$G_b = (V_m + V_t)\gamma_{г.р} - V_3\gamma_3; \quad (X.2)$$

V_m , V_t , V_3 — объемы соответственно металла инструмента, внутренней полости бурильных труб, залитой жидкости в трубы; $\gamma_{г.р}$, γ_3 — удельные веса скважинного глинистого раствора и залитой в трубы жидкости.

Поскольку составляющая выталкивающей силы $V_m \cdot \gamma_{г.р}$, равная весу вытесненной жидкости металлом инструмента, остается постоянной в течение всего процесса исследования, то в расчетах эта составляющая не учитывается. Тогда при спуске выталкивающая сила определяется только площадью сечения внутренней полости бурильных труб:

$$G_b = V_t \gamma_{г.р} - V_3 \gamma_3 = (p_r - p_t) f_t. \quad (X.3)$$

2. Для установки пакера в скважине после упора хвостовика в забой или плашек якоря в стенки скважины на него передается нагрузка для сжатия резинового уплотнительного элемента. В результате нагрузка на крюке

$$G_2 = G_1 - G_{хв} - G_n, \quad (X.4)$$

где $G_{хв}$ — вес хвостовика; G_n — нагрузка, необходимая для пакеровки, равная весу разгруженной части инструмента под пакером.

3. Нагрузка на крюке не изменится в период всего процесса притока, если не учитывать влияние гидравлических сил. Для закрытия скважины и записи

кривой восстановления давления инструмент приподнимают для частичной разгрузки опорного подшипника запорно-поворотного клапана,

$$G_3 = G_2 + \Delta G_{\text{п}}/2. \quad (\text{X.5})$$

4. При вращении только запорно-поворотного клапана для переключения режимов испытания нагрузка на крюке будет оставаться постоянной до конца исследования пласта.

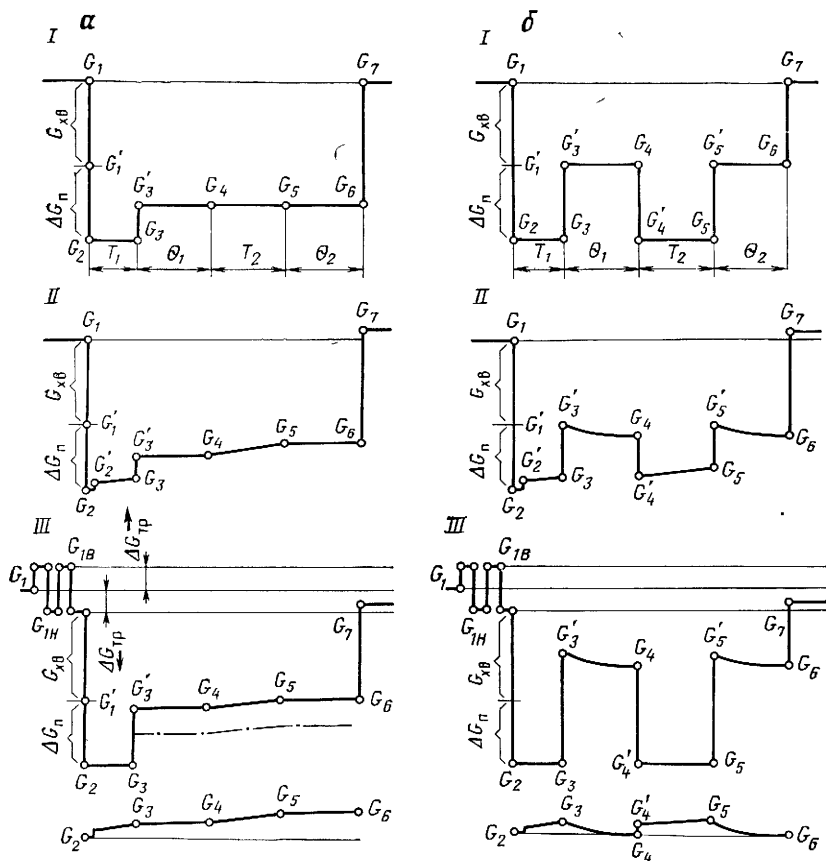


Рис. X.1. График изменения нагрузок на крюке при работе с оборудованием.
а — типа КИИ; б — типа МИГ: I — без учета гидравлических сил и сил трения; II — с учетом гидравлических сил; III — с учетом гидравлических нагрузок и сил трения

5. После снятия пакера и отрыва хвостовика от забоя нагрузка на крюке установится опять равной первоначальной нагрузке перед испытанием:

$$G_7 = G_1. \quad (\text{X.6})$$

Изменение нагрузки с учетом гидравлических сил показано на рис. X.1, а (II).

1. Перед пакеровкой показание индикатора веса соответствует (X.1):

$$G_1 = G_{\text{н}} - G_{\text{в}}. \quad (\text{X.7})$$

2. При установке пакера в скважине до срабатывания гидравлического реле испытателя пластов нагрузка определяется по формуле

$$G_2 = G_1 - G_{хв} - G_{п}. \quad (X.8)$$

Однако после срабатывания реле и открытия впускного клапана испытателя нагрузка на крюке должна увеличиться из-за уменьшения выталкивающей силы, связанной с действием перепада давления не по всей площади сечения буровых труб, а по неуравновешенной площади звена 5 (см. рис. IX.5, а (I)) ($f_7 - f_6 + f_7 - f_8$).

На индикаторе веса будет наблюдаться увеличение нагрузки до G'_2 .

3. По мере накопления жидкости в трубах нагрузка на крюке уменьшается из-за снижения перепада давления на неуравновешенную площадь звена 5, и в конце периода притока суммарная нагрузка составит

$$G_3 = G'_2 + (p_{кп.1} - p_{нп.1})(f_7 - f_6 + f_7 - f_8). \quad (X.9)$$

4. После закрытия скважины с предварительным частичным снижением нагрузки на забойные клапаны на величину $\Delta G_{п/2}$, когда

$$G'_3 = G_3 + \Delta G_{п/2}, \quad (X.10)$$

перепад давления, действующий на неуравновешенную площадь звена 5, будет оставаться постоянным в течение всего периода восстановления давления.

Для ЗПК одноциклового действия с запорной пробкой по мере восстановления давления будет отмечаться некоторое снижение нагрузки на крюке, так как при возрастании давления в подпакерной зоне возрастает составляющая выталкивающей силы вследствие действия перепада давления по площади сечения штока ЗПК.

5. После открытия скважины для проведения второго периода притока по мере накопления жидкости в трубах нагрузка на крюке будет уменьшаться ($G_4 - G_5$).

6. Закрытие скважины приводит к стабилизации нагрузки на крюке при двухцикловом ЗПК, при одноцикловом ЗПК нагрузка на крюке будет снижаться ($G_5 - G_6$).

7. После снятия пакера нагрузка на крюке будет вновь равна первоначальной нагрузке до испытания ($G_7 = G_1$).

Следует отметить, что если в скважину поступает жидкость не с высокой интенсивностью, то небольшой прирост столба жидкости в трубах не вызовет значительного изменения действующих гидравлических нагрузок на забойные клапаны; поэтому на устье практически не обнаруживается изменение показаний индикатора веса.

Не будет заметного изменения показаний индикатора веса и в тех случаях, если гидравлические нагрузки при изменении режимов испытания, действующие на нижнюю часть колонны, будут находиться в пределах 10—20 кН, т. е. в пределах цены деления индикатора веса. При изменении нагрузок более чем на 20 кН оператор уже может «замечать» изменение процесса испытания по показаниям индикатора веса и, если это необходимо, вмешаться в процесс проведения исследования.

Изменение нагрузки на крюке с учетом сил трения показано на рис. X.1, а(III). Перед проведением операции на поверхности произвели несколько циклов замера показаний веса инструмента при ходе вверх и вниз. Значения нагрузки на крюке отличаются от истинной на величину сил трения $\Delta G_{тр\uparrow}$ — при ходе вверх или $\Delta G_{тр\downarrow}$ — при ходе вниз и изменяются в пределах от $G_{1в}$ до $G_{1н}$, т. е. на величину, примерно равную $2\Delta G_{тр}$.

1. После разгрузки инструмента на величину $G_{хв} + G_{п}$ на забое (как и в X.1, а(I)) начинает действовать изменяющаяся выталкивающая сила, которая до тех пор, пока не станет больше величины $2\Delta G_{тр}$, не будет отражаться на показаниях индикатора веса. В данном примере в период притока $\Delta G = G_5 - G_2 < 2\Delta G_{тр}$, поэтому на поверхности фиксируется постоянная нагрузка $G_2 = G_3 = G_4$.

2. Для проворота запорно-поворотного клапана необходимо уменьшить нагрузку на $\Delta G_{п/2}$. Но поскольку при ходе вверх предварительно необходимо еще

исключить двойную нагрузку на трение, то общая нагрузка должна уменьшиться на величину

$$\Delta G_{\text{п}}/2 + 2\Delta G_{\text{тр}}. \quad (\text{X.11})$$

При интенсивном притоке часть нагрузки на трение компенсируется действием выталкивающих сил поступающего флюида, поэтому для надежности необходимо снижать нагрузку на меньшую величину

$$\Delta G_{\text{п}}/2 + \Delta G_{\text{тр}}. \quad (\text{X.12})$$

При восстановлении давления нагрузка на крюке будет постоянной, если в компоновке используется ЗПК одноциклового действия, и уменьшаться, если применяется ЗПК двухциклового действия.

3. Во втором открытом периоде гидравлическое выталкивающее усилие теперь будет отражаться на показаниях индикатора веса ($G_4 - G_5$), а при втором закрытии скважины нагрузка снова останется постоянной ($G_5 - G_6$).

4. Снятие пакера произойдет при нагрузке на крюке, меньшей $G_{1в}$, так как часть или вся сила трения компенсируется изменением нагрузки при притоке.

Таким образом, рассмотрен один из вариантов изменения нагрузки на крюке с учетом сил трения при испытании. При слабом притоке жидкости из пласта никаких заметных изменений нагрузки на крюке не будет. В этом случае при передаче или снятии нагрузки с забойных механизмов вертикальным перемещением необходимо все время учитывать двойную нагрузку сил трения.

Учет потерь нагрузки, передаваемой забойным механизмам за счет спирального изгиба нижней части колонны бурильных труб. Поскольку при передаче сжимающих нагрузок забойным механизмам при разгрузке колонна в нижней части приобретает спиральный изгиб, то при определенном соотношении между диаметрами скважины и труб может возникнуть такое состояние, когда повышение нагрузки на спиральную колонну только увеличивает «расклинивание» труб в стволе скважины и не способствует передаче осевого усилия глубинному оборудованию.

В работе [12] показано, что если нагрузка передается собственным весом труб, то от колонны длиной l , вес 1 м которой q , будет передаваться усилие $G_{\text{п}}$ на забой

$$G_{\text{п}} = \frac{q\rho}{f} \left(1 - e^{-\frac{lf}{\rho}} \right) = \frac{q\rho}{f} \left(1 - e^{-\frac{Gf}{\rho q}} \right), \quad (\text{X.13})$$

где $\rho = l_{\text{кр}}^2/4\pi^2 r_c$ — радиус кривизны пространственной спирали; $l_{\text{кр}} = 1,98 \sqrt[3]{EI/q}$ — критическая длина труб, при превышении которой они теряют вертикальную устойчивость под действием собственного веса; E — модуль упругости; I — момент инерции поперечного сечения трубы; r_c — радиус скважины; f — коэффициент трения труб о стенки скважины; $G = ql$ — вес разгруженного инструмента, при котором на пакер передается нагрузка $G_{\text{п}}$.

Формулы (X.13) соответствуют кривые на рис. X.2 $G_{\text{п}} = f(G)$ для различных диаметров скважины и бурильных труб и их прочностных характеристик, учитываемых комплексным показателем $a = q\rho/f$, где q — определяется по справочным данным для данной колонны бурильных труб; f — по данным специальных

Таблица X.1

Толщина стенок труб, мм	$l_{\text{кр}}$ в м при диаметре труб, мм							
	60	73	89	102	114	127	140	169
7	18,73	21,45	24,70	26,36	28,86	31,31	—	—
8	—	—	—	26,43	28,98	31,43	32,85	—
9	18,53	21,31	24,62	26,54	29,02	31,48	32,98	37,69
10	—	—	—	26,67	28,98	31,47	33,08	37,82
11	—	21,07	24,45	—	28,96	—	33,09	—

замеров коэффициентов трения при подготовительных работах к испытанию (см. гл. VIII).

Если значение f не определено специальными замерами, то его величину можно ориентировочно взять в пределах $f=0,15-30$: для искривленных скважин с большими углами наклона берут большие значения f ; для вертикальных — минимальные.

В табл. X.1 приводятся значения $l_{кр}$.

Если в соответствии с выбранными нагрузками пакеровки окажется, что передаваемая нагрузка на пакер значительно меньше разгруженной части колонны,

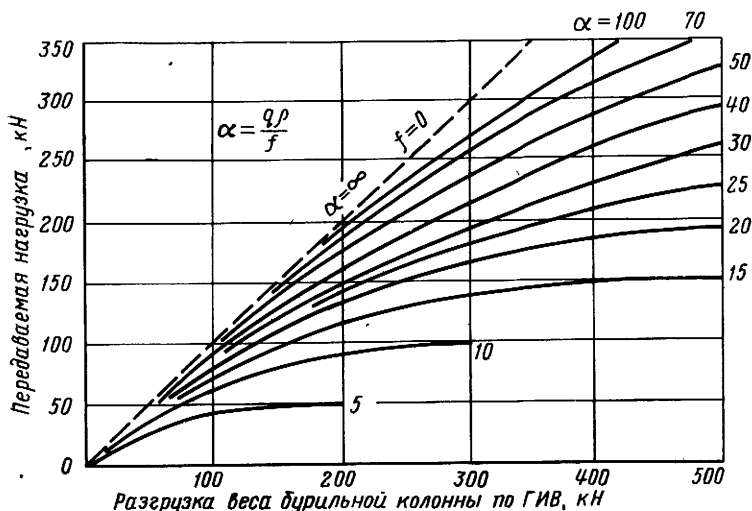


Рис. X.2. Зависимость передаваемой нагрузки от разгрузки веса буровой колонны

то при управлении забойными механизмами изменятся и величины нагрузок на устье. При этом при значительном расклинивании спирали никаких изменений гидравлических выталкивающих нагрузок на устье нельзя обнаружить, поэтому устьевые нагрузки рассчитываются без учета изменения выталкивающих сил $G_2 = G_1 - G_n - \Delta G_{сп} - G_{хв}$, где $\Delta G_{сп}$ — потери на спиральный изгиб.

При снятии частичной разгрузки с подшипника запорного клапана $G_3 = G_1 - G_n/2 - \Delta G_{сп} - \Delta G_{тр}$ (см. рис. X.1, а, (II)).

Открытие скважины вращением запорного клапана. Трение буровой колонны о стенки скважины влияет и на передачу крутящего усилия исполнительному звену запорного клапана при выполнении операций по закрытию скважины для записи кривых восстановления давления или открытию скважины для проведения второго периода притока.

Суммарный угол запаздывания поворота нижней части колонны буровых труб длиной L в наклонной скважине (угол наклона скважины α) можно определить по формуле

$$\varphi = \frac{qr_{\tau}}{GI_p} \left[l^2 \left(1 - \frac{G_n}{ql} \right) + L^2 f \sin \alpha \right], \quad (X.14)$$

где l — длина разгруженной части колонны буровых труб; G_n — нагрузка, передаваемая забойным механизмом; G — модуль сдвига; I_p — полярный момент инерции.

Расчеты по формуле (X.14) обязательно необходимо производить для глубоких скважин, имеющих значительное отклонение от вертикали. При этом возможно закручивание колонны до пяти-семи оборотов, что должно быть учтено при выполнении операции с ЗПК.

Управление при работе с МИГ

Принцип работы оборудования типа МИГ предусматривает использование только вертикальных перемещений колонны бурильных труб для установки и снятия пакера, а также для переключения режимов испытания. Это требует от оператора более тщательного учета всех возможных нагрузок, действующих на колонну, и более внимательного наблюдения за показаниями индикатора веса во время посадки пакера, переключения режимов испытания и протекания самого процесса исследования, так как точность управления забойными механизмами определяется величинами нагрузки на крюке и положением устьевой головки относительно стола ротора. Поэтому оператор, проводящий испытание с использованием клапанов оборудования МИГ, должен иметь более высокую квалификацию. Ему необходимо особенно тщательно, заранее, еще до проведения операции, в зависимости от выбранной компоновки оценить возможные действия выталкивающих сил, потерь на спиральный изгиб колонны, а при спуске испытателя пластов на забой перед самой посадкой пакера необходимо произвести несколько возвратно-поступательных перемещений колонны для точного замера сил трения при ходе вверх и вниз.

Если при работе с КИИ допускается некоторое отклонение в вытяжке и разгрузке инструмента при управлении забойными клапанами, что влияет на напряженное состояние забойных механизмов, но не на надежность открытия или закрытия клапанов, то при работе с МИГ недовытяжка инструмента может привести к незакрытию гильзы клапана и соответственно незакрытию скважины, когда это требуется, и наоборот, излишняя вытяжка может сорвать гильзу и открыть уравнительный клапан, тем самым сообщая затрубное пространство с подпакерной зоной вместо записи кривой восстановления давления.

Изменение нагрузки на крюке без учета гидравлических сил и сил трения показано на рис. X.1, б(I). Здесь после разгрузки инструмента на величину $G_{\text{хв}} + G_{\text{п}}$ и проведения периода притока, где показания индикатора веса такие же, как и при работе с КИИ, фиксируют нагрузку G_2 и осуществляют вытяжку инструмента с полным устранением механической нагрузки $\Delta G_{\text{п}}$ на забойные механизмы, так что $G_3 = G_1 - G_{\text{хв}}$. При этом втулка штока перекрывает отверстие впускного клапана, а гильза под действием гидравлических сил остается на месте и удерживает уравнительные отверстия в закрытом положении. Таким образом осуществляется регистрация кривой восстановления давления ($G'_3 - G_4$).

Клапан открывается при последующей разгрузке бурильных труб. В этом случае нагрузка на крюке $G'_4 = G_3$ снова устанавливается такой же, как и при первом открытом периоде.

После снятия пакера нагрузка на крюке $G_7 = G_1$.

Изменение нагрузки с учетом гидравлических сил показано на (рис. X.1, б(II)). Как и при работе с КИИ, после установки пакера и открытия впускного клапана испытателя произойдет скачок нагрузки, но здесь скачок нагрузки определяется величиной площади f_8 :

$$\Delta G = (p_{\text{г}} - p_{\text{т}})f_8. \quad (\text{X.15})$$

Во время притока за счет накопления жидкости в трубах выталкивающая нагрузка уменьшится на величину

$$\Delta G = (p_{\text{кп.1}} - p_{\text{нп.1}})(f_7 - f_8 + f_{\text{т}} - f_8). \quad (\text{X.16})$$

После устранения механической нагрузки $\Delta G_{\text{п}}$ устанавливается нагрузка G_3 , которая по мере восстановления давления будет уменьшаться из-за возрастания выталкивающей силы.

Последующие два режима — приток и восстановление давления — отражаются на показаниях индикатора веса аналогично первым двум.

После снятия пакера нагрузка на крюке будет отличаться от первоначальной на величину $(p_{\text{н}} - p_{\text{н}}) f_{\text{т}}$, связанную с приростом уровня жидкости в буровых трубах и уменьшением выталкивающей силы.

Изменение нагрузки с учетом гидравлических сил и сил трения Управление забойными механизмами должно производиться следующим образом (рис. X.1, б(III)). Так как в исходном положении нагрузка на крюке при ходе вверх и ходе вниз отличается на $2\Delta G_{\text{тр}}$, то эти дополнительные воздействия (силы) на буровую колонну следует учитывать при осуществлении вытяжки и разгрузке инструмента при управлении забойными механизмами.

При установке пакера исходной нагрузкой на устье, от которой ведется отчет величины разгрузки, является вес $G_{1\text{н}}$ при ходе инструмента вниз (рис. X.1, б(III)). Тогда

$$G_2 = G_{1\text{н}} - G_{\text{хв}} - G_{\text{п}}. \quad (\text{X.17})$$

Если скачки нагрузки на нижнюю часть колонны, связанные с изменением величин выталкивающих сил, будут меньше величины сил трения (что чаще всего и бывает на практике), то никаких заметных изменений показаний на индикаторе веса обнаружено не будет.

Для закрытия скважины для записи кривой восстановления давления инструмент приподнимают, полностью устраняя механическую нагрузку на забойные механизмы, равную $\Delta G_{\text{п}}$, и нагрузку на колонну от сил трения $2\Delta G_{\text{тр}}$.

В период восстановления давления растет выталкивающая сила на колонну труб, и нагрузка частично уменьшается ($G_3 - G_4$).

Аналогичные процессы притока и восстановления давления отражаются на индикаторе веса и при втором цикле испытания $G_4 - G_5$ и $G_5 - G_6$.

После снятия пакера нагрузка на крюке установится равной $G_{1\text{в}}$, если при испытании жидкость из пласта не поступила в трубы, и несколько меньше этой нагрузки, если столб жидкости в трубах увеличился.

Следует указать, что поскольку при закрытии скважины для записи КВД оператору неизвестна величина снижения выталкивающей силы вследствие увеличения столба поступившей в трубы жидкости, так как последняя компенсируется силами трения, то при вытяжке инструмента с полным устранением механической нагрузки и «двух сил трения» возможен срыв гильзы клапана и, следовательно, нарушение технологического режима испытания.

Вытяжка же инструмента на меньшую величину, например $G_{\text{т}} + \Delta G_{\text{тр}}$, может вообще не привести к закрытию впускного клапана. Поэтому при медленном перемещении инструмента вверх необходимо внимательно наблюдать за показаниями индикатора веса (см. рис. X.1, б(III)): при равномерном медленном приподнимании буровых труб должно быть зафиксировано состояние, когда нагрузка останется постоянной при ходе оборудования вверх.

Стабилизация нагрузки соответствует свободному ходу раздвижного механизма (устройства для раздельного вращения), что может быть только при закрытии впускного клапана испытателя.

При значительном искривлении скважины и высоких потерях на трение иногда трудно уловить момент наступления свободного хода раздвижного механизма. Для получения стабильной нагрузки при перемещении инструмента вверх в некоторых случаях устанавливают два (иногда и три) раздвижных механизма, что в 2 (3) раза увеличивает длину свободного хода механизмов.

Однако при наличии дополнительных раздвижных механизмов в компоновке увеличивается число подвижных звеньев: появляется одно (или два) новое звено — шток одного раздвижного механизма с корпусом другого. Это новое звено в компоновке независимо от перепада давления оказывается гидравлически уравновешенным. Поэтому при вытяжке инструмента на расстояние большее длины хода одного раздвижного механизма второй (нижний) раздвижной механизм свободно переместится вверх вместе со штоком первого (верхнего) раздвижного механизма и будет создавать дополнительную нагрузку своим весом, стремящуюся «оторвать» звено 5 от гильзы клапана испытателя пластов. Таким образом, применение двух раздвижных механизмов приведет к тому, что уравнительный клапан откроется раньше, по мере роста давления в подпакерной зоне и приближения его к гидростатическому, т. е. при $p_{\text{г}} - p_{\text{с}} \leq 2,0$ МПа. А при трех раздвижных механизмах разность давлений будет $\Delta p \leq 2,5 - 3,0$ МПа.

ЦЕЛЬ И ОСОБЕННОСТИ ОТБОРА ПЛАСТОВЫХ ПРОБ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Пробы жидкости, поступившей в бурильные трубы при испытании объектов в процессе бурения, отбирают с целью определения характера насыщения пласта: нефтью, газом, газоконденсатом или водой и выявления их физико-химических свойств и компонентного состава. В отличие от испытаний законченных бурением скважин, когда флюид из скважины отбирается до постоянства его состава, при испытании бурящихся скважин в условиях небольшой продолжительности притока объем поступившей жидкости, как правило, бывает представлен смесью пластового флюида с промывочной жидкостью, ее фильтратом и жидкостью, предварительно залитой в бурильные трубы перед испытанием. Поэтому чем большее количество жидкости поступит в бурильные трубы при притоке, тем легче выделить из него «чистый», представительный для анализа, образец пластовой жидкости. Как отмечалось выше, представительный объем составляет 1—1,5 м³.

Во многих случаях при притоках слабой интенсивности представительную пробу получить не удастся. Тогда оценку нефтегазоводонасыщенности пластов и свойств флюидов можно сделать по косвенным показателям — наличию и компонентному составу содержащегося в отобранной пробе газа, так как независимо от характера насыщения пласта неотъемлемым компонентом пластового флюида является газ.

Как наиболее подвижный и легко выделяемый из жидкости, газ, даже в небольшом количестве, попадая в скважину, свободно мигрирует через столб промывочной жидкости в подпакерной зоне и поступает в бурильные трубы. Таким образом, отбираемый при испытании газ следует использовать для интерпретации характера насыщения пласта практически даже в случаях полного отсутствия в отобранной пробе основного компонента насыщающего пласт флюида.

СПОСОБЫ ОТБОРА ПРОБ ЖИДКОСТИ ПРИ ИСПЫТАНИИ

При испытании скважин в процессе бурения пробы жидкости отбирают следующими способами: 1) на поверхности через устьевую обвязку в случае фонтанирования скважины через испытатель пластов; 2) на поверхности после окончания испытания через устьевую обвязку во время обратной циркуляции при замещении поступившего флюида в трубы; 3) на устье скважины в процессе подъема инструмента с момента появления первых признаков отобранного флюида в поднимаемых трубах; 4) с помощью специально установленных в комплекте испытательного оборудования пробоотборников.

Более качественной является проба, отобранная непосредственно на устье при фонтанировании скважины через бурильные трубы. Однако подобные испытания проводятся чрезвычайно редко. Чаще всего испытания заканчиваются заполнением небольшой нижней части бурильных труб пластовой жидкостью.

Поэтому необходимо отбирать пробы на забое скважины с помощью пробоотборников, которые позволяют сохранить пробу пластовой жидкости в том виде, каком она поступила в бурильные трубы. Во всех существующих пробоотборниках, устанавливаемых в комплектах испытательного оборудования, открытие клапанов происходит синхронно с открытием клапана испытателя в момент посадки пакера, а закрытие клапанов и отсечение отобранной пробы от остальной части подпакерной жидкости осуществляется после срыва пакера

и закрытия приемного клапана испытателя. Поскольку пробоотборник остается открытым в момент записи кривых восстановления давления, то вследствие перераспределения флюидов в подпакерной зоне (более легкие фракции — газ — перемещаются вверх, а тяжелые — вытесняются в нижнюю часть скважины) в пробоотборнике может скопиться жидкость более «загазированная» по сравнению с пластовыми условиями.

Независимо от того, отобрана ли проба жидкости с помощью пробоотборника, необходимо пробы отбирать на устье скважины в процессе подъема инструмента, так как наиболее представительная проба с максимальным содержанием пластового флюида может располагаться в любой части бурильных труб. При притоке удельное содержание пластового флюида в объеме поступающей жидкости непостоянно при изменении депрессии на пласт. Следует также учитывать, что и в период восстановления давления и во время подъема испытателя пластов нефтегазовая составляющая смеси флюида перемещается вверх по трубам. Поэтому при подъеме инструмента без предварительного замещения поступившей жидкости обратной промывкой через циркуляционный клапан необходимо отбирать несколько проб жидкости из разных свечей бурильной колонны. В большинстве же случаев при появлении уровня залитой жидкости на поверхности открывают циркуляционный клапан, и флюид вытесняется на поверхность обратной промывкой. И в этих случаях, из поступающего потока следует отбирать пробы жидкости через равные промежутки времени.

Отобранные таким образом пробы дают возможность более четко проанализировать и восстановить последовательность и характер поступления жидкости из пласта во время испытания и точнее определить истинное насыщение пласта и свойства пластового флюида.

Отбор жидкости на устье

Отбор жидкости на устье в процессе подъема инструмента с момента обнаружения первых признаков углеводородов (по появлению газа в поступающей смеси) осуществляют следующим способом.

Колонну бурильных труб устанавливают на элеватор и перекрывают отверстие муфты верхней бурильной трубы резиновой или деревянной пробкой, имеющей узкое отверстие, в которое вставлена стеклянная трубка (рис. XI.1, а). К трубке присоединяют резиновый шланг, через который газ отбирают в приемный сосуд, помещенный во вспомогательную емкость, заполненную водой.

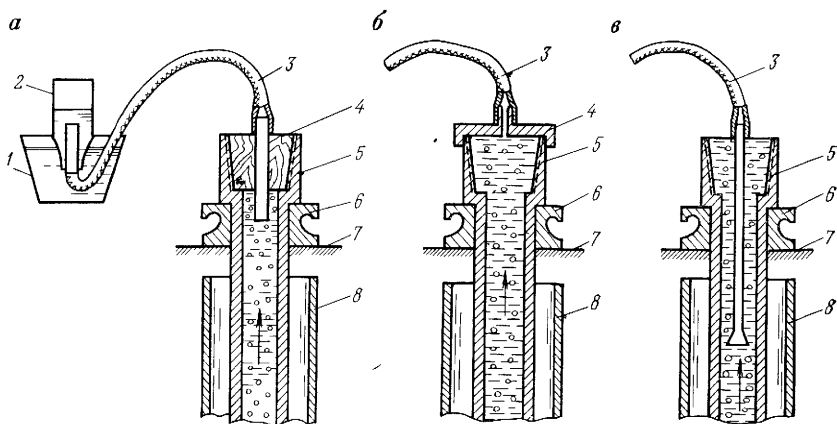


Рис. XI.1. Схема отбора пробы газа на устье скважины:

а, б — при слабом газопроявлении, в — при интенсивном притоке.

1 — вспомогательная емкость; 2 — приемный сосуд; 3 — резиновый шланг, 4 — резиновая или деревянная пробка с трубкой (а), металлическая заглушка (б); 5 — колонна бурильных труб; 6 — элеватор, 7 — стол ротора; 8 — обсадная колонна

Отверстие муфты может быть перекрыто также с помощью металлической крышки с отходящей от нее трубкой небольшого диаметра (рис. XI.1, б).

При интенсивном выходе газа из скважины через нефть, воду или глинистый раствор (когда наблюдается слабое фонтанирование скважины водой, водой с нефтью или разжиженным глинистым раствором и на поверхности переливающейся жидкости выделяется газ) в скважину спускают воронку с таким расчетом, чтобы воздух не мог попасть под ее края, и улавливают ею струю пузырьков газа (рис. XI.1, в).

Пробы нефти, воды, смеси глинистого раствора с поступившим флюидом следует отбирать в соответствующие приемные емкости (сосуды) непосредственно из бурильных труб на устье, если здесь нет интенсивного выброса пачек газа.

Перевод проб жидкостей и газа из пробоотборников в контейнеры и сосуды

После подъема пробоотборника на поверхность и доставки его на стационарную базу отобранные жидкости переводят в контейнеры и сосуды. Сначала производится дегазация отобранной жидкости — перевод газа в приемный сосуд (колбу) для определения его объема, а затем в бутылки — для анализа. Оставшаяся жидкость также отбирается в бутылки с предварительным замером ее объема. На этикетках указываются: номер скважины, площадь, интервал опробования, наименование горизонта и пласта, подвергшегося испытанию, геологическая привязка объекта, характер проявления при испытании, условия отбора и объем пробы, порядковый номер пробы, дата отбора, а также фамилия лица, взявшего пробу.

Отбор проб, представленных пластовой водой или глинистым раствором

В тех случаях, когда проба представлена пластовой водой или глинистым раствором, способ извлечения растворенного в них газа выбирается в зависимости от величины газонасыщенности этих проб.

Высокая газонасыщенность. Если количество газа в пробоотборнике больше его рабочей камеры или сопоставимо с ним, а давление газа значительно больше атмосферного, то дегазация пробы производится путем снижения давления в пробоотборнике и перевода свободно выделяющегося газа через переводник и шланг непосредственно в приемную колбу (рис. XI.2, а). При этом ограничиваются обычно одним этапом отбора газа — до полного прекращения его поступления в колбу — без принудительной дегазации. Колба должна быть такого размера, чтобы весь объем выделившегося газа поместился в нее. Это необходимо для однородности состава газа, поступающего на анализ, поскольку состав газа на разных стадиях дегазации обычно меняется. Приемная колба тарируется для определения общего объема поступившего газа. Объем колбы выбирается в зависимости от величины ожидаемого газового фактора и размеров пробоотборника (2500—3000 см³).

В процессе дегазации выделяющийся под значительным напором газ частично увлекает из пробоотборника и пластовую воду, в результате чего в рабочей камере пробоотборника образуется «мертвое пространство» объемом до 100—150 см³, заполненное последними фракциями газа, оставшимися в пробоотборнике. При расчете общего объема газа (газового фактора) этот объем, а также объем внутренней полости переводника и шланга с учетом количества газа, оставшегося в растворенном состоянии в жидкости, суммируется с объемом газа, перешедшего в колбу.

Одновременно с замером газа фиксируются температура окружающего воздуха и атмосферное давление. Замеряется также объем воды, оставшейся в пробоотборнике после дегазации.

Низкая газонасыщенность. Для проб воды или глинистого раствора с малой газонасыщенностью описанный выше способ непригоден, поскольку основной

объем пробы газа остается в «мертвых» пространствах пробоотборника в растворенном состоянии. В этом случае газ извлекается методом «поджима», вакуумным, термическим и термовакuumным способами.

Метод дегазации «поджимом» (рис. XI 2, б) заключается в том, что после самопроизвольного выделения газа из пробоотборника в него через нижний клапан при помощи напорной колбы и шланга подается рассол (рабочая жидкость), вытесняющий в приемную колбу газ, оставшийся в «мертвых» пространствах, и затем пластовую воду. Вода при попадании в колбу разбрызгивается, и из нее выделяется растворенный при атмосферном давлении газ. Объем рассола в напорной колбе должен превышать внутренний объем пробоотборника и шлангов. О полном вытеснении газа из «мертвых» пространств судят по пре-

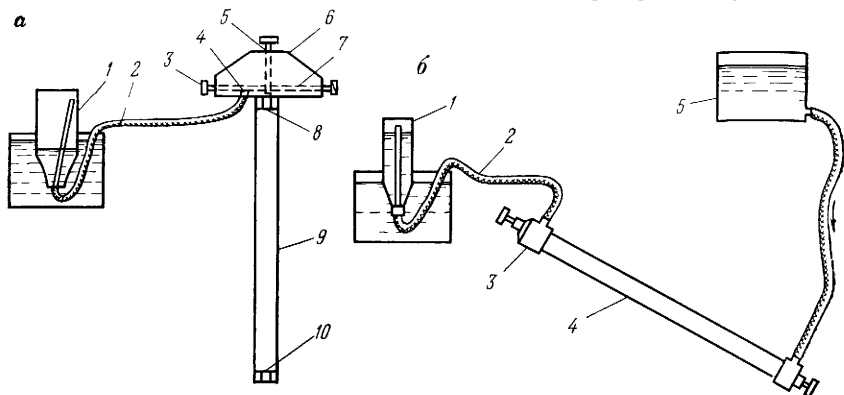


Рис. XI.2. Схема отбора газа из проточного пробоотборника.

а — при высокой газонасыщенности воды или глинистого раствора: 1 — приемная колба; 2 — резиновый шланг; 3 — вентиль; 4, 7 — штуцеры переводника; 5 — упорный шток; 6 — переводник; 8, 10 — клапаны пробоотборника; 9 — пробоотборник; б — методом «поджима»: 1 — приемная колба; 2 — резиновая трубка; 3 — переводник пробы; 4 — корпус пробоотборника; 5 — напорная емкость

крашению поступления пузырьков газа в приемную колбу при продолжающемся снижении уровня в напорной колбе. Недостаток способа «поджима» — частичная потеря для анализа отобранного пробоотборником флюида и возможность загрязнения пробы газа воздухом.

При вакуумном способе дегазации растворенный газ выделяется из воды благодаря низкому давлению над дегазируемой водой в специальных приборах (дегазатор Вещезерова, бутылка Савченко). Этот способ широко применяется из-за простоты прибора и быстроты (в течение 3—5 мин) выделения газа из воды, кроме того, никаких физико-химических процессов, влияющих на состав извлекаемых газов, не происходит, что является бесспорным преимуществом. Проведение нескольких циклов вакуумирования обеспечивает достаточную полноту отбора газа. В случае применения бутылки Савченко не достигается полной дегазации — в этом основной недостаток способа.

При термическом способе дегазации растворенный газ извлекается из воды путем нагрева ее до температуры кипения, что приводит к физико-химическим процессам, искажающим количественную характеристику извлекаемых растворенных газов. Однако чрезмерная простота приборов и методики дегазации термическим способом обуславливают его широкое применение в полевых условиях.

Термовакuumные дегазаторы имеющихся конструкций удобны для работы в стационарных условиях. В термовакuumном способе дегазации сочетаются многократное вакуумирование и нагрев дегазируемой пробы до 60 °С. При этом также происходит ряд процессов, изменяющих состав извлекаемых газов, как и при термическом способе дегазации.

Рассмотренные способы дегазации слабогазонасыщенных глубинных проб применяют при работе с проточными пробоотборниками.

Из поршневых беспроточных пробоотборников газ извлекается наиболее полно, просто и надежно путем «поджима» отобранной пробы поршнем через переводник и шланг в приемную колбу, заполненную рассолом (рис. XI.3).

При использовании методов с «поджимом» или без принудительной дегазации нет различий в определении состава газа или суммарной величины объема газа при газонасыщенности более $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Большее предпочтение при использовании способов без принудительной дегазации следует отдать термовакuumным способам с предварительным осаждением гидрокарбонатов в воде и введением поправки на углекислый газ.

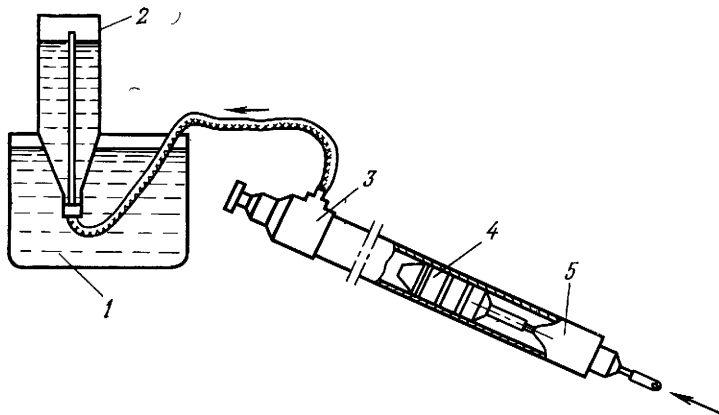


Рис. XI.3. Схема перевода пробы из пробоотборника типа ПИП-4:

1 — вспомогательный сосуд, 2 — приемная колба; 3 — переводник пробы, 4 — поршень; 5 — корпус пробоотборника

При отборе глубинных проб из первых поисково-разведочных скважин независимо от степени газонасыщенности следует проводить наиболее полную дегазацию пробы, используя метод «поджима» или вакуумную дегазацию.

Отбор проб нефти из пробоотборника

В случае отбора нефти глубинным пробоотборником производится однократное ее разгазирование по схеме, приведенной на рис. XI.4. Это позволяет получить точные сведения о содержании газа в нефти в пластовых условиях. Предварительно пробу с помощью установки (например, УПП-2) переводят в одинарный или двойной контейнер КЖ-3. При проведении однократного разгазирования должны быть соблюдены следующие условия:

а) проба в глубинном пробоотборнике должна находиться в жидкофазном состоянии, не обязательно при температуре пласта (газовый фактор и состав газа не зависят от температуры исходной пробы при условии, что последняя находится в жидкофазном состоянии, однако температура в пробоотборнике должна быть выше температуры начала образования твердых парафинов),

б) пробу из пробоотборника следует вытеснять с постоянной скоростью не выше $100\text{--}150 \text{ см}^3/\text{ч}$ в приемную колбу, помещенную в водяную баню (20°C) с газоотводной трубкой, которая присоединяется через трехходовой кран к газовым часам ГСВ-400 и к газометру, при этом необходимо иметь в виду следующее:

если температура замерзания нефти выше 20°C , то колбу следует термостатировать при температуре $+40^\circ\text{C}$;

входная трубка приемной колбы на конце должна иметь косой срез, обеспечивающий образование капель;

давление в газометре должно быть равно атмосферному;

для контроля давления в газоотводной трубке устанавливается U-образный водяной манометр, показывающий разность между атмосферным давлением и давлением в колбе;

для вытеснения пробы из пробоотборника в контейнер КЖ-3 следует использовать измерительный пресс и «поджимку» масло — соленая вода;

перед подключением колбы следует произвести контрольное вытеснение 10—15 см³ нефти из пробоотборника (контейнера КЖ-3) для удаления скопившихся в верхней части пузырьков газа и смачивание нефтью трубки от пробоотборника к приемной колбе;

соединительная трубка между пробоотборником и колбой должна быть как можно короче;

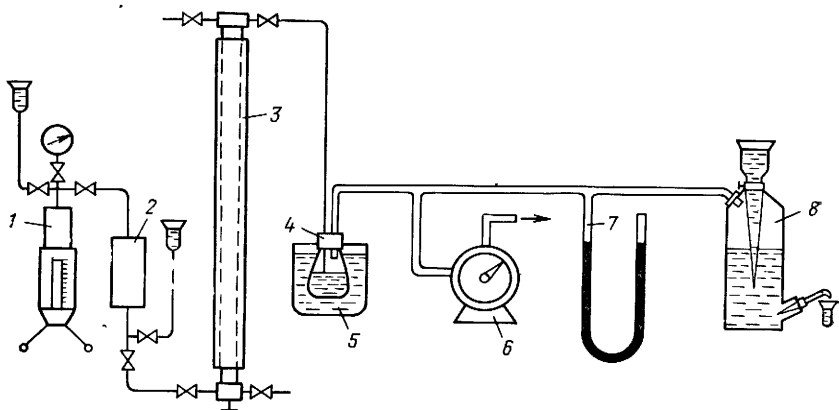


Рис. XI.4. Схема однократного разгазирования глубинной пробы:

1 — пресс; 2 — «поджимка» масло-соленая вода; 3 — пробоотборник; 4 — приемная колба; 5 — водяная баня, 6 — газовые часы; 7 — манометр; 8 — газометр

для проведения разгазирования следует брать не менее 20 м³ пробы, так как разгазированная нефть будет использоваться в дальнейшем для определения ее состава и физико-химических свойств:

в начале опыта газ следует пропускать через газовые часы (предусмотрев выпуск газа за пределы комнаты) для возможно более полного удаления воздуха из колбы и трубок, затем заполнить их газом и удалить воздух через газовые часы подливом воды в газометр (если эту операцию повторить несколько раз, то газ, собранный в газометр, будет содержать ничтожное количество воздуха);

в) объем газа необходимо пересчитать для нормальных условий, в объем газа должны быть введены отрицательная поправка на объем нефти, собранной в приемной колбе, и поправка на насыщенность газа водяными парами,

газовый фактор определяется делением объема газа, пропускаемого через газовые часы и собранного в газометре, на массу нефти в колбе;

г) газ, собранный в газометре, необходимо перевести в бутылки для последующего анализа — часть газа расходуется на пикнометрическое определение плотности, а по остальным пробам проводится не менее трех параллельных определений состава газа и двух пикнометрических определений плотности;

д) нефть, собранную в приемной колбе следует использовать для выявления компонентов от C₂H₄ до C₆H₁₄ с помощью аппарата Энглера (последнее время получает распространение прямой хроматографический способ нахождения углеводородного состава при атмосферных условиях без перегонки нефти на аппарате Энглера);

е) по результатам определения газового фактора, состава газа и нефти при атмосферных условиях (по методике, рассмотренной ниже) необходимо определить состав нефти в пластовых условиях.

Отбор пробы газа или газоконденсата из пробоотборника

При отборе пробоотборником пробы газа или газоконденсата пробы переводят в контейнер КЖ-3 или конструктивно подобные ему — объемом 200—250 мл. Очень удобен для отбора пробы контейнер с трехвентильной головкой и штуцером для манометра.

Из-за значительного коэффициента термического расширения газа (газоконденсата) и возможности существенного повышения температуры при транспортировке (от минус 20—30 °С при заполнении контейнера до плюс 30—40 °С при транспортировке) давление в контейнере может превысить безопасное. Поэтому, если нет возможности перевозить контейнер в ящике со льдом, после окончания заполнения контейнера наблюдают за повышением давления по манометру и, осторожно открывая выпускной вентиль, выпускают небольшие порции газа (конденсата), осуществляя прогрев контейнера до температуры среды, в которой он перевозился. Это делается с той целью, чтобы давление в контейнере не превосходило давления, на которое он рассчитан. О завершении процесса прогрева судят по прекращению роста давления. Запрещается хранить контейнер в утепленных помещениях.

Перед тем как занести контейнер в помещение лаборатории, к нему присоединяют манометр и открывают вентиль. Если давление повысилось, выпускают небольшое количество газа (газоконденсата). Заносить контейнер с газоконденсатом в помещение лаборатории без подключенного манометра не разрешается.

В лаборатории производят разрядку контейнера с газом и однократное разгазирование жидкой фазы конденсата.

При разрядке контейнера с газом к нижнему вентилю контейнера, как показано на рис. XI.5, присоединяют ловушку с градуированным приемником объемом 10—20 см³, помещенную в баню при температуре 20 °С. Слегка открывая вентиль, пропускают газ через ловушку и газовые часы со скоростью не более 50 л/ч и заполняют одну-две бутылки. Контейнер медленно разряжают до атмосферного давления, измеряют объем газа и скопившегося в ловушке конденсата, а также определяют плотность и относительную молекулярную массу конденсата. При ограниченном его количестве, но наличии прозрачности, плотность и относительную молекулярную массу конденсата находят по показателю преломления по известным корреляциям для алканов.

Пробу конденсата подвергают однократному разгазированию, вытесняя ее рассолом NaCl из контейнера под давлением сжатого воздуха из баллона. В процессе разгазирования давление в контейнере с конденсатом должно быть выше, чем в пробоотборнике с отобранной пробой.

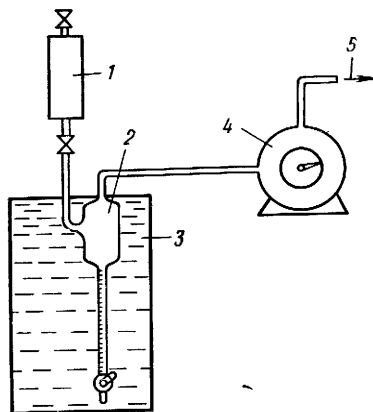


Рис. XI.5. Схема разрядки контейнера с пробой газа:

1 — контейнер, 2 — ловушка с градуированным приемником объемом 10—20 см³; 3 — водяная баня, 4 — газовые часы; 5 — выход газа в приемный сосуд

АНАЛИЗ ОТОБРАННЫХ ПРОБ ЖИДКОСТИ И ГАЗА

Пробы флюида, отобранного в результате испытания, доставляются в физико-химическую лабораторию для проведения детального анализа. Причем те пробы, которые отобраны на поверхности в бутылки или какие-либо другие герметичные

сосуды, направляются непосредственно в лабораторию, а пробы, отобранные с помощью глубинных пробоотборников, предварительно транспортируются в пробоотборниках на базу (в цеха) экспедиций по испытанию скважин, где проводится их перевод в стационарных условиях в пробоотборники и сосуды, и лишь затем проба попадает в физико-химическую лабораторию.

Если есть возможность, то часть проб, отбираемых из бурильных труб на поверхности, должна быть подвергнута экспресс-анализу непосредственно на месте проведения испытания сразу же после извлечения испытателя пластов из скважины. Для каждой пробы визуальнo определяют состав (содержание), цвет, запах и замеряют плотность и удельное сопротивление. Это дает возможность оперативно выдать предварительное заключение о насыщенности пласта, а вместе с данными экспресс-оценки параметров пласта сделать вывод об ожидаемой продуктивной характеристике скважины.

В результате промысловых замеров и лабораторных опытов определяют: газоконденсатный фактор по замерам в процессе исследования скважины; состав газа (если было отобрано некоторое количество конденсата или нефти и определены их относительные количества, их следует пересчитать на молярную концентрацию в газе, охарактеризовать как C_6H_{14} + высшие или C_7H_{16} -высшие» и учесть в составе газа); газовый фактор при однократном разгазировании жидкой пробы (конденсата); состав газа однократного разгазирования; плотность и относительная молекулярная масса конденсата, полученного в опыте; состав основных компонентов в конденсате.

Пользуясь этими данными, можно вычислить состав системы.

Все аналитические определения должны быть выполнены по двум параллельным пробам, отобранным в одинаковых условиях. Число анализов по каждой пробе должно быть не менее трех для газа и не менее двух — для газоконденсата.

Следует отметить, что все меры предосторожности при транспортировке проб газа и газоконденсата в равной мере относятся и к транспортировке проб нефти.

В отобранных пробах воды или смеси фильтрата и глинистого раствора (после их отстаивания) помимо их химического состава определяются следующие параметры: давление насыщения исследуемой пробы; количество Cl (в mg/cm^3), особенно для непредставительных проб; удельное сопротивление (в $Om \cdot m$), особенно для проб фильтрата; газовый фактор и коэффициент увеличения объема пробы воды; количество растворенного в воде газа в зависимости от давления при пластовой температуре; коэффициент увеличения объема пластовой воды при различных газовых факторах и неизменной пластовой температуре; вязкость пластовой воды в зависимости от температуры, давления и количества растворенного в ней газа; плотность насыщенной воды при различных газовых факторах и пластовой температуре (плотность фильтрата в случае непредставительной пробы); коэффициент сжимаемости и термического расширения насыщенной воды при различных газовых факторах; коэффициент сжимаемости газа, растворенного в воде; поверхностное натяжение на границе нефть—газ, газ—вода, нефть—вода в пластовых условиях (определяют лишь в некоторых случаях); соленость или минерализация пластовой воды или фильтрата.

В отобранных пробах нефти кроме химического состава определяются следующие параметры: содержание (в %) смол, серы, ароматических веществ, парафина, акцизных смол, селитратовых смол и асфальтенов; выход светлых фракций при разгонке по Энглери (в %); плотность (в g/cm^3); вязкость (в $Pa \cdot s$); сжимаемость в $1/MPa$; фракционный состав при разгонке до $300^\circ C$; температура начала кипения, испарения (в $^\circ C$); температура застывания (в $^\circ C$); содержание соли в нефти (в mg/cm^3); упругость паров нефти (в MPa); молекулярную массу (в г).

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА ПРОБ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗА

В случае отбора чистого представительного образца пластовой жидкости — нефти и воды — никаких затруднений в оценке насыщенности пласта не возникает.

Когда же по результатам испытания отбираются газ и смесь газа с водой, глинистым раствором (что на практике встречается гораздо чаще), то всегда возникает вопрос: является ли отобранный газ попутным газом нефтяной залежи или растворенным в пластовой воде, или же это природный газ? Особенно большие трудности возникают при небольших объемах поступления жидкости в трубы.

Характер насыщения пласта в подобных случаях оценивают по данным компонентного состава отбираемого из смеси газа, так как его состав зависит от того, в каком состоянии он находился в пласте.

Углеводородные газы газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей в подавляющем большинстве представляют собой смеси, состоящие из предельных углеводородов (C_nH_{2n+2}).

Углеводороды от метана CH_4 до бутана C_4H_{10} включительно при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии, а остальные в этих же условиях — в жидком виде. Пропан и бутан при незначительном повышении давления легко переходят в жидкое состояние. Это следует учитывать при приведении отобранной пробы газа к поверхностным условиям.

Наряду с углеводородами в составе газов отмечается азот N_2 , углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S и редкие газы R.

Основные компоненты газа, растворенного в пластовых водах, — азот и метан. Из прочих газов в заметных количествах присутствуют сероводород, углекислый газ, реже инертные газы. Содержание азота может быть до 50% и более. Углеводородные компоненты на 85—90% и более представлены метаном, так как тяжелые углеводороды, обладающие ничтожной растворимостью в воде, практически отсутствуют.

Природный газ состоит в основном из метана (более 90%) и незначительного количества углеводородных компонентов, может содержать также азот (в среднем 10%), углекислый газ, гелий, аргон, неон и водяные пары. Особо распространен гелий, концентрация которого меняется в широких пределах (от сотых долей процента до десятков процентов). Из парообразных углеводородов может содержаться пентан, но не более 1,5%.

Попутный газ представлен углеводородами парафинового ряда от метана до гексана включительно. Из неуглеводородных компонентов основным является азот, содержание которого нередко достигает 50%. Почти всегда имеются следы инертных газов — аргона и гелия. Особенность углеводородного состава попутных газов — сравнительно низкий процент метана и соответственно высокий процент высокомолекулярных углеводородов. Попутные газы всех известных месторождений содержат метан в составе углеводородов, редко более 60%, по большинству месторождений — 40—50%. Этим попутный газ значительно отличается от природного газа и газа пластовых вод, что создает предпосылки для распознавания нефтеносных пластов по данным компонентного анализа газа.

Быстрое определение типа вновь открытой залежи имеет важное значение для правильной организации последующей разработки месторождений. Для этой цели используется ряд признаков, отличающих газовые залежи от газоконденсатных и последние от нефтяных. У газов газоконденсатных залежей отношение концентраций этана C_2 и пропана C_3 меньше по сравнению с газами чисто газовых залежей.

$$\left(\frac{C_2}{C_3}\right)_g > \left(\frac{C_2}{C_3}\right)_{гк} > \left(\frac{C_2}{C_3}\right)_н,$$

где индексами обозначены: г — газовая залежь; гк — газоконденсатная; н — нефтяная.

Газы газовых месторождений примерно в 70% случаев характеризуются соотношением $C_2/C_3 > 3$. Для нефтяных залежей лишь в 1% изученных месторождений содержится газ, для которого отношение C_2/C_3 оказалось больше 3.

Содержание бутанов в газах газоконденсатных залежей в 2—15 раз меньше, чем этана.

В качестве одного из критериев при оценке типа залежей можно использовать соотношение $\frac{\text{изобутан}}{\text{n-бутан}}$. Для газовых месторождений эта величина колеблет-

ся в пределах 0,9—1,05. Для попутного газа и газовых шапок нефтяных и газоконденсатных залежей с жидкой оторочкой $\frac{\text{изобутан}}{\text{n-бутан}}$ составляет 0,5—0,8. Тип залежи (газонефтяная или газоконденсатная) можно определить по величине газового фактора, плотности жидкой фазы и ее цвету. Установлено, что при газовом факторе 900—1100 м³/м³ и плотности стабильной (не содержащей легких углеводородов) жидкой фазы, не превышающей 0,78 г/см³, месторождение является газоконденсатным. Если плотность стабильной жидкости выше 0,78 г/см³, а газовый фактор меньше 630—650 м³/м³, залежь — нефтяная.

Вязкость конденсата большинства газоконденсатных месторождений не превышает 1,5—2 МПа·с при $t=20^{\circ}\text{C}$.

В отличие от нефтей в газоконденсатах не содержатся асфальтены.

Максимальное содержание ароматических углеводородов в конденсатах приходится на фракции, выкипающие в пределах 120—150 или 150—200 $^{\circ}\text{C}$. Содержание их в более высококипящих фракциях уменьшается. У нефтей с повышением температуры кипения количество ароматических углеводородов почти всегда возрастает.

По результатам исследования газоконденсата более чем 30 газоконденсатных месторождений установлено, что газоконденсатная залежь является газовой шапкой нефтяной залежи в том случае, если в газе содержится более 1,75% (мольная концентрация) «С₅ + выше» или если выход стабильного конденсата (т. е. конденсата с вычетом легких газовых фракций) составляет более 80 см³/м³, а пластовое давление выше 16 МПа.

С повышением давления в конденсате увеличивается растворимость углеводородов «С₅ + выше». Рост температуры способствует увеличению в газовой фазе растворимости тяжелых углеводородов. Эти факторы (а не контакт с нефтью) могут быть причиной высокого содержания в газе «С₅ + выше».

Условия возникновения залежи и миграции углеводородов могли быть такими, что в газе, выделившемся из нефти в процессе миграции, может сохраниться высокое содержание «С₅ + выше» (при соответствующем пластовом давлении и температуре). Все это означает, что могут встречаться газоконденсатные залежи с относительно высоким содержанием углеводородов «С₅ + выше», но не подстилаемые нефтяной залежью.

В табл. XI.1 представлено распределение углеводородов в природных нефтяных газах газовых и газоконденсатных и нефтяных залежей [7].

Таблица XI.1

Объемная доля углеводородов в газах различных залежей

Компонент	Содержание компонентов в газах залежей, %		
	газовой	газоконденсатной	нефтяной
СН ₄	80—99,5	80—94,5	20—97,0
С ₂ H ₆	3,0	4,5	3,0
С ₃ H ₈	0,005—2,0	0,9—3,5	0,2—4,0
С ₄ H ₁₀	0,001—0,4	0,3—2,0	2,5
С ₅ H ₁₂	0,001—0,3	1,5	2,0
С ₆ H ₁₄	0,001	1,0	2,0
	(следы)		
С ₇ H ₁₆ + выше	0,001	3,0	40,0
	(следы)		

РАСЧЕТ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ДЛЯ ЗАБОЙНЫХ УСЛОВИЙ

Расчет физических параметров газа

В основе расчета параметров газа лежит уравнение Клапейрона

$$pV = z_mRT,$$

(XI.1)

являющееся обобщенным газовым законом, в которое вводится поправка z (коэффициент сжимаемости, учитывающая отклонение свойств реального газа от идеального).

В уравнении (XI.1) p — давление, V — объем, m — масса газа; $R=8,32 \cdot 10^3$ Дж/кмоль·К — универсальная газовая постоянная; T — температура, К.

Коэффициент z для углеводородного газа определяют по экспериментальным графикам М. Стайдинга и Д. Катца (рис. XI.6), которые представляют собой обобщенные зависимости изменения коэффициента сжимаемости от приведенных величин температуры и давления

$$T_{пр} = T_{пл}/T_{кр} \quad \text{и} \quad p_{пр} = (p_{пл} + p_{н.п})/2p_{кр}, \quad (\text{XI.2})$$

где

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n m_{y,i} T_{кр,i}; \quad p_{кр} = \sum_{i=1}^n m_{y,i} p_{кр,i},$$

где $m_{y,i}$ — содержание i -го компонента углеводородного газа в смеси; $T_{кр,i}$ и $p_{кр,i}$ — критические температура и давление i -го компонента углеводородного газа; $T_{пл}$ и $p_{пл}$ — пластовые температура и давление; $p_{н.п}$ — давление в начале притока

Критические параметры для различных газов приведены ниже.

Параметры	Критическое давление, МПа	Критическая температура, К	Относительная молекулярная масса
Метан	4,73	191	16
Этан	4,98	305	30
Пропан	4,34	370	44
Изобутан	3,82	407	58
Нормальный бутан	3,87	425	58
Изопентан	3,39	461	72
Нормальный пентан	3,41	470	72
Гексан	3,05	508	86
Углекислый газ	7,29	304	44
Сероводород	8,89	373	34
Азот	3,35	125	28
Воздух	3,72	132	29

В случаях, когда компонентный анализ газа не проводился и предполагается, что газ состоит только из углеводородной части, то при проведении практических экспресс-расчетов для определения критических параметров можно пользоваться эмпирическим графиком (см. рис. XI.6), учитывающим $p_{кр}$ и $T_{кр}$ только в зависимости от плотности газа.

Если в пластовый газ кроме углеводородной части входят азот и углекислый газ, то коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси можно определить с использованием дополнительных графиков, отражающих зависимость коэффициента z от критических параметров каждого из указанных компонентов (рис. XI.7).

Суммарный коэффициент сверхсжимаемости в этом случае подсчитывается как сумма произведений коэффициента сверхсжимаемости каждого компонента z_i на удельную долю данного компонента y_i :

$$z = \sum_{i=1}^n z_i y_i. \quad (\text{XI.3})$$

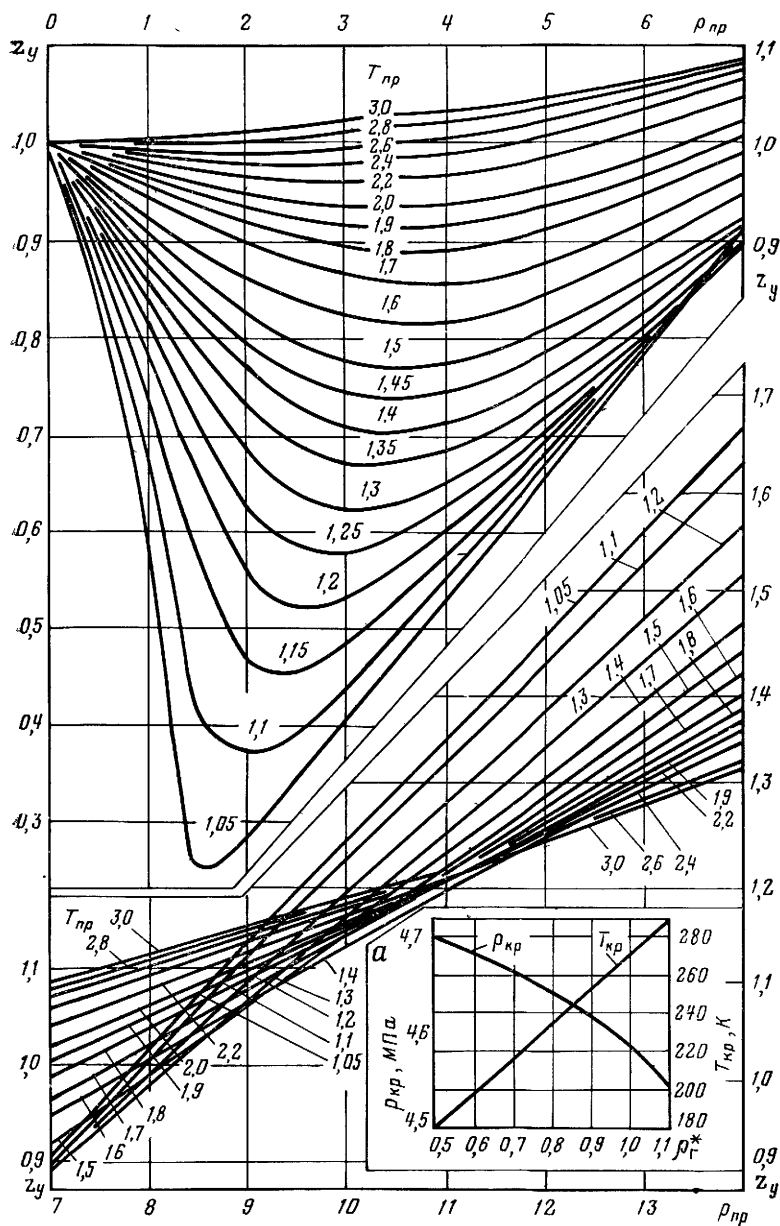


Рис. XI.6. Зависимость коэффициента сжимаемости углеводородного газа z_y от приведенных давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$

Другой обобщенный показатель, необходимый для расчета параметров пластового флюида — средняя молекулярная масса смеси:

$$M_r = \sum_{i=1}^n y_i M_i, \quad (\text{XI.4})$$

где M_i — относительная молекулярная масса смеси; y_i — количество i -го компонента (в долях единицы) в массовом исчислении.

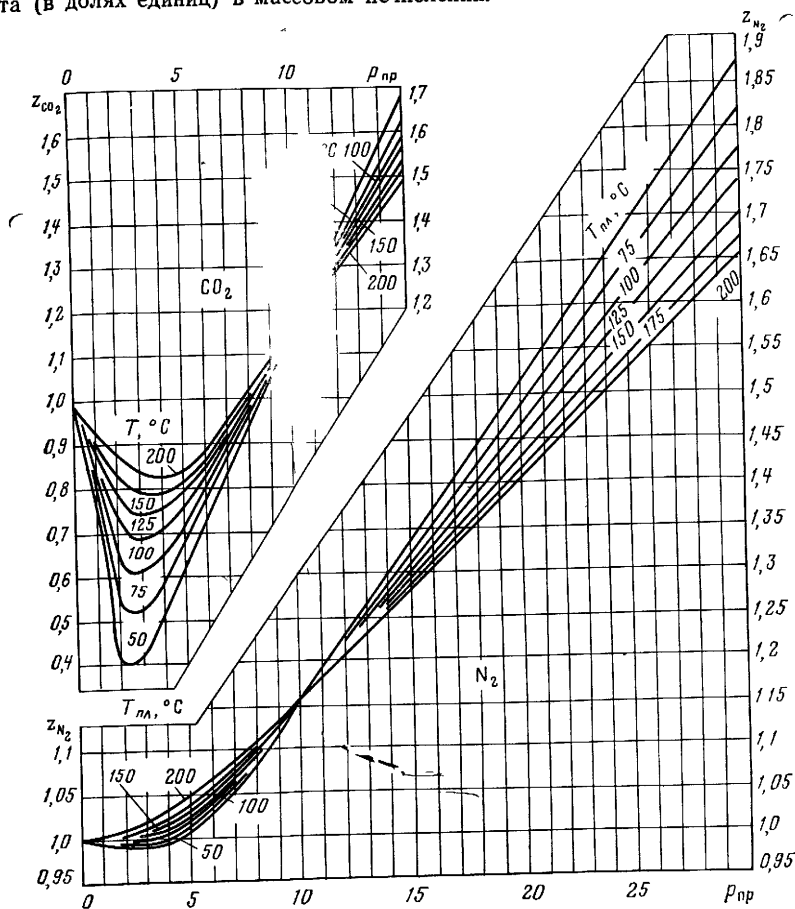


Рис. XI.7. Зависимости коэффициентов сжимаемости азота z_{N_2} и углекислого газа z_{CO_2} от приведенного давления $p_{пр}$ и пластовой температуры $T_{пл}$

На основе найденных параметров z и M_r можно найти для забойных и пластовых условий значения объемного коэффициента, относительной плотности, удельного веса, вязкости и сжимаемости газа.

1. Объемный коэффициент газа

$$B_r = z \frac{T_{пл}}{T_0} = \frac{2p_0}{p_{пл} + p_{н.п}}, \quad (\text{XI.5})$$

где T_0 , p_0 — температура и давление в нормальных условиях.

2. Плотность газа для забойных и пластовых условий можно найти по величине относительной плотности газа:

$$\rho_r^* = M_r/M_v, \quad (XI.6)$$

где M_v — молекулярная масса воздуха, равная 29.

Тогда, используя уравнение Клапейрона (XI.1), в котором массу газа представим в виде произведения плотности газа на его объем ($m = \rho_r V$), и численное значение универсальной газовой постоянной $R = \frac{8,32 \cdot 10^8}{29 \rho_r^*}$, получаем расчетную формулу для определения ρ_r :

$$\rho_r = 3,485 \cdot 10^{-3} \frac{\rho_r^* p}{z T_{пл}}, \quad (XI.7)$$

где $p = p_{пл}$ — давление в пластовых условиях или $p = p_z$ ср давление в забойных условиях; z — коэффициент сверхсжимаемости для пластовых или забойных условий.

Удельный вес газа

$$\gamma_r = \frac{\rho g}{z R T}.$$

3. Вязкость газа (μ_1) определяется с помощью номограмм Н. Карра, Р. Кабояччи и Д. Барроу [18], представленных на рис. XI.8, XI.9.

Используя указанные номограммы, можно рассчитать по формуле μ_r

$$\mu_r = (\mu_r/\mu_1) \mu_1, \quad (XI.8)$$

где μ_r/μ_1 — относительная динамическая вязкость природного газа, определяется по номограмме (см. рис. XI.9) в зависимости от приведенных давления $p_{пр}$ и температуры $T_{кр}$; μ_1 — динамическая вязкость природного газа при $p_0 = 0,1$ МПа

$$\mu_1 = \mu_{y,1} + \sum_{i=1}^n \Delta \mu_i, \quad (XI.9)$$

Здесь $\mu_{y,1}$ — динамическая вязкость углеводородной части природного газа (при $p_0 = 0,1$ МПа), определяемая по основной номограмме (рис. XI.8) в зависимости от молекулярной массы углеводородной части M_y , рассчитанной по формуле (XI.10), и температуры T , при которой находится данный природный газ; $\Delta \mu_i$ — поправки к $\mu_{y,1}$ в случае присутствия в природном газе азота N_2 , углекислого газа CO_2 и сероводорода H_2S ; указанные поправки находятся по дополнительным графикам (см. рис. XI.8) в зависимости от процентного содержания этих компонентов в природном газе и относительной плотности данного природного газа ρ_r^* .

4. Упругость (сжимаемость) газа вычисляется по формуле

$$\beta_r = \beta_{пр}/\rho_{кр}, \quad (XI.10)$$

где $\beta_{пр}$ — приведенный коэффициент объемной упругости природного газа, определяемый по номограмме А. Трубе [18], представленной на рис. XI.10, в зависимости от приведенных параметров $p_{пр}$ и $T_{пр}$.

Пример. Смесь газа состоит из 60% метана, 15% этана, 12% пропана, 8% азота, 5% углекислого газа. Пластовое давление 20 МПа и температура 100 °С. Температура на поверхности 20 °С.

Расчет параметров.

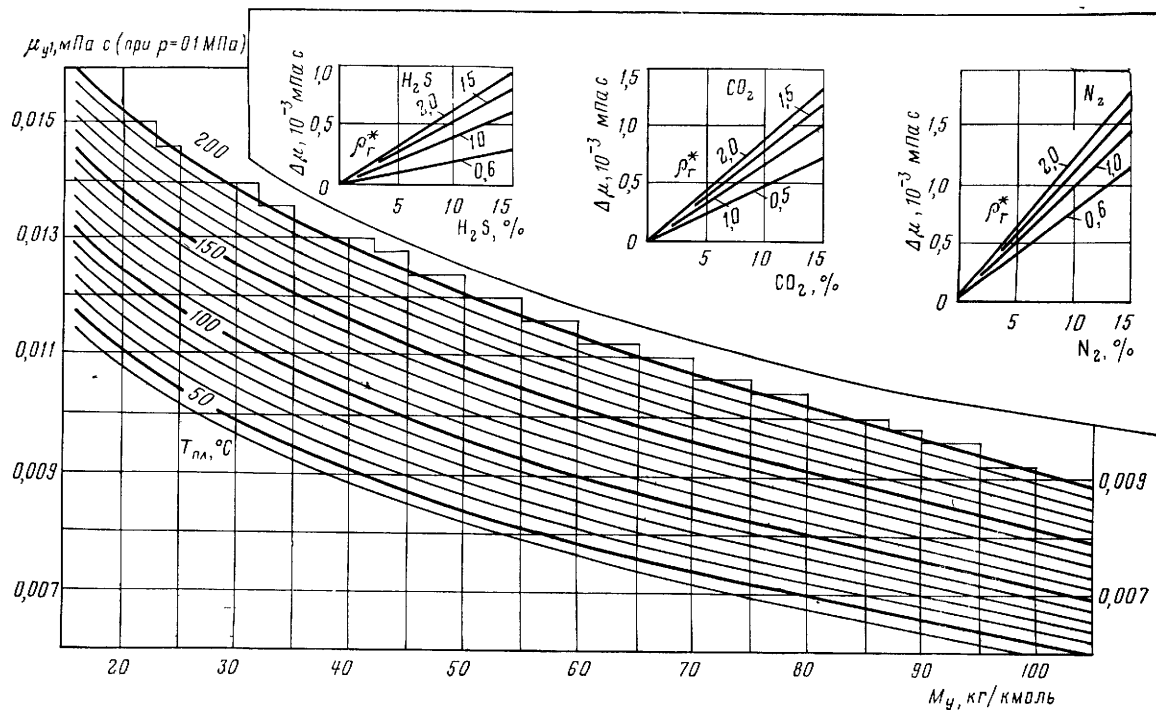


Рис. XI.8. Зависимость динамической вязкости углеводородного газа μ_1 (при $p = 0.1 \text{ МПа}$) от его молекулярной массы M_y и пластовой температуры $T_{пл}$

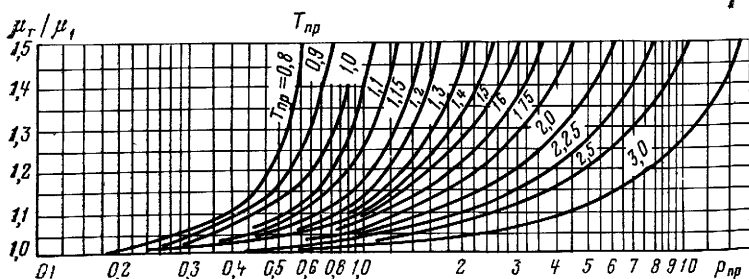
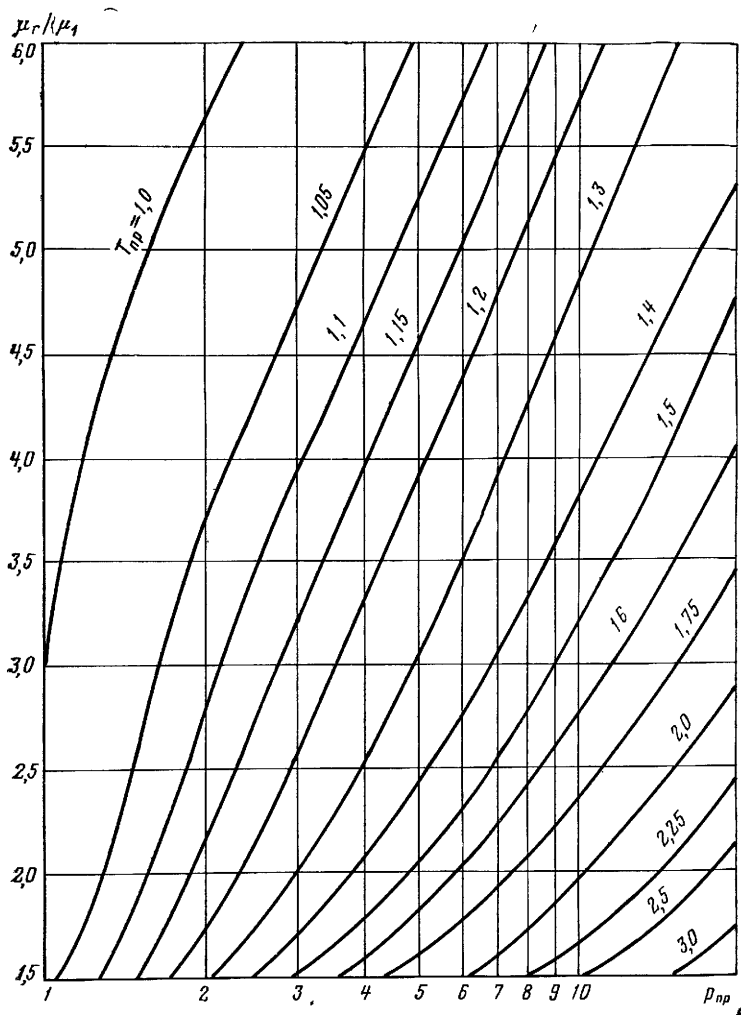


Рис. XI.9. Зависимость относительной вязкости газа μ_r/μ_1 от приведенных давлений $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$

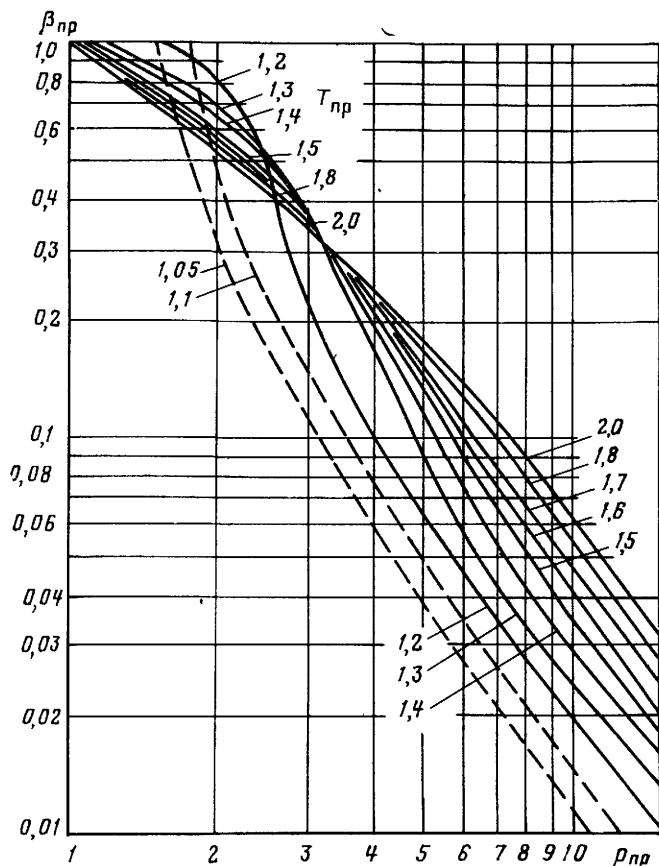


Рис. XI.10. Зависимость приведенного коэффициента объемной упругости газа $\beta_{пр}$ от приведенных давлений $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$

1. Определяем доли метана, этана и пропана в углеводородной части газовой смеси:

$$y_{CH_4} = \frac{0,6}{0,6 + 0,15 + 0,12} = 0,69; \quad y_{C_2H_6} = \frac{0,15}{0,6 + 0,15 + 0,12} = 0,17;$$

$$y_{C_3H_8} = \frac{0,12}{0,6 + 0,15 + 0,12} = 0,14.$$

2. Находим критические параметры углеводородной части газа:

$$p_{кр} = 0,69 \cdot 4,73 + 0,17 \cdot 4,98 + 0,14 \cdot 4,34 = 4,71 \text{ МПа};$$

$$T_{кр} = 0,69 \cdot 191 + 0,17 \cdot 305 + 0,14 \cdot 370 = 235,5 \text{ К}.$$

3. Приведенные параметры газа:
углеводородной части

$$p_{пр} = 20/4,71 = 4,251; \quad T_{пр} = 373/235,5 = 1,58;$$

азота

$$\rho_{\text{пр}} = 20/3,35 = 5,98; \quad T_{\text{пр}} = 373/125 = 2,98;$$

углекислого газа

$$\rho_{\text{пр}} = 20/7,29 = 2,75; \quad T_{\text{пр}} = 373/304 = 1,23.$$

Приведенные параметры всей смеси

$$\rho_{\text{пр}} = 0,87 \cdot 4,25 + 0,08 \cdot 5,98 + 0,05 \cdot 2,75 = 4,31;$$

$$T_{\text{пр}} = 0,87 \cdot 1,58 + 0,08 \cdot 2,98 + 0,05 \cdot 1,23 = 1,67.$$

4. Молекулярная масса газа

$$M_{\text{г}} = 0,6 \cdot 16 + 0,15 \cdot 30 + 0,12 \cdot 44 + 0,08 \cdot 28 + 0,05 \cdot 44 = 2,2.$$

5. Коэффициент сверхсжимаемости:

$$z_{\text{у}} = 0,81 \text{ (по рис. XI.6);}$$

$$z_{\text{N}_2} = 1,05 \text{ (по рис. XI.7);}$$

$$z_{\text{CO}_2} = 0,70 \text{ (по рис. XI.7);}$$

$$z_{\text{см}} = 0,87 \cdot 0,81 + 0,08 \cdot 1,03 + 0,05 \cdot 0,7 = 0,824.$$

6. Объемный коэффициент газа

$$B_{\text{г}} = 0,824 \cdot \frac{373}{293} \cdot \frac{0,1}{20} = 0,0052.$$

7. Относительная плотность газа

$$\rho^*_{\text{г}} = 23,8/29 = 0,82.$$

8. Плотность газа

$$\rho_{\text{г}} = 3,485 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,82 \cdot 20 \cdot 10^6}{0,824 \cdot 373} = 185,9 \text{ кг/м}^3.$$

9. Вязкость газа.

По рис. XI.9 ($\mu_{\text{г}}/\mu_1$) = 1,7, по рис. XI.8 — $\mu_1 = 0,012$ мПа·с.

Поправка на азот и углекислый газ:

$$\Delta\mu_{\text{N}_2} = 0,0007, \text{ мПа·с;}$$

$$\Delta\mu_{\text{CO}_2} = 0,0003, \text{ мПа·с.}$$

Отсюда

$$\mu_1 = 0,012 + 0,0007 + 0,0003 = 0,013, \text{ мПа·с.}$$

Наконец,

$$\mu_{\text{г}} = 1,7 \cdot 0,013 = 0,022 \text{ мПа·с.}$$

10. Коэффициент объемной упругости газа для $\beta = 0,19$ (см. рис. XI.10);

$$\beta_{\text{г}} = 0,19/47,1 = 0,004.$$

Расчет физических параметров нефти

Особенность расчета параметров нефти для забойных и пластовых условий связана с необходимостью учета растворимости в ней газа. В условиях нефтегазовых залежей количество газа, растворенного при данной температуре в 1 м³ дегазированной нефти $V_{\text{р.г}}$, можно определить по номограмме, представленной на рис. XI.11, в зависимости от давления насыщения нефти ($p_{\text{н}}$), пластовой температуры ($T_{\text{пл}}$), плотности дегазированной нефти ($\rho_{\text{н}}$) и относительной плотности газа $\rho_{\text{г}}^*$.

При отсутствии каких-либо из указанных параметров, характеризующих свойства нефти, объем растворенного газа в нефти можно вычислить по формуле (закону Генри)

$$V_{p,r} = L_{г,n} / p_r \quad (XI.11)$$

которая, как известно из опытных данных, достаточно хорошо описывает характер растворимости газа в нефти при повышении давления до давления насыщения.

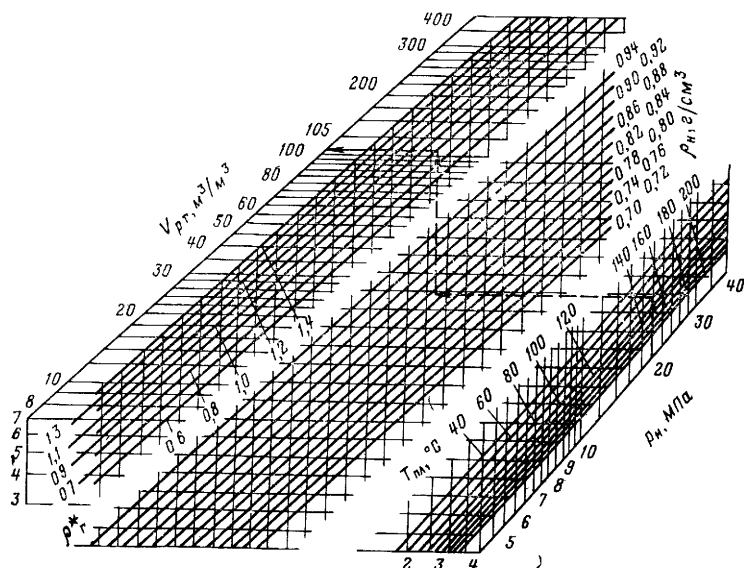


Рис. XI.11. Зависимость количества газа, растворенного в 1 м³ нефти, V_{pr} от давления насыщения p_r , пластовой температуры $T_{пл}$, плотности дегазированной нефти ρ_n и относительной плотности газа $\rho_{г*}$.

В формуле (XI.11) $\alpha_{г,n}$ коэффициент растворимости газа в нефти может принимать значения в пределах $4-5 \frac{m^3/m^3}{MPa}$, где нижний предел относится к газам с высоким содержанием (более 90%) метана, а верхний — к газам с высоким содержанием (50—60%) углеводородов C_2H_6 и высших, т. е. к попутным газам нефтяных месторождений.

Зная параметры растворимости газа в нефти и плотность дегазированной нефти ρ_n , можно определить основные физические параметры нефти для забойных и пластовых условий.

1. Объемный коэффициент нефти B_n характеризует степень увеличения нефти при переводе ее из нормальных условий в пластовые, и наоборот, т. е.

$$B_n = V_{(n+г)пл} / V_{н.пов}, \quad (XI.12)$$

где $V_{(n+г)пл}$ — объем нефти в пластовых условиях; $V_{н.пов}$ — объем нефти в нормальных (поверхностных) условиях.

Если не удается экспериментально (с помощью PVT-бомб), определить объемный коэффициент нефти, то его можно рассчитать следующим образом.

Расчет сводится к определению степени увеличения заданного объема нефти за счет растворения в ней газа с учетом поправок на давление и температуру. В качестве исходного берем объем $V_{н,1} = 1 m^3$ дегазированной нефти.

Сначала находим кажущуюся (условную) плотность растворенного газа

($\rho_{г. каж}$) по известным величинам относительной плотности газа ρ_r^* и плотности дегазированной нефти ρ_n с использованием основных кривых номограммы.

Масса растворенного газа в нефти определяется по формуле

$$M_r = V_{р.г} \rho_r^* 29/22,4 = 1,3 V_{р.г} \rho_r^*, \quad (XI.13)$$

где 22,4 м³ — объем, занимаемый 1 кмолем любого газа при нормальных условиях, следовательно, отношение $V_{р.г}/22,4$ выражает количество киломолей газа, растворенного в нефти; $\rho_r^* \cdot 29$ — масса 1 кмольа данного газа, кг.

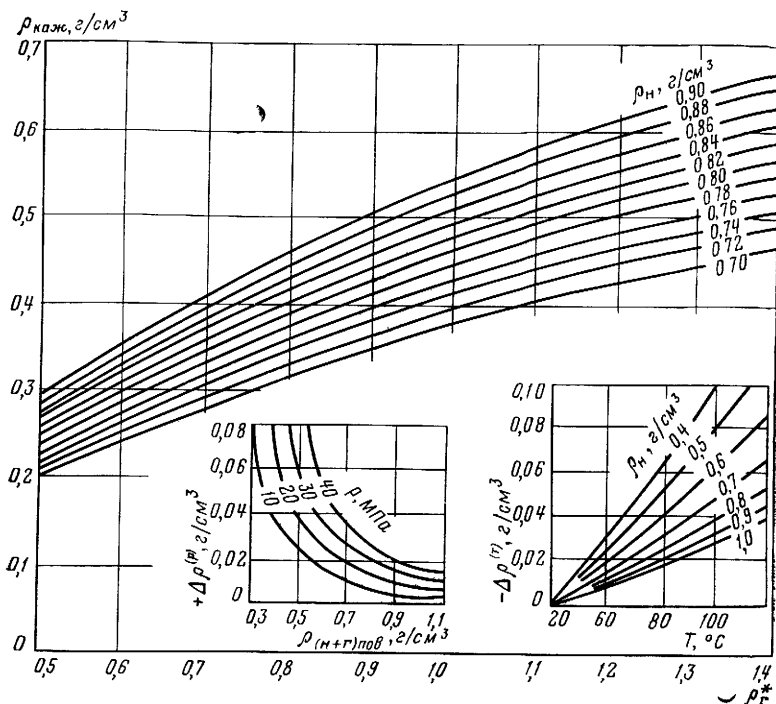


Рис. XI.12. Зависимость кажущейся плотности растворенного газа $\rho_{г. каж}$ от относительной плотности газа ρ_r^* и плотности нефти в нормальных условиях ρ_n

При этом общая масса 1 м³ нефти и растворенного газа

$$M_{н+г} = M_n + M_r, \quad (XI.14)$$

где $M_n = \rho_n V_{н.1}$ — масса 1 м³ нефти.

Поскольку приращение объема нефти ΔV за счет растворенного в ней газа равно

$$\Delta V = M_r / \rho_{г. каж}, \quad (XI.15)$$

то плотность нефти с растворенным в ней газом (в нормальных условиях) составит

$$\rho_{(н+г)пов} = M_{н+г} / (V_{н.1} + \Delta V). \quad (XI.16)$$

С учетом поправок на давление $\Delta \rho^{(p)}$ и температуру $\Delta \rho^{(T)}$, по графикам на рис. XI.12 находится плотность нефти с растворенным газом в пластовых условиях.

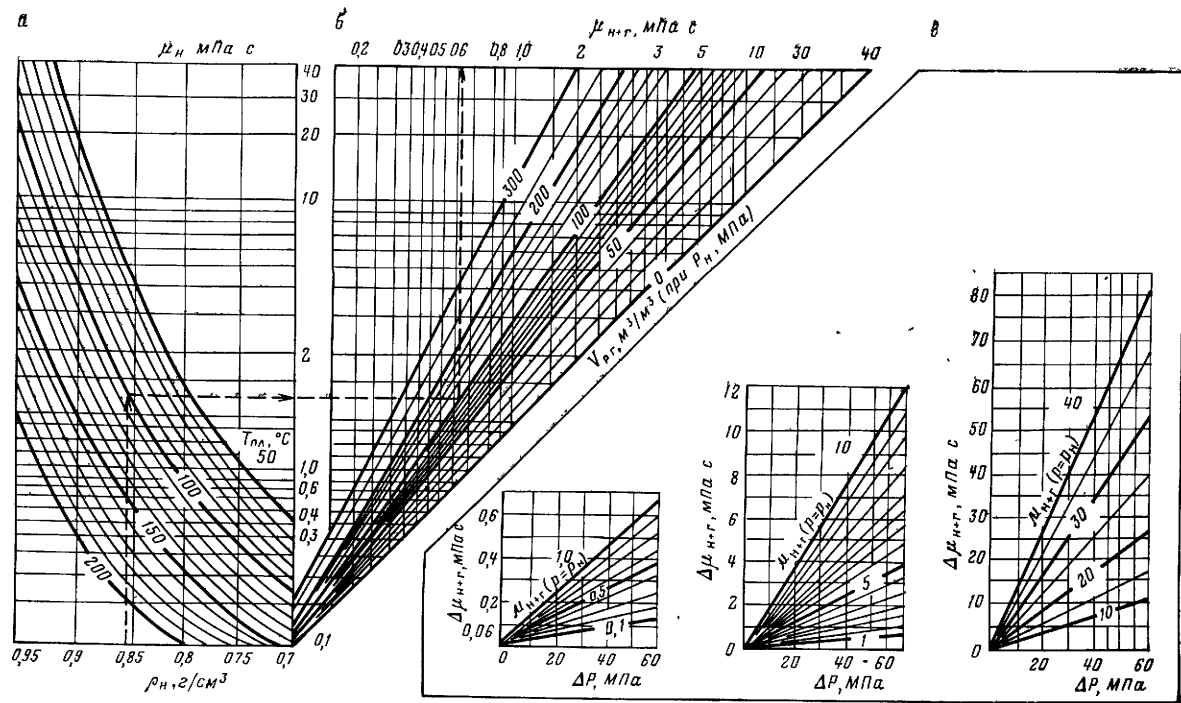


Рис. XI.13. Зависимость динамической вязкости газонасыщенной нефти $\mu_{n+г}$ от плотности дегазированной нефти ρ_n , пластовой температуры $T_{пл}$ и количества растворенного газов 1 м³ нефти $V_{гр}$ при давлении насыщения P_n

$$\rho_{(n+g)пл} = \rho_{(n+g)пов} + \Delta\rho^{(p)} - \Delta\rho^{(T)}. \quad (XI.17)$$

Объем нефти, приведенный к пластовым условиям, составляет

$$V_{н.1} + \Delta V_{пл} = M_{n+г}/\rho_{(n+г)пл}. \quad (XI.18)$$

Таким образом, объемный коэффициент нефти можно рассчитать по формуле

$$B_n = (V_{н.1} + \Delta V_{пл})/V_{н.1} \quad (XI.19)$$

Приведенный порядок определения объемного коэффициента иллюстрирует существование расчетного метода нахождения B_n .

На практике не обязательно повторять весь этот порядок громоздкого расчета объемного коэффициента нефти, а можно воспользоваться одной формулой, получающейся путем представления $\Delta V_{пл}$ в выражении (XI.18) через параметры исходных зависимостей (IX.13) — (XI.17), которая имеет вид

$$B_n = \frac{(M_n + M_g)(\rho_{г.каж} + M_g)}{(M_n + M_g)\rho_{г.каж} + (\rho_{г.каж} + M_g)(\Delta\rho^{(p)} - \Delta\rho^{(T)})}. \quad (XI.20)$$

2. Изменение вязкости нефти при наличии растворенного газа в зависимости от температуры и давления установлено на основе многочисленных экспериментальных исследований [18]. С увеличением температуры и количества растворенного газа вязкость нефти уменьшается, а с ростом давления вязкость нефти сначала уменьшается по мере увеличения объема растворяющегося газа, затем повышается после достижения давления насыщения (рис. XI.13).

Порядок расчета вязкости для пластовых условий следующий.

С помощью графиков (рис. XI.13, а) находится вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре и атмосферном давлении. Затем по графикам (рис. XI.13, б) определяется вязкость газонасыщенной нефти при пластовой температуре и давлении насыщения. Если пластовое давление выше давления насыщения, то вводят поправку в значение вязкости нефти. Для этого по превышению пластового давления над давлением насыщения и по графикам (рис. XI.13, в) находится абсолютная вязкость газонасыщенной нефти в пластовых условиях. Величины поправок $\Delta\mu_{н+г}$ вязкости газонасыщенной нефти $\mu_{н+г}$ при $\rho_{пл}$ выше, чем при ρ_n .

При отсутствии каких-либо из параметров (ρ_n , ρ_v , $V_{r.г}$ и т. д.), необходимых для расчета вязкости нефти по приведенной методике, оценку величины вязкости нефти можно сделать по обобщенному графику В. Блэка (рис. IX.14), который выражает зависимость между плотностью дегазированной нефти в нормальных условиях и вязкостью этой же нефти в среднестатистических пластовых условиях.

3. Сжимаемость нефти β_n , как и всех жидкостей, обладающих упругостью, определяется из соотношения

$$\beta_n = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp}. \quad (XI.21)$$

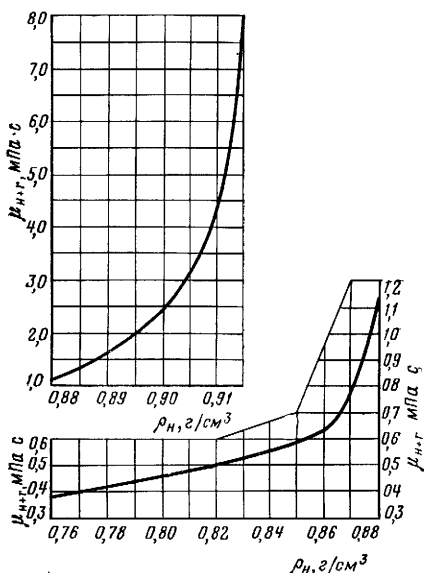


Рис. XI.14. Зависимость вязкости газонасыщенной нефти в пластовых условиях $\mu_{n+г}$ от плотности дегазированной нефти ρ_n в нормальных условиях

Из опыта установлено, что в практических расчетах при отсутствии растворенного газа коэффициент сжимаемости нефти можно принимать в пределах $4 \cdot 10^{-3}$ — $7 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа. Легкие нефти, содержащие значительные количества растворенного газа, обладают повышенным коэффициентом сжимаемости — до $14 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа.

Пример. Определить параметры нефти для забойных условий при $p_{пл} = 20$ МПа, $T_{пл} = 100^\circ\text{C}$, $\rho_n = 860$ кг/м³, $\rho_{г*} = 0,82$. Давление насыщения $p_n = 15$ МПа.

Расчет параметров.

1. Объемный коэффициент нефти.

1. По номограмме на рис. XI.11 находим $V_{p, г} = 105$ м³/м³.

2. Масса растворенного в 1 м³ нефти.

$$M_r = 1,3 \cdot 105 \cdot 0,82 = 112 \text{ кг.}$$

3. Масса нефти $M_n = 860$ кг.

4. По номограмме на рис. XI.12 определяем $\rho_{г. каж} = 0,44 \cdot 10^3$, кг/м³.

5. По дополнительным графикам на рис. XI.12 находим поправки

$$\Delta\rho^{(p)} = 0,014 \cdot 10^3, \text{ кг/м}^3 \text{ и } \Delta\rho^{(T)} = -0,05 \cdot 10^3, \text{ кг/м}^3.$$

6. Объемный коэффициент нефти

$$B_n = \frac{(860 + 112)(440 + 112)}{(860 + 112)440 + (440 + 112)(14 - 50)} = 1,34$$

II. Вязкость нефти.

1. По номограмме на рис. XI.11 находим для $p_n = 15$ МПа $V_{p, г} = 75$ м³/м³.

По графику на рис. XI.13, а определяем вязкость дегазированной нефти $\mu_n = 1,4$ мПа·с.

По графику на рис. XI.13, б находим вязкость нефти при давлении насыщения $\mu_n(p_n) = 0,73$ мПа·с.

По рис. XI.13, в находим поправку на вязкость нефти для пластовых условий $\Delta\mu_{n+г} = 0,06$ мПа·с.

Вязкость нефти в пластовых условиях

$$\mu_{n,пл} = 0,73 + 0,06 = 0,79 \text{ мПа·с}$$

Расчет физических параметров пластовых вод

При испытании пластов в процессе бурения часто получают притоки пластовых вод, которые являются либо подошвенными водами нефтяных и газовых месторождений, либо самостоятельными водоносными горизонтами в разрезе продуктивных пачек.

Для правильной оценки проницаемых свойств водоносных пластов необходимо знать физические характеристики вод в пластовых условиях.

1. Плотность пластовых вод зависит от концентрации солей, входящих в них, и может изменяться от 1 до 1,14 г/см³. Ниже приведены значения плотности воды от концентрации солей в нормальных условиях.

Концентрация солей, г/см ³	0	0,027	0,055	0,083	0,113	0,143	0,175	0,210
Плотность воды в нормальных условиях, г/см ³	1,0	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,14

Пластовые воды в большинстве случаев имеют концентрацию солей до 0,1 г/см³. В расчетах можно принимать $\rho_w = 1,05$ — $1,07$ г/см³.

2. Коэффициент сжимаемости пластовой воды β_w изменяется в небольших пределах (от $3,7 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа). При наличии растворенного газа, количество которого определяется по приведенным выше методикам, коэффициент сжимаемости воды определяется по формуле А. Ю. Намиота и М. М. Бондаревой

$$\beta_{w+г} = \beta_w(1 + 0,5V_{p,г}).$$

3. Объемный коэффициент воды B_v изменяется в очень ограниченных пределах (от 0,99 до 1,06) вследствие того, что растворимость газов в воде весьма мала. С увеличением давления объемный коэффициент воды уменьшается, а с повышением температуры увеличивается.

4. Растворимость газа в воде V_p равна 2—3 м³/м³ при давлениях до 60 МПа и температурах до 150 °С. В расчетах можно принимать объемный коэффициент воды $B_v=1,0$.

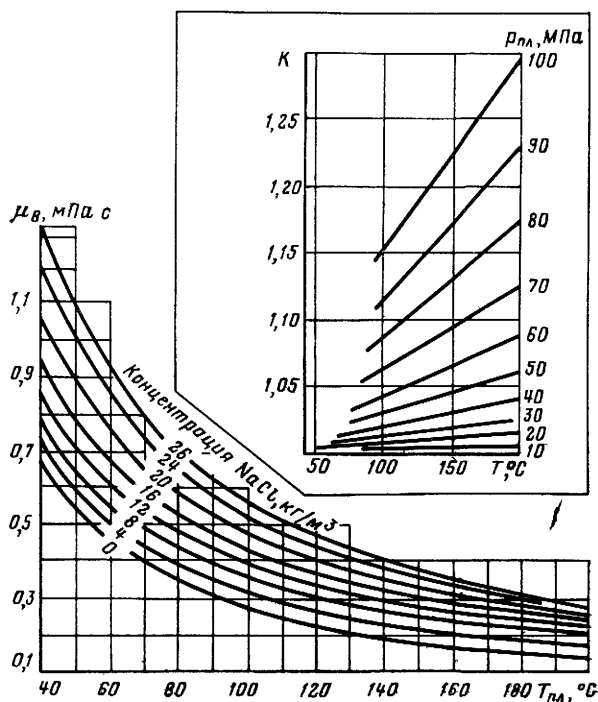


Рис. XI.15. Изменение вязкости соленой воды при различных температурах и давлениях

5. Вязкость воды μ_v в пластовых условиях зависит от количества растворенных в ней солей и температуры (рис. XI.15). Как видно из рисунка, вязкость пластовой воды изменяется с увеличением температуры от 2 до 0,1 мПа·с, причем вязкость соленой воды превышает вязкость пресной воды в 1,5—2,0 раза. Найденную величину μ_v следует умножить на поправочный коэффициент K , величина которого также выбирается по графику (рис. XI.15).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА, УДЕЛЬНОГО ВЕСА И ДЕБИТА ПОСТУПИВШЕГО ФЛЮИДА

По объему и интенсивности поступления жидкости в скважину во время испытания судят о продуктивных характеристиках испытанного объекта, его потенциальных возможностях. Поэтому точности определения объема поступившего пластового флюида и среднего дебита придается первостепенное значение.

От правильности установления дебита зависят также точность и достоверность расчета параметров пласта по данным кривых восстановления давления и кривых притока, так как во все формулы расчета гидродоупроводности и проницаемости пласта входит дебит.

Об объеме поступившего флюида можно судить по изменению уровня жидкости, залитой в бурильные трубы:

$$V = (H_{к.п} - H_{н.п})F, \quad (XI.22)$$

и по величине изменения давления, зарегистрированного глубинными манометрами при притоке:

$$V = \frac{(p_{к.п} - p_{н.п})F}{\gamma_{п}}, \quad (XI.23)$$

где $H_{н.п}$, $H_{к.п}$ — уровень жидкости в бурильных трубах в начале и в конце притока; $p_{н.п}$, $p_{к.п}$ — давление жидкости на забое скважины в начале и в конце притока; F — площадь внутреннего сечения колонны бурильных труб; $\gamma_{п}$ — удельный вес поступившего флюида.

Приведенные формулы справедливы для притока однофазной жидкости (воды, нефти), имеющей невысокую газонасыщенность, в односекционную колонну бурильных труб. При тщательном замере уровня залитой и поступившей жидкости точной регистрации данных об изменении давления рассчитанные по формулам (XI.22) — (XI.23) объемы должны иметь одно и то же значение. Поэтому всегда можно произвести контроль правильности определения объема поступившей жидкости с применением двух формул расчета.

При поступлении жидкости в двух- или многосекционную колонну бурильных труб по величине изменения уровня жидкости в бурильных трубах также можно судить об объеме поступившего в нижнюю часть колонны пластового флюида:

$$V = \sum_{i=1}^n \Delta H_i F_i, \quad (XI.24)$$

где ΔH_i — область i -й секции заполнения залитым флюидом; F_i — площадь сечения внутренней полости i -й секции колонны.

По величине объема отобранного флюида рассчитывается дебит:

$$q = V/T, \quad (XI.25)$$

где T — время притока.

Для слабосжимаемых малогазонасыщенных жидкостей можно принять найденную величину дебита равной забойному дебиту.

Объем поступившей жидкости в многосекционную колонну труб можно определить и по данным изменения давления при притоке:

$$V = \frac{p_{к.п} - p_{н.п}}{\frac{\gamma_{п}}{F_{п}} - \frac{\gamma_{з} - \gamma_{п}}{F_{в}}}, \quad (XI.26)$$

где $\gamma_{п}$, $\gamma_{з}$ — соответственно удельные веса поступившей и залитой жидкостей.

Приток газонефтяных смесей в односекционную колонну бурильных труб

При поступлении в трубы газонефтяных смесей объемы нефти и газа определяются следующим образом. Полагая, что

$$h_{см} = h_{г} + h_{н} \quad (XI.27)$$

и

$$p_{к.п} - p_{н.п} = h_{см} \gamma_{см} = h_{н} \gamma_{н} + h_{г} \gamma_{г},$$

находим относительное содержание нефти и газа в смеси:

$$x = V_n/V = h_n/h_{см} = (\gamma_{см} - \gamma_g)/(\gamma_n - \gamma_g) \quad (XI.28)$$

и

$$(1 - x) = V_g/V = h_g/h_{см} = (\gamma_n - \gamma_{см})/(\gamma_n - \gamma_g), \quad (XI.29)$$

где $h_{см}$, h_n , h_g — соответственно фактическая высота смеси жидкости, поступившей в нижнюю часть колонны бурильных труб; высота, которую заняла бы дегазированная нефть в забойных условиях; высота пачки газа в предположении, что весь газ выделился из нефти после поступления смеси в бурильные трубы: $\gamma_{см}$, γ_n , γ_g — соответственно удельные веса смеси, нефти и газа.

В приведенной формуле удельные веса жидкостей определяются следующим образом:

1. Удельный вес смеси находится по формуле

$$\gamma_{см} = \frac{\rho_{к.п} - \rho_{н.п}}{h_{см}}; \quad (XI.30)$$

2. Удельный вес нефти находится по данным замера плотности дегазированной нефти в поверхностных условиях

$$\gamma_n = \rho_n \cdot g. \quad (XI.31)$$

3. Удельный вес газа для забойных условий находится по формуле

$$\gamma_g = 3,42 \cdot 10^{-2} \frac{\rho_{к.п}}{zT}, \quad (XI.32)$$

где коэффициент сжимаемости z определяется по данным анализа компонентного состава газа.

Таким образом, объемы дегазированной нефти и газа составят

$$V_n = xV \text{ и } V_g = (1 - x)V, \quad (XI.33)$$

где общий объем поступившей смеси определяется по изменению уровня заливной жидкости по формуле (XI.22).

Зная величину объемного коэффициента газа, который находится по результатам анализа компонентного состава газа, рассчитаем объем поступившего газа для поверхностных условий:

$$V_{г.0} = V_g/B_g. \quad (XI.34)$$

Формула (XI.34) может быть представлена в ином виде после подстановки в нее значений

$$B_g = z \frac{T}{T_0} \frac{\rho_0}{\rho_{к.п}}, \quad (XI.35)$$

$$V_g = F h_g = \frac{F(\rho_{к.п} - \rho_{н.п} - h_n \gamma_n)}{\gamma_g},$$

где

$$\gamma_g = \frac{\rho_{г.п} g}{zRT}.$$

Тогда после упрощений получаем

$$V_{г.0} = 6,75 \cdot 10^3 \frac{d_{тр}^2}{\rho_{г.0}} (\rho_{к.п} - \rho_{н.п} - h_n \gamma_n). \quad (XI.36)$$

Исходя из найденных величин объемов, дебиты нефти и газа для поверхностных условий составят

$$q_n = V_n/T \text{ и } q_{г.0} = V_{г.0}/T, \quad (XI.37)$$

Газовый фактор

$$1 = V_{гг}/V_{н}. \quad (XI.38)$$

В общем виде дебит газонефтяной смеси для пластовых условий определяется по формуле

$$q = B_{н}q_{н} + B_{г}(q_{г} - q_{н}V_{гг}). \quad (XI.39)$$

Если в пластовых условиях газ полностью растворен в нефти,

$$q = B_{н}q_{н} \quad \text{и} \quad q_{г} = q_{н}V_{гг}, \quad (XI.40)$$

т. е. весь газ выделился из нефти при снижении давления в трубах ниже давления насыщения.

На практике в зависимости от того, какие параметры процесса притока определены точнее, можно по-разному воспользоваться приведенными выше зависимостями.

1. Если по результатам испытания точно фиксируется уровень повышения жидкости в бурильных трубах (например, отмечается момент появления уровня на устье во время притока жидкости из пласта) или регистрируется объем вытесняемой жидкости ($V_{пов}$) при работе скважины с первоначально полностью заполненными бурильными трубами, но недостаточно точно определен объем отобранной нефти, то необходимо производить расчет в следующей последовательности:

вычислить $h_{см} = V_{пов}/F$; определить содержания нефти и газа в смеси x и $(1-x)$; по формулам (XI.28) и (XI.29) рассчитать $V_{гг}$, Γ и q .

2. Если уровень жидкости не появился на устье в процессе притока и определен во время подъема инструмента, то объем поступившего флюида, найденный по данным замера уровней жидкости до и после испытания, может быть ошибочным, так как по мере подъема инструмента газ мог продвигаться по колонне труб, расширяясь, и, тем самым, увеличивая столб смеси в трубах. Газ также может «поднимать» столб жидкости во время закрытого периода испытания.

Неверно может быть определен и объем жидкости при притоке, если газ уже во время испытания успел проникнуть через столб жидкости и выйти на поверхность.

В этих случаях необходимо точнее установить момент появления нефти в трубах при подъеме инструмента и найти $V_{н}$. Тогда порядок расчета будет иным: определяется $h_{н} = V_{н}/F$; по формуле (XI.35) вычисляется объем газа, поступившего на поверхность; рассчитываются Γ и q для забойных условий.

3. Если не удастся точно зафиксировать изменение уровня жидкости или появление его на устье при притоке и нет возможности определить объем поступившей дегазированной смеси, что отмечается, например, при интенсивных притоках жидкости, когда происходит бурный выброс газонефтяных смесей из бурильных труб при подъеме инструмента, то расчет необходимо вести в такой последовательности. По формулам (XI.31), (XI.32) находятся удельные веса $\gamma_{н}$ и $\gamma_{гг}$.

Принимая во внимание, что коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha = 4 \div 5 \frac{\text{м}^3/\text{м}^3}{\text{МПа}}$, и зная компонентный состав газа, ориентировочно принимаем левое

или правое значения коэффициента растворимости.

Находим объем растворимого газа в нефти

$$V_{гг} = R_{г} = \alpha p_{к.п}. \quad (XI.41)$$

Для забойных условий будем иметь отношение (содержание) газа к нефти

$$V_{гг}/V_{н} = R_{г}B_{г} = \alpha \dot{p}_{к.п}B_{г} = h_{гг}/h_{н}, \quad (XI.42)$$

Так как

$$h_{гг}/h_{н} = (\gamma_{н} - \gamma_{см})/(\gamma_{см} - \gamma_{гг}), \quad (XI.43)$$

то

$$\gamma_{\text{см}} = \frac{\gamma_{\text{н}} + \frac{h_{\text{г}}}{h_{\text{н}}} \gamma_{\text{г}}}{\frac{h_{\text{г}}}{h_{\text{н}}} + 1}. \quad (\text{XI.44})$$

Находим

$$h = \frac{p_{\text{к.п}} - p_{\text{н.п}}}{\gamma_{\text{см}}} \quad (\text{XI.45})$$

и

$$V = hF.$$

Далее по приведенным выше формулам определяем $V_{\text{н}}$, $V_{\text{г}}$, $V_{\text{го}}$ и q .

Данная методика расчета, хотя и является менее точной, но позволяет судить о характере притока и соотношении фаз флюида, поступающих в бурильные трубы.

Приток газонефтяных смесей в многосекционную колонну бурильных труб

Способы расчета удельных весов и объемов поступления жидкости в многосекционную колонну бурильных труб существенно отличаются от ранее рассмотренных.

В зависимости от того, насколько отличаются удельные веса залитой и поступившей из пласта жидкости, а также от отношения площадей сечений внутренних полостей отдельных секций бурильных труб получаются различные по виду кривые притока. На кривых притока обнаруживаются точки излома, соответствующие моментам времени изменения режимов притока — переход уровня жидкости, залитой в бурильные трубы (или поступившей из пласта), из одной секции бурильной колонны в другую. Излом на кривой притока появляется также при достижении вытесняемой жидкостью устья скважины и последующем переливе.

Эти особенности притока жидкости в многосекционную колонну бурильных труб являются дополнительной информацией о характере притока, а также естественной привязкой длины труб (секций колонны) к состояниям подъема уровня жидкости по бурильной колонне, где не требуется ждать появления залитой жидкости на поверхности.

С использованием данных о давлениях в местах перехода жидкости из одной секции в другую можно точнее определить удельный вес и объем поступившей из пласта смеси.

На примере притока жидкости в двухсекционную колонну покажем, как можно рассчитывать удельные веса поступившей смеси для различных состояний притока. Удельные веса пластовой жидкости для точек излома кривой притока (соответственно для состояний 3, 5, 7, 9, рис. XI.16) составят:

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{см},3} &= (\rho_3 - \rho_1) / \Delta H_2; \\ \gamma_{\text{см},5} &= \frac{\rho_5 - \rho_1 - \Delta H_1 \gamma_3 (F_1 / F_2 - 1)}{H_1}; \\ \gamma_{\text{см},7} &= \frac{\rho_7 - \rho_1 - \Delta H_1 \gamma_3 (F_1 / F_2 - 1)}{\Delta H'_2 - H_1}; \\ \gamma_{\text{см},9} &= \rho_9 / (H_1 + H_2), \end{aligned} \quad (\text{XI.46})$$

где $\rho_1 = \rho_{\text{н. п.}}$, $\rho_9 = \rho_{\text{к. п.}}$.

В идеальном случае рассчитанные удельные веса по приведенным формулам должны быть одинаковыми. Это происходит во время притока в трубы воды или разгазированной нефти.

При поступлении в скважину газа или газоконденсатной смеси удельные веса, рассчитанные по формулам (XI.46), отличаются друг от друга, так как удельный

вес газонефтяной смеси существенно зависит от давления и температуры, которые значительно изменяются по мере перемещения отобранной пробы по бурильным трубам на поверхность.

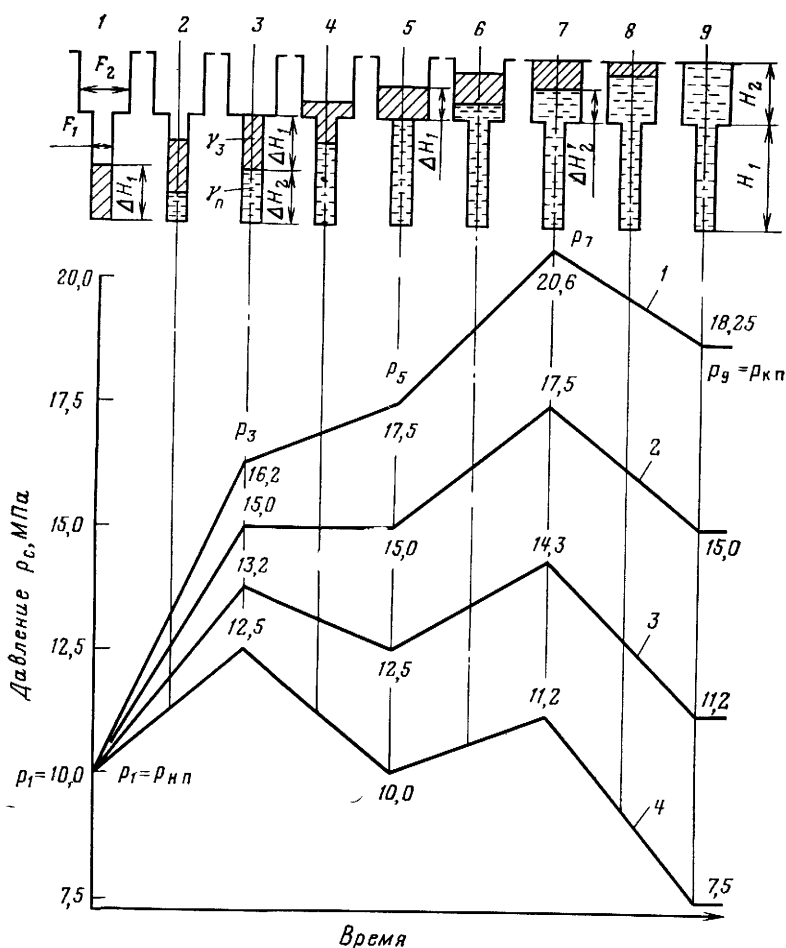


Рис. XI.16. Кривые притока, характеризующие поступление жидкости в двухсекционную колонну бурильных труб:

1—9 — состояние притока; $\gamma_3=20$ кН/м³; $F_2/F_1=2$; γ_n , кН/м³; 1—12,5, 2—10, 3—7,5, 4—5

При поступлении газа в двухсекционную колонну бурильных труб формулы для определения отобранного газа в поверхностных условиях изменяются и примут вид (соответственно для состояний 3, 5, 7, 9, см. рис. XI.16):

$$V_{0,3} = 6,75 \cdot 10^3 \frac{d_1^2}{\rho^*_{г\rho_0}} (p_3 - p_1);$$

$$V_{0,5} = 6,75 \cdot 10^3 \frac{d_1^2}{\rho^*_{г\rho_0}} [p_5 - p_1 - \gamma_3 \Delta H_1 (1 - F_2/F_1)];$$

$$V_{0,7} = 6,75 \cdot 10^3 \frac{d_{cp}^2}{\rho_{гp0}^*} [p_7 - p_1 - \gamma_3 \Delta H_1 (F_1/F_2 - 1)]; \quad (XI.47)$$

$$V_{0,9} = 6,75 \cdot 10^3 \frac{d_{cp}^2}{\rho_{гp0}^*} (p_9 - p_1),$$

где

$$d_{cp}^2 = \frac{\Delta H'_2 d_2^2 + H_1 d_1^2}{\Delta H' + H_1} \quad (\text{для } V_{0,7}),$$

$$d_{cp}^2 = \frac{H_2 d_2^2 + H_1 d_1^2}{H_2 + H_1} \quad (\text{для } V_{0,9}).$$

Описанный пример расчета объема отобранной жидкости относится к притоку ее в двухсекционную колонну бурильных труб. Однако такой прием расчета

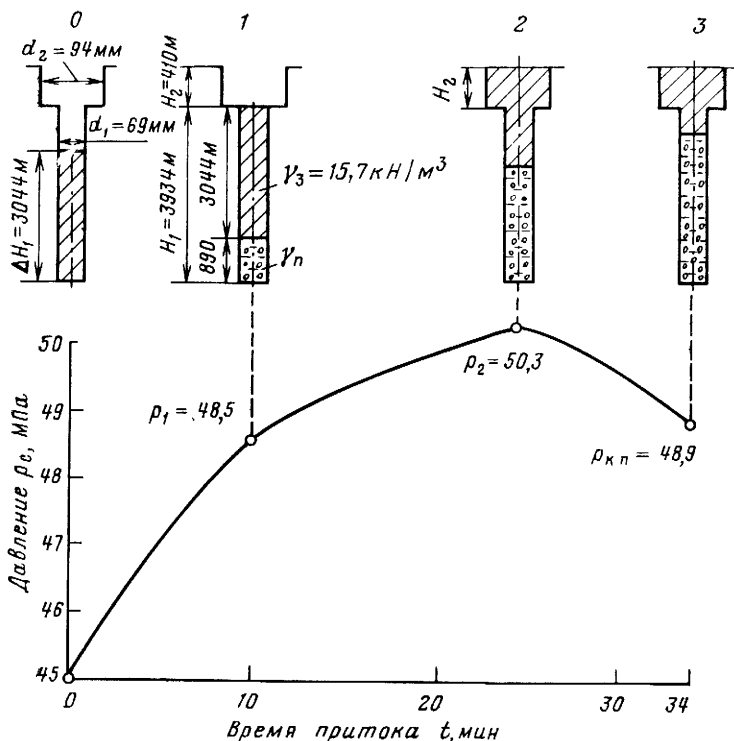


Рис. XI.17. Диаграмма поступления жидкости в двухсекционную колонну бурильных труб при испытании газовой скважины:
0—3 — состояние притока

может быть распространен на более сложный случай притока жидкости в многосекционную колонну, что будет рассмотрено ниже.

В приведенном примере была выбрана упрощенная схема притока жидкости в колонну бурильных труб. На самом деле характер притока жидкости в скважину значительно сложнее, так как дебит жидкости по мере ее накопления в трубах изменяется и, кроме того, пластовая жидкость смешивается с ранее залитой. Од-

нако указанные факторы влияют только на изменение наклона кривых притока на отдельных их участках, а точки излома всегда можно выделить однозначно.

Пример поступления жидкости в двухсекционную бурильную колонну (рис. XI.17). Скважина испытывалась в интервале 4265—4309 м. В трубы было залито 3044 м промывочной жидкости удельного веса 15,7 кН/м³.

В результате анализа пробы газа, отобранной при испытании, установлено, что ее относительная плотность по воздуху составляет $\rho_r^* = 0,63$. Найдем объемы поступившей в трубы жидкости, соответствующие точкам излома кривой притока. По формуле, аналогичной формуле для определения $V_{0,3}$, вычислим объем поступившего газа в момент перехода уровня жидкости в 114-мм колонну:

$$V_{0,1} = 6,75 \cdot 10^3 \frac{0,069^3}{0,1 \cdot 10^6 \cdot 0,63} (48,5 \cdot 10^6 - 45,0 \cdot 10^6) = 1785,4 \text{ м}^3.$$

Объем газа в нижней секции бурильных труб для момента времени, когда уровень залитой жидкости появился на устье, находим по формуле, аналогичной формуле для определения $V_{0,5}$:

$$V_{0,2} = 6,75 \cdot 10^3 \frac{0,069^3}{10^6 \cdot 0,1 \cdot 0,63} \left[50,3 \cdot 10^6 - 45,0 \cdot 10^6 - \right. \\ \left. - 15,7 \cdot 10^3 \cdot 410 \left(1 - \frac{0,094^2}{0,069^2} \right) \right] = 5514 \text{ м}^3.$$

Для конца периода притока объем газа можно рассчитать по формуле

$$V_{0,3} = 6,75 \cdot 10^3 \frac{d_1^2}{\rho_0 \rho_r^*} \left[\rho_{к.п} - \rho_{н.п} - \gamma_3 H_2 \left(1 - \frac{d_2^2}{d_1^2} \right) + \gamma_3 \frac{V_{пер}}{\pi d_1^2} \right] = \\ = 6,75 \cdot 10^3 \frac{0,069^2}{0,1 \cdot 10^6 \cdot 0,63} \left[48,9 \cdot 10^6 - 45,0 \cdot 10^6 - \right. \\ \left. - 15,7 \cdot 10^3 \cdot 410 \left(1 - \frac{0,094^2}{0,069^2} \right) + 15,7 \cdot 10^3 \frac{1,50}{3,14 \cdot 0,069^2} \right] = 7323 \text{ м}^3,$$

где $V_{пер} = 1,5 \text{ м}^3$ — объем жидкости, вытесненной во время испытания из бурильных труб на устье при переливе.

Общую схему расчета удельного веса смеси поступившего флюида при известных значениях уровня залитой жидкости до и после испытания для случая притока в многосекционную колонну бурильных труб можно представить, исходя из следующих выражений, аналогичных приведенным выше соотношениям для двухсекционной колонны.

Для состояния в конце притока будет справедливо равенство

$$\rho_{к.п} = H_2 \gamma_3 + \gamma_{пh} \quad (\text{XI.48})$$

или

$$\gamma_{см} = \frac{\rho_{к.п} - H_2 \gamma_3}{h}; \quad (\text{XI.49})$$

$$h = \sum_{i=1}^n h_i; \quad H_2 = \sum_{i=1}^k \Delta H_j; \quad (\text{XI.50})$$

n — число секций колонны, в которых находится поступившая жидкость, $i = 1, 2, \dots, n$; h_i — высота заполнения i -й секции поступившим флюидом, k — число секций колонны, в пределах которых произошло повышение столба залитой жидкости, $j = 1, 2, \dots, k$; ΔH_j — высота заполнения j -й секции залитым флюидом.

Величины h и H_2 связаны соотношениями

$$h f_{ср} = \sum_{i=1}^n h_i f_i = H_2 F_{ср} = \sum_{i=1}^k \Delta H_j F_j = V_{п}, \quad (\text{XI.51})$$

где $f_{ср}$, $F_{ср}$ — соответственно средние площади сечений полости нижней части колонны буровых труб, заполненной поступившим флюидом, и верхней части, заполненной поднявшейся залитой жидкостью.

Зная уровни залитой жидкости до и после испытания H_1 и $H_1 + \Delta H$, можно рассчитать объем V по высоте h по формулам (XI.50) поступившего флюида, после чего по формуле (XI.49) найти удельный вес смеси.

Для упрощения расчетов все вычисления удобнее делать графически.

На номограмме (рис. XI.18) строится график изменения столба залитой жидкости H_2 в зависимости от продвижения верхнего уровня по высоте колонны. На этом же графике отмечается изменение столба поступившего флюида. Изменения

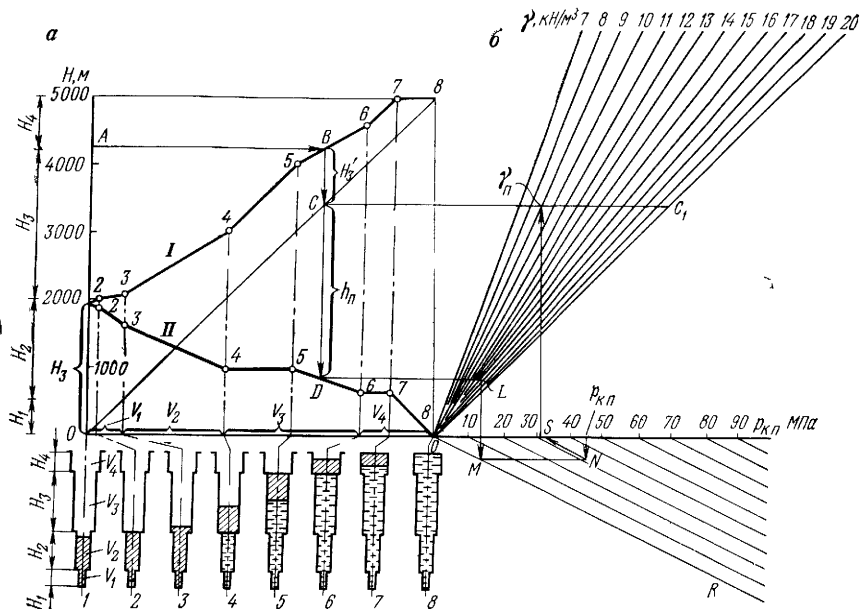


Рис. XI.18. Номограмма расчета удельного веса и объема поступившего флюида при притоке в многосекционную колонну буровых труб:

a — график изменения залитой *I* и поступившей *II* жидкостей в зависимости от объема поступившего флюида, *b* — график соотношений удельных весов поступившей жидкости и создаваемого давления в трубах V_1 — V_4 объемам *1*—*4* секций колонны труб, *1*—*8* — состояние притока

количества жидкости в трубах в зависимости от высоты залитой жидкости и промежуточные значения по секциям объемов жидкости определяются в соответствии с прямой пропорциональной зависимостью, имеющей вид, например, для третьей секции

$$V(h) = \frac{V_3}{h_3} h, \quad (XI.52)$$

где $V(h)$ — промежуточный объем заполнения третьей секции на высоту h ; h_3 — длина всей секции, V_3 — объем.

Величина $\gamma_{см}$ определяется по номограмме в следующей последовательности: для известного уровня жидкости в конце операции H_2 находится соотношение столбов залитой и поступившей жидкостей (из точки *A*, соответствующей H_2 , проводится горизонтальная линия до пересечения с линией уровня — точка *B*, а затем на вертикальной прямой *ВД* берутся отсчеты значений столба залитой жидкости $BC = H_2$ и поступившей $CD = h_n$;

объем поступившей жидкости определяется по вертикальной шкале объемов проведением из точки D горизонтальной прямой до пересечения с осью объемов; из точек C и D , которые соответствуют столбам поступившей и залитой жидкостей, проводятся параллельные прямые линии на график удельных весов; из точки пересечения DL с линией, соответствующей удельному весу залитой жидкости, проводится вертикальная линия до пересечения с линией OR и через точку пересечения — опять горизонтальная линия;

по давлению в конце притока $p_{к.п.}$, отсчет значения которого берется с оси абсцисс графика δ , опускается перпендикуляр на линию MN , и из точки пересечения с этой линией проводится линия NS , параллельная OR , до пересечения с осью давления;

наконец, из точки S проводится вертикальная линия, на пересечении которой с линией CC_1 можно прочесть значение удельного веса смеси поступившего флюида.

Несколько сложнее вычислить объем поступившего флюида при известном удельном весе поступившей смеси, когда по результатам испытания не удалось определить истинный уровень повышения жидкости в трубах.

В основу расчета объема поступившего флюида положены те же соотношения (XI.48)—(XI.52), и для облегчения можно пользоваться тем же порядком, как и в предыдущем случае, с применением предварительно построенного графика перемещения флюидов по колонне буровых труб и номограммы для удельных весов жидкостей (см. рис. XI.18).

При этом необходимо задаваться величиной искомого объема и по приведенной выше схеме находить совпадение $p_{к.п.}$ расчетного с полученным. Например, если после выбора величины объема поступившего флюида определения $p_{к.п.}$ его величина оказалась выше заданной, то необходимо уменьшить принимаемый исходный объем флюида (при условии, что во время притока давление возрастало) и повторить расчет; если давление при притоке уменьшалось, то при выборе нового значения исходного объема следует увеличить его величину по сравнению с предыдущим значением.

Так, задаваясь каждый раз новыми значениями объема поступившего флюида, выполняется операция поиска $p_{к.п.}$ до совпадения его значения с фактическим. Для упрощения расчетов объемов секций в табл. XI.2 приведены их значения.

Определение дебита во время притока малой интенсивности. Во время притока в скважину небольшого количества жидкости, исчисляемого несколькими литрами, невозможно точно определить изменение уровня жидкости в трубах и объем поступившего флюида. Незначительное изменение столба жидкости в трубах не вызывает существенного изменения давления за период притока, поэтому по бланкам глубинных манометров невозможно определить изменение давления за время притока из-за того, что величина прироста давления находится за пределами чувствительности манометров.

Оценить величину дебита при слабой интенсивности притока можно по данным изменения давления после закрытия скважины, исходя из следующих предпосылок.

Давление сжимаемой жидкости в подпакерной зоне после закрытия запорно-поворотного клапана повышается вследствие поступления в нее некоторого объема флюида из пласта, равного

$$\Delta V = V_{п} \beta \Delta p, \quad (XI.53)$$

где $V_{п}$ — объем подпакерного пространства; β — сжимаемость жидкости в подпакерной зоне; Δp — прирост давления.

Если теперь определить объем поступившей жидкости за время восстановления давления $\Delta \theta$, то получим дебит жидкости после закрытия скважины, который будет меняться по мере роста давления на забое скважины и уменьшения прироста давления в единицу времени.

Поскольку скорость потока не может измениться скачком при изменении режима течения, то дебиты в конце притока и начале периода восстановления давления должны быть одинаковыми. Отсюда вытекает порядок расчета дебита при притоках малой интенсивности по данным записи кривой восстановления давления:

Таблица XI.2

Геометрические размеры бурильных труб

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Площадь поперечного сечения, см²				Объем, м³		Длина столба 1 м³ жидкости в трубах, м
		тела гладкой части бурильной трубы	канала			1000 м буриль- ных труб	внутренней полости 1000 м бурильных труб	
			глад- кой части трубы	высаженных внутрь концов				
				мини- мальная	макси- мальная			
60	7	11,7	16,8	8,0	12,6	1,17	1,68	595,2
	9	14,5	14,0	4,5	8,0	1,45	1,40	714,3
73	7	14,5	27,3	15,9	22,9	1,45	2,73	366,3
	9	18,1	23,7	9,1	14,5	1,81	2,37	421,9
	11	21,4	20,4	6,2	10,8	2,14	2,04	490,2
89	7	18,0	44,2	28,3	37,4	1,80	4,42	226,2
	9	22,6	39,6	18,9	26,4	2,26	3,96	252,5
	11	26,9	35,2	15,9	22,9	2,69	3,52	284,1
102	7	20,8	60,2	43,0	54,1	2,08	6,02	166,1
	8	23,5	57,5	38,5	49,0	2,35	5,75	173,9
	9	26,2	54,9	34,2	44,2	2,62	5,49	182,1
	10	28,8	52,3	30,2	39,6	2,88	5,23	191,2
114	7	23,6	79,0	52,8	65,0	2,36	7,90	126,6
	8	26,7	75,9	47,8	59,4	2,67	7,59	131,7
	9	29,8	72,8	43,0	54,1	2,98	7,28	137,4
	10	32,8	69,8	38,5	49,0	3,28	6,98	143,3
	11	35,7	66,9	36,3	46,5	3,57	6,69	149,5
127	7	26,4	102,2	70,9	84,9	2,64	10,02	99,8
	8	29,9	96,7	65,0	78,9	2,99	9,67	103,4
	9	33,4	93,3	59,4	72,4	3,34	9,33	107,2
	10	36,7	89,9	54,1	66,4	3,67	8,99	111,2
140	8	33,1	120,1	86,6	102,0	3,31	12,01	83,3
	9	36,9	116,3	80,1	95,0	3,69	11,63	86,0
	10	40,7	112,5	73,9	88,2	4,07	11,25	88,9
	11	44,5	108,8	65,0	78,5	4,45	10,88	91,9
146	8	34,7	132,7	—	—	3,47	13,27	75,4
	9	38,7	128,6	—	—	3,87	12,86	77,8
	10	42,7	124,6	—	—	4,27	12,46	80,3
	11	46,6	120,7	—	—	4,46	12,07	82,8
168	9	45,0	177,3	128,6	147,3	4,50	17,73	56,4
	10	49,7	172,6	120,7	138,9	4,97	17,26	57,9

к кривой восстановления давления проводится касательная линия в точке, соответствующей времени закрытия скважины;

определяется наклон касательной линии $\Delta p/\Delta \theta$;

находится дебит жидкости во время притока по формуле

$$q = V_{\text{п}} \beta \Delta p / \Delta \theta. \quad (\text{XI.54})$$

Описанный прием расчета дебита по начальному участку кривой восстановления давления можно использовать в тех случаях, если имеются затруднения в оценке дебита по данным притока средней интенсивности (например, из-за искажения записи кривой притока). Это возможно, если на кривой восстановления давления выделяется определенный начальный участок. В большинстве же случаев сразу после остановки скважины давление резко изменяется, и по таким кривым затруднительно найти начальное изменение давления, поэтому по ним нельзя рассчитать дебит.

Глава XII

ТИПОВЫЕ ДИАГРАММЫ ДАВЛЕНИЯ

Для надежной интерпретации результатов испытания необходимо получение качественных диаграмм давления.

По данным изменения давления, записанного глубинными манометрами в течение всего процесса проведения операции, начиная со спуска оборудования в скважину и заливки бурильных труб жидкостью, затем посадки пакера и проведения исследования пласта и кончая подъемом инструмента на поверхность и восстановлением циркуляции, можно судить о ходе всего процесса испытания, работоспособности бурильных труб и узлов испытательного оборудования, герметичности пакеровки и, наконец, о качестве записи процесса исследования пласта и возможности надежной оценки перспективности испытанного объекта.

Поэтому наиболее полные и точные сведения о всех протекаемых процессах в период проведения операции можно получить только в том случае, когда в компоновку будут включены не один, а несколько глубинных манометров. Эти манометры должны быть установлены таким образом, чтобы они могли фиксировать динамику изменения давления жидкости во внутренней полости бурильных труб и затрубном пространстве при спуско-подъемных операциях, а также в подпакерной зоне и трубах во время исследования пласта. Очевидно, последнее может быть выполнено при расположении манометров по разные стороны от забойных клапанов, перекрывающих полость внутренней части бурильных труб.

Схемы испытания с опорой на забой и изоляцией пласта сверху одним (или двумя) пакерами приведены на рис. XII.1, где показана компоновка оборудования с установленными манометрами: *I* — в трубах над запорным клапаном; *II* — между запорным клапаном и испытателем пластов; *III* — в фильтре под пакером; *IV* — в хвостовике под фильтром.

Верхний (*I*) манометр регистрирует процесс заливки жидкости в бурильные трубы (участки *b—c* и *d—e* на рис. XII.2) и процессы притока жидкости из пласта при проведении открытых периодов испытания (*A—B* и *C—D*). Во время спуска оборудования в скважину давление жидкости в трубах остается постоянным (*c—d* и *e—f*); при подъеме до появления жидкости на устье давление также постоянно (*g—h*), а после наступления перелива манометр фиксирует падение давления вследствие уменьшения столба жидкости в трубах. Ступеньки и вертикальные линии участков при спуско-подъеме вызваны изменениями гидродинамического и гидростатического давлений в трубах при резких торможениях колонны бурильных труб, ударах о ротор и снятии их с ротора.

Инерционные всплески давлений будут тем больше, чем резче производятся посадка на ротор и снятие элеватора с ротора, и могут достигать $\pm 4\text{--}6$ МПа. Поэтому оператору, контролирующему спуск, следует обращать внимание на строгое соблюдение всех технологических требований по правильноному выполнению спуско-подъемных операций с испытателем пластов. Несоблюдение этих требований часто приводит к преждевременному износу клапанов, действие которых основано на перепадах давления, в частности, циркуляционного клапана, и кроме того, отрицательно сказывается на работоспособности манометров. Аналогичные всплески наблюдаются и по другим манометрам, которые вызваны теми же причинами.

Участок *h—i* диаграммы давления соответствует процессу создания гидравлического давления в трубах для открытия циркуляционного клапана и восстановления циркуляции.

Манометр (*II*), расположенный между запорным клапаном и испытателем пластов, процессы спуска (*a—b*) и (*c—d*) и заливки (*b—c*) и (*d—e*) фиксирует так же, как верхний манометр, поскольку на первых этапах эти манометры находятся в идентичных условиях вследствие спуска запорного клапана в открытом положении. В случае негерметичности бурильных труб оба эти манометра покажут рост

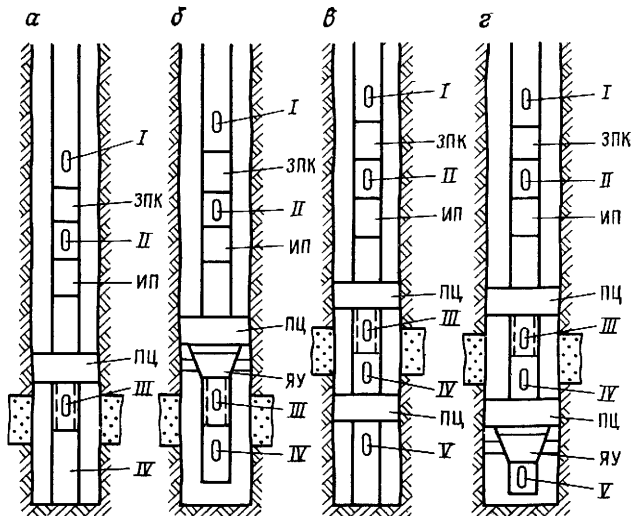


Рис. XII.1. Технологические схемы испытания в процессе бурения:

а — с опорой на забой и изоляцией пласта сверху; б — с опорой на стенки скважины и изоляцией пласта сверху; в — с опорой на забой и изоляцией пласта сверху и снизу; г — с опорой на стенки скважины и изоляцией пласта сверху и снизу; I — манометр в трубах; II — манометр между запорно-поворотным клапаном и испытателем пластов; III — манометр в фильтре; IV — манометр в глухом переводнике; V — манометр под нижним пакером при селективном испытании. ЗПК — запорно-поворотный клапан; ИП — испытатель пластов; ПЦ — пакер; ЯУ — якорное устройство

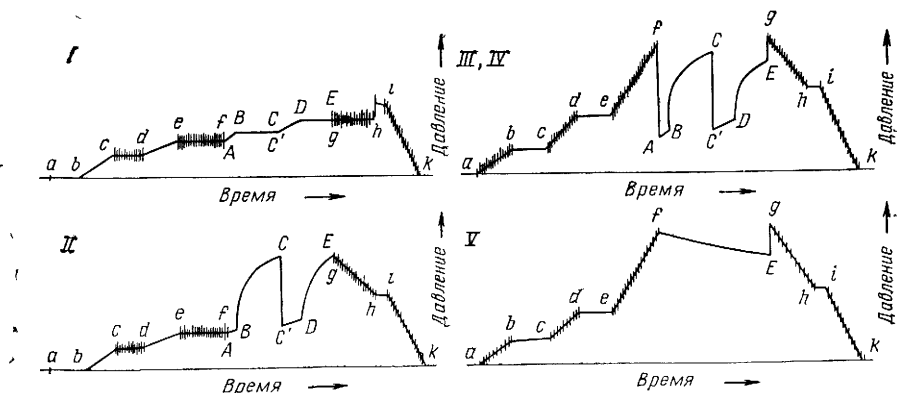


Рис. XII.2. Стандартные диаграммы давления, регистрируемые манометрами, устанавливаемыми в различных частях компоновки испытательного оборудования

давления во время спуска оборудования в скважину (на участках $c-d$ и $e-f$).

Процессы притока ($A-B$ и $C'-D$), регистрируемые манометром II , аналогичны записям верхнего манометра I . После закрытия скважины запорно-поворотным клапаном манометр II остается в зоне, гидравлически связанной с подпакерным пространством, поэтому он, как и расположенные ниже манометры III и IV , фиксирует кривые восстановления ($B-C$ и $D-E$). Разница в показаниях давлений в период остановки скважины по всем трем манометрам не должна быть большой, так как манометры находятся на незначительном расстоянии друг от друга и влияющие давления столба жидкости, находящейся между ними, несущественно. Однако эта разница может достигать 0,5–1,0 МПа, если манометры окажутся на расстоянии 30–40 м друг от друга и будет высоким удельный вес промывочной жидкости. В период притока разница в показаниях манометров может быть еще большей, поскольку помимо различного расположения манометров по глубине колонны на показания давлений будет еще влиять гидродинамическое «штуцирование» узких каналов узлов оборудования и самого штуцера испытателя, в результате которого возникают дополнительные потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений потоку жидкости в узких каналах оборудования. Чем интенсивнее приток жидкости из пласта, тем выше будут эти потери и тем выше будут давления жидкости при притоке, зарегистрированные манометрами III и IV , по сравнению с II , а II — по сравнению с I .

Манометр III , расположенный под испытателем пластов — в фильтре, и манометр IV , установленный в хвостовике, находятся в одинаковых условиях: они гидравлически сообщаются между собой в период всего цикла проведения операции. Но при этом манометр, монтируемый в хвостовике, не омывается потоком жидкости, идущей из пласта при испытании и из затрубного пространства при спуске инструмента в скважину, а манометр, расположенный в фильтре, напротив, все время находится в потоке жидкости во время испытания. Манометр IV регистрирует внешнее давление в подпакерной зоне, второй — внутреннее. При таком расположении манометров можно быстрее обнаружить закупорку фильтра. «Внешний» манометр может засориться в очень редких случаях, так как он находится в камере, заполненной промывочной жидкостью на поверхности, в дальнейшем проникновение песка и твердых частиц породы в нее ограничено в течение всего периода пребывания инструмента в скважине, поскольку никакой смены жидкости в камере манометра не происходит.

Если показания обоих манометров одинаковы, записи идентичны, то сомнений в правильности замеров быть не может. Если же показания внешнего манометра превышают соответствующие показания внутреннего манометра, то это может свидетельствовать о закупорке фильтра и засорении внутреннего манометра. Если же, наоборот, показания «внутреннего» манометра больше соответствующих показаний «внешнего» манометра, то это указывает на закупорку последнего и его неисправность.

После закрытия приемного клапана испытателя при снятии пакера давление между запорным клапаном и испытателем пластов будет равно давлению в конце периода восстановления давления. При подъеме инструмента через редукционный клапан будет выравниваться давление жидкости, находящейся между клапанами, так как гидростатическое давление в затрубном пространстве будет снижаться по мере подъема инструмента ($g-h$) и ($i-k$). В период проведения мероприятий по восстановлению циркуляции давление в межклапанной зоне будет оставаться постоянным ($h-i$). В противном случае по росту давления (манометра II) на участке восстановления циркуляции поступит информация о негерметичности уплотнений запорного клапана.

Ниже приведены характерные точки, линии и участки на диаграммах давления, регистрируемых манометрами, установленными в подпакерной зоне, а именно:

- 1) участки $a-b$ и $c-d$ соответствуют спуску инструмента без заливки, которые в отличие от записей манометрами I и II имеют возрастающий характер;
- 2) участки заливки труб жидкостью $b-c$ и $d-e$, наоборот, имеют горизонтальный вид;
- 3) точка f соответствует окончанию спуска инструмента и подготовке обвязки устьевого оборудования к пакеровке;
- 4) резкое снижение давления, отмеченное на манометрах III и IV , указывает на открытие приемного клапана испытателя пластов;

5) участки $A-B$ и $C'-D$ отвечают открытым периодам испытания, а $B-C$ и $D-E$ — закрытым;

6) участок $E-g$ — снятие пакера и выравнивание давления над и под ним: значение давления в точке g должно соответствовать давлению в точке f — гидростатическому давлению в скважине;

7) участки $g-h$ и $i-k$ — подъем инструмента;

8) горизонтальные участки $h-i$ характеризуют период включения циркуляционного клапана и замещения жидкости в трубах.

Здесь рассмотрены процессы, регистрируемые глубинными манометрами при испытании пластов с опорой на забой скважины и изоляцией пласта только сверху одним (или двумя) пакерами. Аналогична будет запись манометров (рис. XII.1, б) при проведении исследования с опорой на стенки скважины (или с опорой на «голову» хвостовика).

При селективном испытании пластов с опорой на забой и изоляцией пласта сверху и снизу (рис. XII.1, в), где приток осуществляется через фильтр, расположенный между клапанами, для выявления характера изменения давления под нижним пакером устанавливается еще один манометр V . При этом манометр IV располагается в специальном переводнике под фильтром. Он выполняет те же функции, что при испытании пласта по схеме, показанной на рис. XII.1, а, а манометр III , как и в предыдущей схеме, находится в фильтре.

Главное назначение манометра V — определение надежности изоляции пласта «снизу» — качества пакеровки нижним пакером. Из диаграммы давления, показанной на рис. XII.2, следует, что весь процесс спуска и подъема отмечается так же, как манометрами III и IV . Однако во время проведения гидродинамического исследования давление нижним манометром фиксируется в виде медленно понижающейся кривой $f-E$. Такое поведение давления под нижним пакером обусловлено тем, что давление в изолированном объеме на забое, равное гидростатическому, уменьшается вследствие частичной фильтрации промывочной жидкости в пласт, давление которого ниже гидростатического. Если после подъема испытателя пластов на поверхность окажется, что манометр V записал диаграмму давления, аналогичную (или подобную) III и IV , то это будет свидетельствовать о том, что нижний пакер негерметичен и фактически испытана не только область между пакерами, но и нижняя часть ствола скважины.

При селективном испытании с опорой на стенки скважины (рис. XII.1, г) запись манометров будет аналогичной.

Следует также отметить, что при проведении работ с многоцикловым испытателем пластов (без запорного клапана) устанавливать манометр II в компоновку не придется, так как в многоцикловых комплексах нет межклапанного пространства, как в комплексах КИИ. Трубный манометр I необходимо располагать над испытателем пластов, а при наличии гидравлического штуцера — над ним. При надежной работе оборудования и герметичности пакера и бурильных труб записи глубинных манометров I , III , IV и V будут аналогичны рассмотренным выше ситуациям при работе с КИИ.

Ниже на примерах анализа фактических диаграмм, полученных при испытании скважин в различных районах страны, рассмотрим специфические условия работы узлов испытательного оборудования, всей компоновки в целом при проведении операций.

ПРИМЕРЫ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

Предварительный анализ полученных диаграмм давления позволяет сразу оценить качество проведенной операции и возможность подсчета гидродинамических параметров пласта.

Прежде всего по диаграмме давления определяют наличие записи всех основных этапов работы: а) спуска испытательного оборудования в скважину и заливки (число заливок) жидкости в трубы; б) открытие клапана испытателя и регистрация первой кривой притока; в) закрытие запорно-поворотного клапана (или запорной гильзы уравнильного клапана в оборудовании МИГ) и запись начальной кривой восстановления давления; г) открытие скважины и регистрация второго периода притока; д) закрытие скважины и регистрация конечной (если испытание проводится в два цикла) кривой восстановления давления; при многоцик-

ловом испытании проверяется наличие всех остальных периодов притока и восстановления давления; е) снятие пакера; ж) подъем испытательного оборудования на поверхность; з) включение циркуляционного клапана и промывка труб от содержащегося в них флюида.

Предварительный анализ должен показать: равномерность хода часового привода манометра, наличие остановок; соответствие записи продолжительности периода испытаний по акту и фактической; условия заполнения бурильных труб жидкостью; негерметичность колонны бурильных труб и оборудования; герметичность и надежность пакеровки; характер срабатывания клапанов испытательного оборудования при переключении режимов испытаний, надежность работы уплотнительных элементов; влияние «штуцирования» и послеприточного эффекта на кривые притока и восстановления давления; возможную забивку клапанов песком и шламом; снятие пакера, наличие затяжек; условия включения циркуляционного клапана в работу и замещения жидкости в трубах.

Точность записи давления манометрами проверяется по давлению гидростатического столба жидкости в контрольных точках.

Перед пакеровкой p_r замера должно быть равно p_r расч.

Количество заливной жидкости проверяется сравнением замеренного давления. (в точке А, см. рис. XII.2, манометр I или II) и расчетного $p_T = H\gamma_z$, где p_T — трубное давление в начале притока; H — высота заливной жидкости в трубах; γ_z — удельный вес заливной жидкости. Если расчетное давление окажется выше, чем фактическое, то это значит, что в трубы был залит меньший столб жидкости, чем планировалось. Последнее часто наблюдается при заливке труб с большим расходом. Если при заполнении отдельных секций колонны труб жидкостью уровень появился на устье, то это не всегда может свидетельствовать о полном заполнении колонны из-за возможного возникновения воздушных пробок. Поэтому при заливке труб струю заливаемой жидкости необходимо пускать на стенки внутренней полости труб, не допуская высокого напора потока.

Пропуски запорным клапаном или бурильными трубами в период испытания проверяются соответствием давлений в конце первого периода притока и начале второго периода притока: при равенстве давлений в точках В и С' (см. рис. XII.2) герметичность надежна. Некоторое отклонение (0,2—0,5 МПа) в записи допустимо из-за «гистерезисной» погрешности записи давлений манометром при ходе вверх и вниз.

Если давление в закрытом периоде испытания достигло гидростатического, то необходимо проверить надежность работы уплотнительных элементов уравнительного клапана и других узлов оборудования, через которые возможно сообщение затрубного и подпакерного пространств.

Необходимо проверить соответствие давлений гидростатических в начале испытания — перед открытием клапана испытателя и в конце — после срыва уравнительного клапана. Если давление в конце испытания окажется значительно меньше, чем в начале (что наблюдается очень часто), то это свидетельствует о том, что за период исследования изменились тиксотропные свойства промывочной жидкости в затрубном пространстве, находящейся длительное время (в течение нескольких часов) в неподвижном состоянии, уменьшилась подвижность жидкости и повысилась прилипаемость жидкости к стенкам скважины и колонне труб. Кроме того, в нижней части ствола скважины произошла фильтрация части жидкости в пласт. Поэтому давление столба не полностью передается глубинным манометрам. После окончания операции необходимо переподготовить раствор в скважине.

Следует проверить также величину давления срабатывания циркуляционного клапана и в случае необходимости произвести ревизию этого клапана после подъема испытательного оборудования на поверхность.

Таким образом, анализ диаграмм давления дает возможность не только определить качество регистрации давлений в период исследования скважины в связи с оценкой возможности надежной интерпретации параметров пласта, но и позволяет оценить работоспособность оборудования и необходимость его ревизии, а также определить состояние ствола скважины и промывочной жидкости в скважине.

Рассмотрим подробнее ту информацию, которую можно получить при анализе отдельных этапов проведения операции с трубным испытателем пластов.

Определение условий спуска и подъема испытательного оборудования в скважине

Затяжки и посадки инструмента при спуско-подъемной операции (рис. XII.3)

В период спуска испытателя пластов на диаграмме давления отмечаются резкие скачки давления.

На первом этапе спуска ($a-b$) скачки давления незначительные по величине (в пределах 2—4 МПа). В период заливки труб жидкостью фильтровый манометр фиксирует медленное снижение давления ($b-c$), что связано с медленным перераспределением давления в надпакерной и подпакерной зонах при перетоке жидкости через кольцевое пространство и через фильтр, пакер и уравнильный кла-

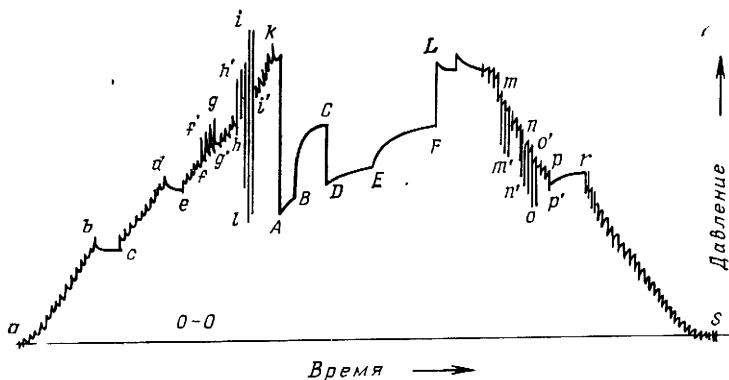


Рис. XII.3. Диаграмма затяжки и посадки инструмента при спуско-подъемных операциях

пан испытателя. Перераспределение давления тем медленнее, чем больше вязкость промывочной жидкости. Кроме того, понижение давления может быть связано с частичным уходом фильтрата промывочной жидкости в пласт.

Аналогична запись давления на втором этапе спуска ($c-d$) и при заливке труб жидкостью ($d-e$).

На третьем этапе спуска ($e-k$) вначале скачки давления ($e-f$), как и ранее, невысокие. Затем скачки давления увеличились до 8—10 МПа ($f-g$), что свидетельствует о прохождении испытательным инструментом интервала сужения ствола скважины.

По количеству «всплесков» давлений, предшествующих этому интервалу, можно подсчитать число спущенных свечей, а зная их длину — определить глубину залегания интервала сужений.

После прохождения интервала сужений спуск продолжался с небольшими «скачками» давлений ($g-h$). Затем опять возникли большие гидродинамические давления из-за прохождения инструмента через второй интервал сужения ($h-i$). В точке i произошла посадка инструмента, и в результате кратковременного открытия приемного клапана испытателя затрубное пространство стало сообщаться с трубным — давление упало до величины давления столба жидкости, залитой в трубы (l).

После прохождения интервала сужения и посадки дальнейший доспуск инструмента проходил без видимых осложнений ($i'-k$).

Далее провели два открытых ($A-B$) и ($D-E$) и два закрытых ($B-C$) и ($E-F$) периода испытания, затем пакер сорвали с места ($F-L$).

На участке подъема инструмента ($L-p$) отмечаются два интервала с большими «всплесками» давлений вниз, которые связаны с прохождением инструмента

через суженные участки ствола скважины со значительным «поршневанием». Эти участки соответствуют участкам повышения давлений при посадках на диаграмме спуска оборудования в скважину. Восстановление давления в подпакерной зоне до гидростатического сопровождается плавным ростом давления, что хорошо видно по участку диаграммы давления ($p'-r$), когда оборудование находилось в неподвижном состоянии при проведении этапа замещения жидкости в трубах.

Последующий подъем инструмента происходил при небольшом его «поршневании» — незначительных снижениях давления в нижней, подпакерной части колонны буровых труб.

Приведенный пример показывает, как может быть проинтерпретирован процесс спуска и подъема испытательного оборудования на поверхности и какая полезная информация для восстановления процесса испытания при этом может быть получена.

Диаграммы неудачных и некачественных операций с трубными испытателями пластов (рис. XII.4)

Рассмотрим диаграммы неудачных испытаний и определим причины получения той или другой некачественной диаграммы давления.

Здесь приводятся записи одного (или двух) манометров, так как для иллюстрации той или другой ситуации, возникающей на скважине, достаточно иметь диаграмму записи одного или двух манометров.

На диаграммах опущены подробности описания спуска и подъема инструмента, так как изучаются только процессы самого исследования пласта; спуск и подъем показаны в виде непрерывных прямых. Масштаб записи спуска и подъема значительно меньше по сравнению с масштабом записи основного процесса исследования.

Неисправность манометра (рис. XII.4, а)

При испытании пласта манометром зарегистрированы: спуск и открытие клапана испытателя $A-B$; первый открытый период $B-C$; первый закрытый период $C-D$; второй открытый период $E-F$; начальная часть второго закрытого периода $F-H$.

В точке H часовой привод остановился, и весь последующий процесс восстановления давления и часть операции подъема инструмента записались в виде прямой $H-H'$.

В точке I часовой привод опять включился в работу и манометр зарегистрировал конечный процесс подъема инструмента.

На этой же диаграмме показана неточная запись нулевых отметок — совпадение нулевых линий, отмеченных пером в начале и конце операции. Для проведения расчетов по данной диаграмме давления необходимо брать отсчеты от некоторой средней линии между двумя полученными «нуль-отметками».

Не открылся клапан испытателя (рис. XII.4, б)

Характерные точки на диаграмме: A — конец спуска; B — попытка открытия впускного клапана испытателя; C — повышение давления, вызванное сжатием жидкости в момент установки пакера; D — конец исследования; E — начало подъема.

Негерметичная пакеровка (рис. XII.4, в)

Характерные точки на диаграмме:

A — установка пакера, открытие приемного клапана испытателя. После открытия клапана уровень глинистого раствора стал резко падать; B — попытка добиться герметичности пакеровки увеличением механической нагрузки. Уровень в кольцевом пространстве продолжает падать. Из буровых труб наблюдается

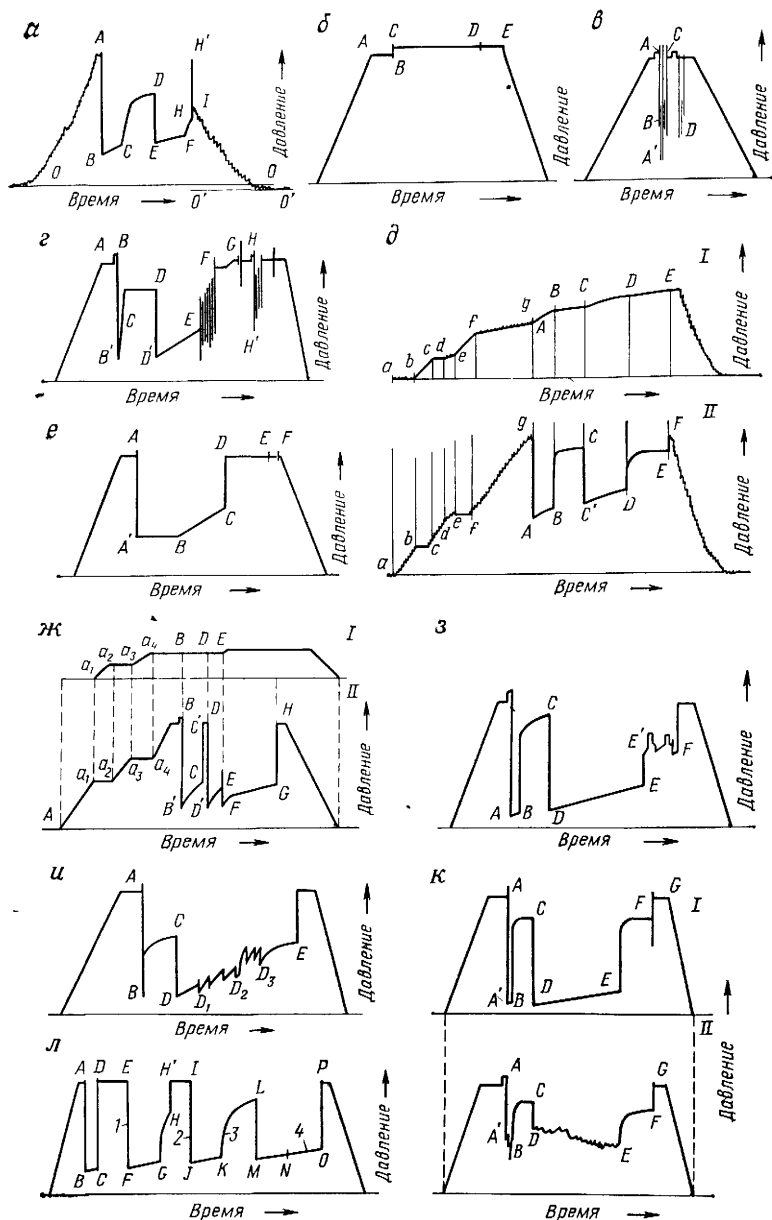


Рис. XII.4. Диаграммы неудачных некачественных операций с трубными испытателями пластов:

а — неисправность манометра; **б** — не открылся клапан испытателя; **в** — негерметичность пакеровки; **г** — нарушение герметичности пакеровки во время притока; **д** — негерметичность буровых труб; **е** — негерметичность инструмента между пакером и испытателем пластов; **ж** — забит испытатель пластов; **з** — пропуски уплотнений запорного клапана; **и** — закупорка каналов испытателя при притоке; **к** — забивка каналов испытательного оборудования во время притока; **л** — несрабатывание клапана испытателя пластов многоциклового действия

интенсивный выход воздуха; C — не добившись герметичности пакеровки, инструмент приподнимают; клапан испытателя закрывается. После долива глинистого раствора в кольцевое пространство принимают решение снова попытаться установить пакер; D — второе открытие приемного клапана. Уровень вновь падает. Испытательную сборку приподнимают.

Разность отметок A' и D эквивалентна давлению столба глинистого раствора, вошедшего в бурильные трубы.

Нарушение герметичности пакеровки во время притока (рис. XII.4, г)

Диаграмма получена при испытании отложений нижнего мела на глубине 2680—2692 м. Удельный вес раствора 13,3 кН/м³. При испытании было зафиксировано следующее.

1. A — конец спуска. Гидростатическое давление по манометру 35,4 МПа; по пересчету на давление столба жидкости — 35,6 МПа.

2. $B-B'$ — открытие приемного клапана; перепад давления на пакере 18 МПа. За 2 мин притока по движению воздуха убедились в поступлении жидкости из пласта и закрыли запорный клапан C .

3. $C-D$ — запись начальной КВД.

4. $D-D'$ — открытие запорного клапана. Начало притока $D'-E$.

5. Через 20 мин притока внезапно упал уровень в кольцевом пространстве. Увеличение сжимающей нагрузки не привело к герметичности.

6. Пакер сорвали с места и приподняли инструмент на 4 м, затем долили в скважину глинистый раствор до устья.

7. Предприняли попытку установить пакер. $H-H'$ — открытие клапана испытателя пластов. Уровень в кольцевом пространстве снова упал.

8. Натяжкой инструмента закрыли испытатель и приступили к подъему.

По данной диаграмме давления можно определить лишь начальное пластовое давление.

Негерметичность бурильных труб (рис. XII.4, д)

На диаграммах манометрами, установленными в трубах (I) и под испытателем пластов (II), зарегистрированы следующие процессы: при спуске инструмента ($a-g$) произведены две заливки промывочной жидкости в бурильные трубы ($b-c$ и $e-f$);

во время исследования пласта провели два периода притока — $A-B$ и $C'-D$ и два периода восстановления давления $B-C$ и $D-E$.

Поскольку в период спуска инструмента и во время восстановления давления последнее в трубах должно оставаться постоянным, то наклон участков кривых давления, соответствующих этим процессам, говорит о пропусках жидкости колонной бурильных труб. Трубы начали пропускать при спуске после первой заливки ($d-e$).

В данном примере, зная среднюю интенсивность перетока жидкости в трубы из кольцевого пространства, можно определить объем поступившей жидкости из пласта.

Негерметичность инструмента между пакером и испытателем пластов (рис. XII.4, е)

Испытание проводили в один цикл. В период притока ($A'-C$) давление на забое оставалось сначала постоянным ($A'-B$), затем стало равномерно расти.

После закрытия скважины для записи кривой восстановления давления последнее резко возросло до гидростатического ($C-D$) и затем оставалось постоянным ($D-E$).

Такая форма диаграммы давления соответствует ситуации, когда пропуск дает один из узлов испытательного оборудования, находящегося между запорным клапаном и пакером.

После подъема оборудования на поверхность необходимо проверить работоспособность уплотнительных элементов испытателя пластов, а также ясса, безопасного замка, раздвижного механизма, если они были включены в компоновку испытательного оборудования.

Забит испытатель пластов (рис. XII.4, ж)

Характерные точки на диаграмме:

$A-B$ — спуск испытателя, a_1-a_2 — 1-я заливка; a_3-a_4 — 2-я заливка; $B-B'$ — открытие клапана испытателя. Движения воздуха не наблюдалось. Поскольку записи манометров I и II в периоды притока не идентичны, можно предположить, что забит либо забойный штуцер, либо испытательный инструмент; $C-D$ — снятие пакера и повторная его установка. $D'-E$ — давление растет аналогично кривой $B'-C$, отражая ту же самую ситуацию — забивку каналов испытателя; E — инструмент частично освободился от закупорки, забился снова; F — вращением был закрыт запорный клапан. Однако вследствие уже существующей закупорки это не дало эффекта; G — снятие пакера. Давления в точках B и H одинаковы, что свидетельствует об исправности манометра и забивке инструмента.

Пропуски уплотнений запорного клапана (рис. XII.4, з)

На данной диаграмме кривые притока $A-B$ и $D-E$, а также начальная кривая восстановления давления $B-C$ записаны нормально. После записи самой начальной части второй КВД ($E-E'$) вышло из строя уплотнение запорного клапана, и жидкость стала уходить из подпакерного пространства в бурильные трубы по мере нарастания давления.

Конечная КВД фактически не записана из-за искажения ее участка $E'-F$.

Для математической обработки пригодны лишь начальная кривая восстановления давления и кривая притока.

Закупорка каналов испытателя при притоке (рис. XII.4, и)

Характерные точки на диаграмме:

$A-B$ — открытие приемного клапана испытателя и начало первого закрытого периода; $B-C$ — закрытый период (60 мин); $D-D_3$ — период притока (2 ч 45 мин), в течение которого инструмент все время забивался, о чем свидетельствуют вертикальные штрихи и ступеньки на кривой притока: на участке D_1-D_2 — частичная забивка; на участке D_2-D_3 — забивка инструмента до полной кратковременной изоляции подпакерной зоны от трубного пространства, где происходила кратковременная запись кривых восстановления давления; D_3-E — закрытие запорного клапана и запись конечной кривой восстановления давления (45 мин).

Забивка каналов испытательного оборудования во время притока (рис. XII.4, к)

В скважину спустили оборудование с установкой двух манометров: I — между запорным клапаном и испытателем; II — под испытателем.

Процессы спуска и подъема записаны манометрами одинаково, что говорит о четкости записи манометрами процесса. Однако процессы притока $A-B$ и $D-E$ по записям отличаются: по верхнему манометру следует, что приток был невысокой интенсивности, по нижнему — происходила забивка каналов испытателя пластов.

При отсутствии нижнего манометра можно было бы сделать ошибочное заключение о том, что пласт обладает низкой активностью.

Из этого примера следует, насколько важно в комплектах устанавливать не менее двух манометров.

Несрабатывание клапана испытателя пластов многоциклового действия (рис. XII.4, л)

Было проведено четырехцикловое испытание. За исключением первого периода притока все остальные периоды были выбраны одинаковыми по времени. Испытание проводилось без раздвижного механизма.

Из диаграммы давления видно, что открытие клапана ($A-B$) и первый период притока ($B-C$) были проведены нормально.

В результате сильной вытяжки инструмента для записи начальной КВД запорная гильза уравнительного клапана была сорвана ($C-D$), уравнительный клапан открылся, и манометр записал гидростатическое давление ($D-E$).

После проведения второго периода притока ($F-G$) оператор для закрытия скважины осуществил меньшую вытяжку, чем в первом случае. После некоторого роста давления в подпакерной зоне ($G-H$) уравнительный клапан снова открылся, так как натяжение колонны оказалось выше усилия, удерживающего гильзу, в связи со снижением перепада давления на нее ($H-H'$). В третьем цикле испытания после проведения притока ($J-K$) вытяжка инструмента была еще уменьшена, в результате чего гильза осталась на месте — записана качественная КВД ($K-L$). Однако при четвертом цикле испытания вытяжка инструмента была вновь снижена, что в итоге привело к незакрытию скважины ($M-N-O$).

Диаграммы испытания пластов, имеющих различные фильтрационные параметры

Испытание проницаемого водонасыщенного пласта (рис. XII.5, а)

Интервал испытания 2437—2464 м. Скважина заполнена глинистым раствором удельного веса $12,0 \text{ кН/м}^3$.

Ниже приведены характерные точки на диаграмме.

A — конец спуска. В течение 3 ч нахождения инструмента на забое скважины манометр показал некоторое понижение давления ($A-B$), вызванное незначительным поглощением жидкости.

C — первое открытие приемного клапана. Оно было весьма кратковременным и сделано с целью определения положения верхнего конца буровой колонны при испытании, что дало возможность выбрать наиболее рациональное расположение обвязки устья скважины с цементировочными агрегатами.

$D-E$ — рабочее открытие клапана. E — начало притока. Длительность открытого периода составила 4 ч 45 мин, после чего закрыли запорный поворотный клапан (F). Однако вследствие очень интенсивного притока уже за 3 ч уровень в трубах поднялся до статического, так что восстановления давления после закрытия клапана манометр не отметил. Трубочное давление в конце притока равно пластовому.

Точка G — снятие пакера; H — начало подъема.

Отобрано $2,8 \text{ м}^3$ пластовой воды с большим содержанием газа.

Диаграмма давления пригодна для математической обработки.

Испытание слабопроницаемых известняков с низким пластовым давлением (рис. XII.5, б)

Интервал испытания 2065—2086 м. Диаметр скважины 190 мм. Пакер был установлен на глубине 2052 м. Скважина заполнена водой. Уровень воды в буровых трубах 600 м.

Характерные точки на диаграмме: $A-B$ — открытие клапана; $B-C$ — приток. В течение 2 ч никакого движения жидкости не обнаружено; $C-D$ — начальная КВД. Несмотря на длительный первый закрытый период (2 ч) КВД не восстановилась; $D-E$ — открытие запорного клапана; $E-F$ — второй открытый период

(2 ч); $F-G$ — восстановление давления (1 ч). За 4 ч отобрали 600 л воды с газом и пленками нефти.

Вследствие неудачного выбора длительности периодов испытания диаграмма давления для обработки непригодна. Решено провести солянокислотную обработку и повторить испытание при длительности периодов притока 0,2 и 3 ч, закрытия — 1 и 3 ч.

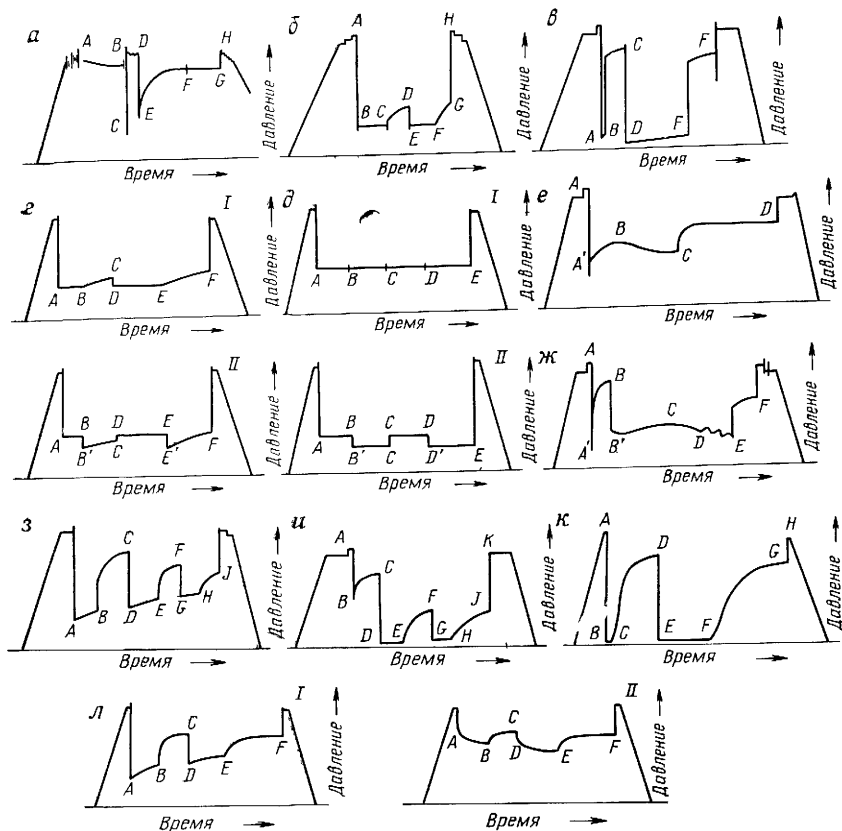


Рис. XII.5. Диаграммы испытания пластов, имеющих различные фильтрационные параметры: *а* — испытание проницаемого водонасыщенного пласта; *б* — испытание слабопроницаемых известняков с низким пластовым давлением; *в* — испытание сильнозагрязненного пласта; *г* — исследование практически непроницаемого пласта с применением испытателя пластов: *I* — типа КИИ; *II* — типа МИГ; *д* — испытание непроницаемого пласта с применением испытателя пластов: *I* — типа КИИ; *II* — типа МИГ; *е* — испытание высокопроницаемого газоконденсатного пласта; *ж* — испытание проницаемого нефтяного пласта с переливом жидкости, залитой на устье; *з* — трехфазное испытание пласта с высоким наведенным давлением; *и* — влияние послеприточного эффекта; *л* — влияние эффекта «штуцирования»

Испытание сильнозагрязненного пласта (рис. XII.5, в)

Характерные точки на диаграмме: $A-B$ — первый открытый период (2 мин); $B-C$ — начальная кривая восстановления давления (20 мин); $D-E$ — второй открытый период (1 ч); $E-F$ — конечная кривая восстановления давления (30 мин).

При притоке слабой интенсивности давление после закрытия скважины возрастает очень быстро. Такое поведение кривых притока и восстановления давления обусловлено загрязнением призабойной зоны пласта.

Призабойная зона заметно уменьшает выход жидкости из пласта, но в то же время не влияет на передачу давления в нем, на что требуется очень малое количество жидкости.

Поскольку же испытательный инструмент закрывается на забое, то давление в подпакерном пространстве восстанавливается очень быстро. В данном примере в результате загрязнения пласта в призабойной зоне пропускная способность пласта уменьшилась в 8 раз.

Исследование практически непроницаемого пласта с применением испытателя пласта типов КИИ и МИГ (рис. XII.5, г)

$A-B$ и $D-E$ — периоды притока, во время которых не наблюдается какого-либо изменения давления на забое скважины.

При закрытии скважины запорным клапаном ($B-C$) и ($E-F$) на забое отмечается очень медленный рост давления (I); при закрытии скважины испытателем многоциклового действия наблюдается скачок давления вниз, который вызван увеличением емкости подпакерного пространства за счет увеличения объема полости в раздвижных механизмах при вытяжке оборудования вверх — $B-B'$ и $E-E'$ (II). Кривые восстановления давления аналогичны I .

Исследование непроницаемого пласта с применением испытателя пластов типов КИИ и МИГ (рис. XII.5, д)

Отсутствие притока, как и в предыдущем примере, регистрируется в виде горизонтальных прямых $A-B$ и $C-D$. Давление в скважине не изменяется и после закрытия ее запорно-поворотным клапаном соответствует $B-C$ и $D-E$.

При закрытии скважины испытателем пластов многоциклового действия происходит скачок давления вниз ($B-B'$ и $D-D'$), после чего давление остается постоянным ($B'-C$ и $D'-E$). Когда после проведения первого закрытого периода разгрузкой инструмента вновь осуществляется пуск скважины в работу, на забое устанавливается давление, равное трубному.

Испытание высокопроницаемого газоконденсатного пласта (рис. XII.5, е)

Интервал испытания 2355—2360 м. Скважина заполнена глинистым раствором удельного веса $11,5 \text{ кН/м}^3$. Испытатель пластов спускался на пустых 114-мм буровых трубах. В результате отобран газ и конденсат через 6-мм штуцер на устье.

Ниже приведены характерные точки на диаграмме давления.

$A-A'$ — открытие приемного клапана. Вертикальная линия, соответствующая моменту открытия, не достигла базисной нулевой линии, что свидетельствует о высокой активности пласта.

B — момент появления конденсата на поверхности через 31 мин.

C — закрытие запорного клапана; восстановление давления.

D — снятие пакера; начало подъема.

Длительность открытого периода составила 2 ч 30 мин, закрытого — 3 ч 15 мин. Кривая восстановления давления пригодна для математической обработки.

Испытание проницаемого нефтяного пласта с переливом жидкости, залитой на устье (рис. XII.5, ж)

Интервал испытания 2210—2290 м. Удельный вес раствора $11,5 \text{ кН/м}^3$. Испытывался интервал, насыщенный нефтью с большим содержанием газа. Ниже приведены характерные точки на диаграмме.

$A-A'$ — открытие клапана испытателя, после чего сразу же вращением инструмента закрыли запорно-поворотный клапан на 30 мин ($A'-B$).

$B-B'$ — открытие запорного клапана для проведения периода притока. Во время притока давление сначала возрастает за счет заполнения труб пластовой жидкостью. В точке C наступает перелив залитой воды на устье и за счет облегчения столба жидкости в скважине — замещения воды на нефть — давление в трубах уменьшается ($C-D$). После прорыва пачек газа через воду на поверхность ($D-E$) на забое фиксируется пульсирующее падение давления.

$E-F$ — закрытие скважины и регистрация конечной кривой восстановления давления (30 мин).

Трехцикловое испытание быстроистощаемого пласта (рис. XII.5, з)

Данная диаграмма получена при испытании известняков верхнего мела в интервале 3129—3184 м, в открытом стволе многоцикловым испытателем пластов. Диаметр скважины 190 мм, удельный вес раствора 12,3 кН/м³. Общее время операции 1 ч 59 мин.

Характерные точки на диаграмме давления: $A-B$ — первый открытый период (21 мин); $B-C$ — первая кривая восстановления давления (24 мин); $D-E$ — второй открытый период (27 мин); $E-F$ — вторая кривая восстановления давления (23 мин); $G-H$ — третий открытый период (14 мин); $H-J$ — конечная третья кривая восстановления давления (16 мин).

Все кривые восстановления давления пригодны для математической обработки. Пласт в области дренирования быстро истощается, что видно по снижению давления, регистрируемого в закрытых периодах испытания, по всем трем кривым восстановления давления.

Трехцикловое испытание пласта с высоким наведенным давлением (рис. XII.5, и)

Испытатель пластов спускали в скважину на пустых трубах.

После мгновенной созданной депрессии на пласт скважину закрыли для регистрации кривой восстановления давления ($B-C$).

Затем провели два цикла: два периода притока и два восстановления давления — $D-E$ — второй период притока, $E-F$ — второй закрытый период, $G-H$ — третий период притока, $H-J$ — третий закрытый период.

Давление, зарегистрированное во втором и третьем закрытых периодах, значительно меньше давления, полученного при записи начальной КВД. Повышенное давление, зафиксированное первой КВД, связано с неполным устранением наведенного давления в призабойной зоне пласта при кратковременной депрессии, которое возникло при вскрытии пласта с высокой репрессией.

В проницаемых пластах за 2—5 мин притока обычно удается снять репрессию с пласта; в пластах невысокой проницаемости для этого требуется 5—10 мин.

Влияние послеприточного эффекта (рис. XII.5, к)

Скважина испытывалась в интервале 2700—2750 м с установкой пакера на глубине 2500 м.

Характерные точки на диаграмме:

$A-B$ — открытие клапана испытателя; $B-C$ и $E-F$ — открытые периоды испытания; $C-D$ и $F-G$ — закрытые периоды испытания; $G-H$ — снятие пакера.

S-образная форма кривых восстановления давления связана с влиянием продолжающегося поступления жидкости в подпакерную зону после остановки скважины, что существенно искажило начальную часть КВД.

Обычно влияние послеприточного эффекта обнаруживается только после построения кривых восстановления давления на полулогарифмических графиках. В данном примере при невысоких фильтрационных свойствах призабойной зоны

пласта из-за значительного ее загрязнения и большом объеме подпакерного пространства (до 10 м³) послеприточный эффект обнаруживается непосредственно по диаграммам давления.

Влияние эффекта «штуцирования» (рис. XII.5, л)

При испытании высокопродуктивных скважин с установкой в испытателе пластов штуцера небольшого диаметра нижний манометр II, устанавливаемый под испытателем пластов, обычно не фиксирует давление столба залитой жидкости в бурильные трубы, а показывает более высокие давления по сравнению с верхним манометром I, установленным над испытателем пластов: участки A—B и D—E. Это объясняется большими потерями давления на штуцере вследствие высоких скоростей истечения жидкости через него.

Кривые притока и восстановления давления, записанные верхним манометром, пригодны для математической обработки.

Диаграммы для решения различных технологических задач с использованием испытателя пластов (рис. XII.6)

Испытание горизонта в структурно-поисковой скважине испытателем пластов типа КИИ-65 (рис. XII.6, а)

Глубина скважины 1349,4 м. Место установки пакера 1344 м. Диаметры: скважины — 118 мм, пакера — 78 мм. Трубы спускались пустыми.

В сборке применяли два резиновых пакерующих элемента. Коэффициент пакеровки был равен $d_c/d_{\text{пак}} = 118/78 = 1,51$. Пласт был представлен плотными песчаниками кембрийского возраста.

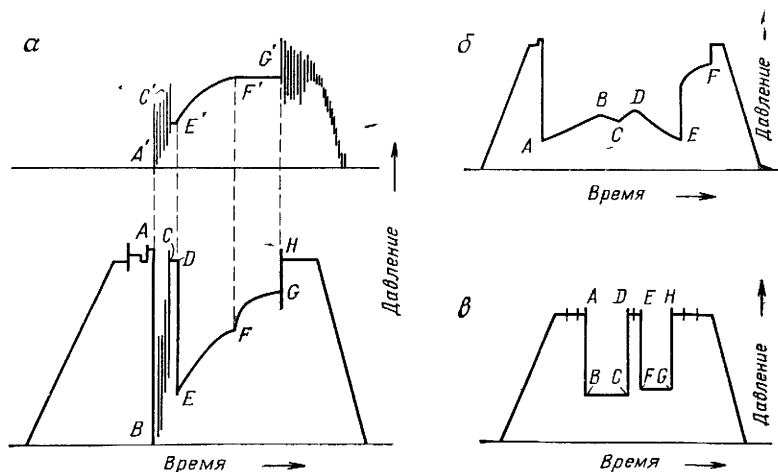


Рис. XII.6. Диаграмма для решения различных технологических задач с использованием испытателя пластов:

а — испытание горизонта в структурно-поисковой скважине испытателем пластов типа КИИ-65; б — испытание со сменой штуцеров на поверхности, в — испытание обсадной колонны на герметичность

Вследствие плохой регулировки тормозной камеры испытателя его приемный клапан открылся одновременно с приложением сжимающей нагрузки на пакер. Уровень в кольцевом пространстве стал резко падать.

Решили догрузить пакер и вращением инструмента закрыть запорный клапан двойного действия. Сделали восемь оборотов инструмента и при увеличенной сжимающей нагрузке выдержали в течение 14 мин. В скважину долили раствор, предварительно определив положение уровня эхолотом. Оказалось, что уровень упал на 70 м, т. е. в бурильные штанги вошло 630 л раствора.

После этого вращением инструмента на восемь оборотов снова открыли запорный клапан. Из труб стал интенсивно выходить воздух. Уровень в кольцевом пространстве не падал. На притоке стояли 8 мин, и затем вращением инструмента еще на восемь оборотов клапан закрыли для записи кривой восстановления давления.

Отобрали 320 л пластовой горько-соленой воды.

Удалось записать кривую притока и конечную кривую восстановления давления.

Характерные точки на диаграмме: $A-B$ — открытие клапана ИП; $B-C$, $A'-C'$ — вход жидкости в трубы за счет негерметичности пакеровки; C и C' — закрытие клапана ЗП-2; E и E' — открытие клапана ЗП-2; $E-F$ и $E'-F'$ — приток жидкости; $F-G$ и $F'-G'$ — кривая восстановления давления

Штрихи на карте, записанной дополнительным манометром, вызваны инерционными колебаниями жидкости при подъеме труб из скважины. Кривые давления пригодны для расшифровки.

Испытание со сменой штуцеров на поверхности (рис. XII.6, б)

Диаграмма получена при исследовании со сменой штуцера на поверхности.

A — начало притока. Увеличение давления от точки A до точки B обусловлено наполнением труб до выхода жидкости на поверхность. После выхода жидкости на поверхность скважина стала работать через устьевую обвязку с установленным штуцером небольшого диаметра.

На участке $B-C$ отмечается снижение давления вследствие замещения в трубах воды на нефть.

$C-D$ — закрытие крана на устье и смена штуцера малого диаметра на большой. В этот период на устье регистрировалась кривая восстановления давления. Замедленное возрастание давления связано с влиянием емкости бурильных труб на восстановление давления.

$D-E$ — открытие крана и пуск скважины в работу.

$E-F$ — закрытие запорного клапана на забое и регистрация кривой восстановления давления.

Испытание обсадной колонны на герметичность (рис. XII.6, в)

Цементный мост установлен на глубине 2410 м, пакер — на глубине 2370 м. Длина хвостовика 40 м. Скважина была заполнена глинистым раствором удельного веса 13,4 кН/м³. 680 м бурильных труб заполняли водой

Характерные точки на диаграмме: $A-B$ — открытие клапана; $B-C$ — период притока. При притоке движения воздуха в трубах не наблюдалось.

После 2 ч 30 мин стояния на «притоке» инструмент приподняли на 20 м ($C-D$) и снова поставили на забой ($E-F$).

На втором «притоке» стояли 1 ч 30 мин ($F-G$), после чего закрыли испытатель ($G-H$) и стали поднимать инструмент.

В результате применения испытателя пластов подтверждена герметичность колонны и цементного моста.

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДИАГРАММЫ ДАВЛЕНИЯ

При анализе (интерпретации) диаграмм давления возможно применение как простых (унифицированных) методик расчета параметров пласта, рассчитанных на обработку большого числа типовых (похожих) диаграмм давления, так и специальных (сложных) способов, связанных с подробным исследованием диаграмм давления с учетом всего многообразия влияния различных факторов.

В районах с большим объемом применения испытателей пластов, где разрезы скважин хорошо изучены и условия проведения работ не отличаются значительными сложностями (глубины скважины до 3000 м, температура не превышает 100 °С, давление — 50—60 МПа, конструкции скважин, как правило, одно-двухколонные), следует применять простые типовые методики обработки диаграмм давления. К таким районам можно отнести Башкирию, Татарию и др.

При проведении работ в глубоких скважинах в условиях высоких температур и давлений процессы испытания отличаются значительной сложностью. Получаемые диаграммы давления оказываются искаженными влиянием различных технологических и геологических факторов: «штуцирование» элементов испытательного оборудования, емкостный фактор большой подпакерной зоны, турбулентность потока газонефтеводяной смеси в трубах и т. д. Необходимость создания специальных методик связана с теми многочисленными трудностями распознавания истинных свойств пласта по результатам получения «нетиповой» информации, где присутствие представительных проб пластового флюида не позволяет точно определить количество и состав поступившей из пласта жидкости, которая смешивается с жидкостью, предварительно залитой в бурильные трубы.

Поэтому при обработке результатов испытания глубоких скважин необходимо пользоваться более сложными методиками, учитывающими влияние разнообразных факторов.

Дополнительной информацией при анализе результатов испытания являются данные изучения всех этапов процесса ведения операции по испытанию скважины (начиная со спуска испытательного оборудования в скважину, пакеровки, открытия клапанов, затем — проведения самого процесса гидродинамического исследования и, наконец, снятия пакера, срезки шпильки циркуляционного клапана, обратной промывки и подъема испытательного оборудования на поверхность). При этом выявляются особенности проводимой операции: устанавливается характер взаимодействия трубной и поступившей жидкостей, наличие перетоков, пропусков жидкости в замках труб и т. д. Исходными данными для такого анализа служат результаты поверхностных наблюдений за ходом процесса испытания и данные записей глубинных манометров в виде изменения давления в подпакерной зоне, между клапанами испытательного оборудования и во внутренней части бурильных труб. Полезными также являются данные о вскрытии продуктивных пластов (поглощения, проявления и т. д.).

Комплексный анализ результатов испытания с привлечением данных геохимических и геофизических исследований позволяет делать обоснованное и достоверное заключение о перспективности продуктивных объектов, залегающих на больших глубинах. По результатам таких исследований можно обоснованно принять решение о целесообразности осуществления последующих работ по бурению скважины и креплению ее обсадной эксплуатационной колонной, по ликвидации скважины как выполнившей геологические задачи, а также по назначению нового цикла дополнительных исследований на скважине.

Однако подготовка такого подробного обоснованного заключения по результатам испытания скважины требует много времени (двух, трех, а иногда и более суток), так как необходимы относительно продолжительные работы в условиях буз: по анализу свойств пластового флюида в физико-химической лаборатории;

по изучению, анализу и интерпретации диаграмм давления; наконец, по комплексному анализу всех данных исследования скважины и подготовке заключения по изученному объекту.

Весь период между подъемом испытательного оборудования и до получения заключения о результатах испытания скважина остается в бездействии; не занята в это время производительным трудом и буровая бригада; это часто происходит при отсутствии явной информации о промышленной продуктивности выявленных нефтяных и газовых отложений.

Поэтому, исходя из требования получения достаточно быстрых и вместе с тем точных и обоснованных заключений об испытанных объектах, необходимо проводить анализ результатов испытания в два (а то и в три) этапа.

Первый этап — предварительный анализ диаграмм давления и оценочный расчет параметров пласта непосредственно на скважине сразу после подъема испытательного оборудования на поверхность. Для этого необходимо пользоваться типовыми диаграммами давления, знать особенности изменения давления при спуске и подъеме испытателя пластов в скважину, уметь выявлять признаки пропусков жидкости в трубах и т. п.

При получении представительного объема пластового флюида с использованием несложных экспресс-методик интерпретации диаграмм давления можно без больших затрат времени сделать оценку характеристик пласта, его насыщенности.

На втором этапе интерпретации результатов испытания (в условиях базы) осуществляется более глубокое и всестороннее изучение материалов испытания. Здесь необходимо пользоваться более точными (хотя и достаточно громоздкими) методиками расчета параметров пласта, учитывающими влияние различных факторов на процесс испытания. Выбор методик определения параметров пласта зависит от вида получаемых кривых давления, числа и качества записанных циклов испытания.

Следует иметь в виду, что дать на все возможные разнообразные случаи рекомендации по анализу и интерпретации результатов испытаний затруднительно. Здесь приводятся различные схемы расчета параметров, исходя из получения того или иного вида информации при испытании, где наиболее сильно влияли те или иные факторы. Для любой другой совокупности факторов и разновидностей информации можно подобрать соответствующие схемы расчета или их сочетание.

Необходимо также указать, что при интерпретации результатов испытания в условиях базы даже с применением сложных расчетов с привлечением разнообразного методического и справочного материала удастся подготовить заключение об основных параметрах пласта в течение нескольких часов (2—3 ч, иногда 4—5 ч) в зависимости от объема информации и трудоемкости расчетов. Но за это время невозможно провести исследование физико-химических свойств отобранных проб воды, нефти, газа или их смесей. Длительность исследований достигает иногда нескольких суток (до 3 сут).

В этих случаях по результатам интерпретации диаграмм давления буровым предприятиям выдается сообщение о величине пластового давления и фильтрационных характеристиках испытанного пласта, на основе которого процесс бурения может быть продолжен с соответствующим выбором удельного веса промывочной жидкости, не ожидая результатов анализа отобранных проб пластового флюида. После окончания работ по физико-химическому анализу проб пластового флюида геологические службы буровых предприятий получают полное заключение о нефтегазоводонасыщенности испытанных пластов и возможных продуктивных характеристиках скважин при их эксплуатации.

ИСХОДНЫЕ УРАВНЕНИЯ

Методики обработки диаграмм давления подразделяются на две группы: методики обработки кривых притока (КП), методики обработки кривых восстановления давления (КВД).

При проведении операций с трубными испытателями пластов всегда необходимо стремиться планировать режимы испытания таким образом, чтобы совместно с отбором представительной пробы регистрировать давление при закрытии скважины. По результатам обработки КВД получается более точная и достоверная ин-

формация о пласте, так как КВД искажается меньшим числом влияющих факторов.

В тех случаях, когда запись КВД невозможна по техническим причинам либо записана некачественная КВД (недовосстановившаяся или искаженная какими-либо технологическими факторами, или же КВД записана в условиях «мгновенного» роста давления после закрытия скважины и поэтому на ней невозможно выделить участок, характеризующий динамику изменения давления на забое), оценку параметров испытанных объектов следует делать на основе обработки кривых притока.

В тех же благоприятных случаях, когда получены как кривые притока, так и восстановления давления, необходимо обрабатывать и те и другие кривые давления, что в конечном счете повышает степень точности и надежности определения характеристик испытанных отложений.

Приведем основные расчетные формулы, положенные в основу методик обработки кривых притока и восстановления давления, сведения об области их применения в различных условиях, а также практические примеры.

При математическом описании гидродинамических процессов в пласте, происходящих во время испытания, предполагается, что пласт является горизонтальным с постоянной мощностью и бесконечным по протяженности, однородным и изотропным по своей структуре, без нарушений (экранов, сбросов и т. д.) в зоне исследования. Проницаемость и пористость пласта, а также сжимаемость и вязкость пластовой жидкости считаются постоянными.

После пуска скважины в работу и при всех последующих изменениях условий притока жидкости к скважине (в том числе и при остановке скважины) жидкость в пласте движется в радиальном по отношению к скважине направлении. Исходное дифференциальное уравнение, описывающее характер изменения давления в пласте, имеет вид:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{m\mu}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (\text{XIII.1})$$

где p — давление в пласте на расстоянии r от скважины; m , k — пористость и проницаемость пласта, μ — вязкость и сжимаемость пластовой жидкости, t — время.

Решения уравнения (XIII.1) для условий испытания скважин в процессе бурения получены в предположении, что наружная граница пласта находится на бесконечности от скважины, где давление остается постоянным, а внутренняя граница весьма мала (но конечна, $r=r_c$) с заданными функциями дебита или давления на ней [12].

Первое допущение обосновывается тем, что при кратковременных отборах жидкости из пласта область дренирования не успевает распространиться до естественных границ пласта, и поэтому можно считать пласт бесконечным по протяженности. При рассмотрении условий фильтрации жидкости на внутренней границе пласта учитывается возможное «повреждение» пласта в призабойной зоне, связанное с особенностями вскрытия продуктивных отложений при бурении.

В большинстве случаев проницаемость в призабойной зоне пласта значительно ниже по сравнению с проницаемостью удаленной зоны пласта. Это явление — скин-эффект — обусловлено следующими причинами: разбуханием глинистых пород из-за проникновения в них фильтрата глинистого раствора; проникновением глинистых твердых частиц в породу и образованием глинистой корки на стенках скважины; созданием водяного блока, ведущего к появлению эффекта поверхностного натяжения или уменьшению подвижности флюида; созданием газового блока вследствие выделения чрезвычайно большого количества газа при уменьшении давления ниже давления насыщения; загрязненностью пласта в результате работ, связанных с проводкой скважин.

Количественно скин-эффект определяется как дополнительное снижение давления, которое следует приложить, чтобы преодолеть сопротивление зоны пониженной проницаемости. Для получения простых, удобных для практического использования зависимостей при рассмотрении процессов фильтрации пласт рассматривается как незагрязненный однородный на всей протяженности от скважины до бесконечности, и решение получается именно при этих предположениях, и затем после получения решения для функции давления в зависимости от дебита и филь-

традиционных характеристик пласта к ней добавляется величина перепада давления, соответствующая скин-эффекту [18]. Однако, когда зона загрязнения достигает значительных величин, соизмеримых с областью дренирования скважины, необходимо учитывать особенности нестационарного изменения и внутри зоны пониженной проницаемости пласта [12]. Ниже приведены как методики, учитывающие указанные особенности влияния скин-эффекта, так и методики, которые можно использовать без учета отмеченных явлений.

В общем случае решение уравнения (XIII.1) при работе скважины с переменным дебитом имеет вид

$$p(t) = p_{пл} - \frac{\mu}{4\pi kh} \int_0^t \frac{q(\tau) e^{-\frac{r^2 m \mu \beta}{4k(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau, \quad (XIII.2)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление, $q(\tau)$ — дебит, h — мощность пласта, τ — текущее время (внутри интервала $0-t$).

Задавая дебит в различных функциях времени, можно получить различные варианты решения уравнения (XIII.1), удобные для тех или иных практических случаев. Расчетные формулы большинства методик могут быть получены именно таким путем.

ОБРАБОТКА КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПО МЕТОДУ ХОРНЕРА¹

Сущность метода Хорнера заключается в том, что закрытие скважины после работы с постоянным дебитом q рассматривается как результат продолжающегося отбора с тем же дебитом и нагнетания, которое начинается с момента фактического закрытия скважины и длится в течение всего закрытого периода с тем же дебитом.

Для случая $q = \text{const}$ на внутренней границе пласта ($r=r_c$) формула (XIII.2) примет вид

$$p(r_c, t) = p_{пл} - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[-E_i \left(-\frac{m\mu\beta r_c^2}{4kt} \right) \right], \quad (XIII.3)$$

где $E_i(x)$ — интегральная экспоненциальная функция [18];

$$E_i(-x) = - \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du = -\ln(vx) + \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^{n-1}}{n!} x^n, \quad (XIII.4)$$

Здесь v — постоянная Эйлера, равная 1,78.

Поскольку для большинства практических задач $x = m\mu\beta r_c^2 / 4kt$ изменяется в пределах 0,01—0,0003, то в разложении уравнения интегральной экспоненциальной функции можно пренебречь членами степенного ряда. При этом $-E_i(-x) \approx \ln \frac{1}{vx}$ при $x < 0,01$.

Тогда уравнение (XIII.3) запишем в виде

$$p(t) = p_{пл} - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25kt}{m\mu\beta}. \quad (XIII.5)$$

Разницу между начальным пластовым давлением $p_{пл}$ и давлением на забое закрытой скважины p_c можно представить как сумму падений давления вследствие работы скважины с дебитом $+q$ в течение времени $T+\theta$ и с дебитом $-q$

¹ Впервые метод обработки КВД с использованием полулогарифмических зависимостей $p_c, \lg(T+\theta)/\theta$ был предложен Сейзом [20]. Хорнером получены аналогичные соотношения и разработана методика исследования нефтяных скважин.

в течение времени θ , где T — продолжительность работы скважины до фактического ее закрытия; θ — продолжительность закрытого периода к рассматриваемому моменту времени.

Таким образом, получаем

$$p_{пл} - p_c = \frac{+q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25k(T+\theta)}{m\mu\beta r_c^2} + \frac{-q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25k\theta}{m\mu\beta r_c^2}$$

или

$$p_c = p_{пл} - 0,183 \frac{q\mu}{kh} \lg \frac{T+\theta}{\theta}. \quad (\text{XIII.6})$$

Хорнер [18] впервые предложил применять формулу (XIII.6) для интерпретации кривых восстановления давления, записанных после непродолжительной работы эксплуатационных скважин. Впоследствии эта формула была рекомендована [18] для обработки кривых восстановления давления, регистрируемых при испытании скважин в процессе бурения испытателем пластов.

Порядок расчета параметров пласта с использованием формулы (XIII.6) заключается в следующем.

Полученную при испытании КВД разбивают на участки с n -м числом точек. Для каждой точки « i » на кривой отсчитываются значения p_i и находится величина $\lg \frac{T+\theta_i}{\theta_i}$. После этого строятся на разграфленном листе бумаги точки в координатах: ось абсцисс $\lg \frac{T+\theta_i}{\theta_i}$, ось ординат p_i .

Согласно (XIII.6), эти точки должны лечь на некоторую прямую под углом, тангенс которого («наклон») $M = 0,183 \frac{q\mu^*}{kh}$. Эта прямая пересекает ось ординат в точке $p_c = p_{пл}$, так как при этом $\lg \frac{T+\theta}{\theta} = 0$, что эквивалентно $\theta \rightarrow \infty$, т. е. бесконечно длительному периоду восстановления давления.

Таким образом, получаем первый параметр — начальное пластовое давление $p_{пл}$.

Следующий параметр — гидропроводность пласта kh/μ — можно определить по величине M , найденной графически:

$$kh/\mu = 0,183 \frac{q}{M}.$$

Если имеются данные о вязкости пластового флюида и эффективной мощности пласта, то можно рассчитать проницаемость пласта по формуле

$$k = (kh/\mu) \frac{\mu}{h}.$$

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО КВД С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ДЕБИТА ВО ВРЕМЯ ПРИТОКА

Во время испытания скважин испытателями пластов в случаях кратковременного (5—10 мин) отбора жидкости из пласта, а также в случаях отбора небольшого объема пластового флюида, хотя и при продолжительном периоде притока, дебит незначительно изменяется при работе скважины. При этом без больших по-

* В гидродинамике принято обозначать величину M отношением перепада давления (в МПа) к единичному участку логарифмической шкалы (логарифмическому циклу — Л. Ц.), т. е. МПа/л.ц.

грешностей в расчетах можно использовать среднюю величину дебита, равную отношению суммарного объема отобранной пробы ко времени периода притока [8, 12, 18].

На практике критерием, определяющим возможность использования формулы (XIII.6) без получения существенных погрешностей, может служить условие: дебит в начале открытого периода q_n не должен превышать дебит в конце периода притока q_k более чем в 2 раза, т. е.

$$q_n/q_k \leq 2. \quad (\text{XIII.7})$$

В случае превышения отношения дебитов в начале и конце притока более чем в 2 раза необходимо пользоваться формулами, учитывающими существенное изменение дебита во время притока.

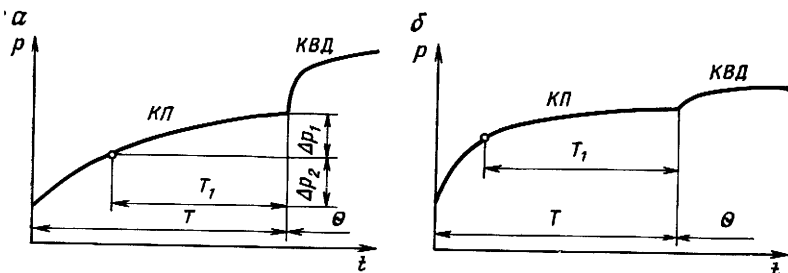


Рис. XIII.1. Способы разбивки кривой притока

Расчетная формула может быть получена методом суперпозиции по аналогии с описанным выше способом получения формулы (XIII.6). При этом участок кривой притока разбивается на две части и предполагается, что дебиты на этих участках постоянные, но отличаются друг от друга по величине (рис. XIII.1). В соответствии с принципом суперпозиции можно записать следующее уравнение, описывающее процесс восстановления давления после закрытия скважины:

$$p_{пл} - p_c = 0,183 \frac{\mu}{kh} \left[q_1 \lg(T + \theta) \frac{k}{m\mu\beta r_c^2} + (q_2 - q_1) \times \right. \\ \left. \times \lg(T_1 + \theta) \frac{k}{m\mu\beta r_c^2} - q_2 \lg \frac{k}{m\mu\beta r_c^2} \theta \right]$$

или

$$p_c = p_{пл} - 0,183 \frac{\mu}{kh} \left[q_1 \lg \frac{T + \theta}{T_1 + \theta} + q_2 \lg \frac{T_1 + \theta}{\theta} \right]. \quad (\text{XIII.8})$$

Порядок расчета параметров $p_{пл}$ и kh/μ с использованием формулы (XIII.8) не отличается от ранее рассмотренного. Рабочий график КВД строится в системе координат $p_c, q_1 \lg \frac{T + \theta}{T_1 + \theta} + q_2 \lg \frac{T_1 + \theta}{\theta}$; затем проводится прямая через точки по-

лученной таким образом КВД, по данным пересечения которой с осью давления и величине ее наклона определяются показатели пластового давления и гидропроницаемости (проницаемости пласта).

Следует оговорить способ разбивки кривой притока на два участка.

Если кривая притока изменяется монотонно без явного, резкого изменения скорости роста давления в какой-либо момент (см. рис. XIII.1, а), то время T_1 выбирается исходя из равенства объемов поступления флюида в начальном и конечном q_k этапах притока. Поэтому точка, соответствующая началу второго этапа притока, находится при делении кривой прироста давления пополам

Если же на кривой притока визуально обнаруживаются два различных по наклону участка, характеризующих существенное изменение дебита при притоке, то именно время изменения интенсивности притока и должно быть основой для разбивки кривой притока на два участка (рис. XIII.1, б).

Рассмотренные здесь варианты кривых притока касаются притока жидкости в односекционную колонну буровых труб. Для двух (и более) секций буровой колонны кривую притока следует разбивать, исходя из равенства объемов отобранного флюида (не ориентируясь на внешний вид КП, так как характер изменения последней в большей степени зависит от перетоков жидкостей из одной секции в другую, нежели от изменения интенсивности притока).

Опыт показывает, что за редким исключением использование приведенного здесь уточненного метода расчета параметров пласта по данным КВД с учетом переменного дебита во время притока путем разбивки кривой притока на два участка вполне достаточно для повышения точности оценки характеристик пласта. Использование большего числа «ступеней» для дебита (разбивки КП на большее число участков) не дает существенного повышения точности расчета характеристик пласта. Тем не менее ниже приведем расчетную формулу для случая, когда кривая притока разбивается на n участков с постоянными дебитами на каждом из них. Она может быть использована в случае продолжительного притока, когда дебит по каким-либо причинам претерпевает ряд изменений (связанных с ростом и падением давления):

$$p_{пл} - p_c = 0,173 \frac{\mu}{kh} \left[q_i \sum_{i=1}^n \lg \frac{\Delta T(n-i+1) + \theta}{\Delta T(n-i) + \theta} + q_n \lg \frac{\Delta T + \theta}{\theta} \right], \quad (\text{XIII.9})$$

где ΔT — равные участки разбивки кривой притока.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ ИСПЫТАНИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Для случая испытания газовых скважин формула Хорнера принимает вид

$$p^2_c = p^2_{пл} - \frac{0,366 q_i \mu_r T_{пл} z p_0}{kh T_0} \lg \frac{T + \theta}{\theta}, \quad (\text{XIII.10})$$

где q_r — дебит газа, μ_r — вязкость газа, $T_{пл}$ — пластовая температура, z — коэффициент сверхсжимаемости, p_0 — атмосферное давление, $T_0 = 293$ К.

Точки КВД, нанесенные на график p_c , $\lg \frac{T+\theta}{\theta}$, должны образовать прямую линию, пересекающуюся с осью ординат в точке, для которой $\lg \frac{T+\theta}{\theta} = 0$ и, следовательно, $p_c = p_{пл}$.

Следует однако заметить, что построение графиков с применением величин забойного давления во второй степени и последующим извлечением квадратного корня создает известные неудобства при использовании данной методики, а также вносит погрешности в расчеты.

В связи с этим для обработки кривых восстановления давления, полученных при испытании газовых скважин, можно рекомендовать обычное уравнение (XIII.6), к которому приводится уравнение (XIII.10) после следующего преобразования.

Зная, что объемный коэффициент газа

$$B_r = z \frac{T_{пл}}{T_0} \frac{p_0}{p_{ср}}, \quad \text{где } p_{ср} = (p_{пл} + p_c)/2,$$

и подставляя его в уравнение (XIII.10), получаем

$$p^2_{пл} - p^2_c = \frac{0,366 q_i \mu_r}{kh} B_r p_{ср} \lg \frac{T + \theta}{\theta}.$$

После преобразования этого уравнения находим

$$p_c = p_{пл} - \frac{0,183q\mu_r}{kh} B_r \lg \frac{T + \theta}{\theta}, \quad (\text{XIII.11})$$

где B_r определяется по ранее приведенной методике.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО КВД, УЧИТЫВАЮЩАЯ ВЛИЯНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПЛАСТА

Как указывалось выше, размеры прискважинной зоны пласта, имеющей пониженную или повышенную проницаемость, могут быть достаточно велики (до 5—10 м), и поэтому при интерпретации результатов испытания в пластах, подверженных глубокому загрязнению, необходимо учитывать нестационарные явления, происходящие в призабойной зоне пласта.

В работе [12] приведены решения дифференциального уравнения для случая кусочно-однородного пласта, имеющего кольцевую околоскважинную зону радиусом r_s пониженной (или повышенной) проницаемости k_1 и удаленную зону пласта проницаемостью k_2 .

Изменение давления на забое скважины согласно полученным решениям имеет вид

$$p_c = p_{пл} - 0,183q \frac{\mu}{k_2 h} \left[\lg \frac{\theta_s(1 - \nu) + \nu(T + \theta)}{\theta} + \frac{k_2}{k_1} \lg \frac{\theta_s}{\theta} \right] \quad (\text{XIII.12})$$

для $\theta < \theta_s$, где θ_s соответствует времени восстановления давления, при котором область влияния скважины распространяется до границы загрязнения пласта r_s и $\nu = k_2/k_1$;

$$p_c = p_{пл} - 0,183q \frac{\mu}{k_2 h} \lg \frac{\theta_s \left(\frac{1}{\nu} - 1 \right) + T + \theta}{\theta_s \left(\frac{1}{\nu} - 1 \right) + \theta} \quad (\text{XIII.13})$$

для $\theta > \theta_s$.

Уравнения (XIII.12) и (XIII.13) превращаются в уравнение Хорнера при $\nu = k_2/k_1 = 1$, т. е. $k_2 = k_1$. Поэтому формула Хорнера — частный случай приведенной здесь формулы.

Практически порядок расчета параметров пласта с использованием приведенных уравнений не отличается от описанного выше расчета по уравнению (XIII.6). Кривая восстановления давления перестраивается в тех же координатах, что и при обработке по методу Хорнера, т. е. $p_i \lg \frac{T + \theta_i}{\theta_i}$. Затем (в отличие от методики Хорнера) на кривой восстановления давления выделяются два участка: первый (если он имеется) с наклоном M_1 , характеризующий изменение давления в призабойной зоне пласта; второй с наклоном M_2 — рост давления в удаленной зоне пласта.

При этом по данным начального участка КВД определяются гидропроводность или проницаемость призабойной зоны пласта по формулам

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_1 = 0,183 \frac{q}{M_1} \quad (\text{XIII.14})$$

или

$$k_1 = 0,183 \frac{q}{M_1} \frac{\mu}{h}, \quad (\text{XIII.15})$$

а также радиус этой зоны

$$r_s = \sqrt{4 \frac{k_1}{m\mu\beta} \theta_s}. \quad (\text{XIII.16})$$

По данным конечного участка КВД находятся пластовое давление $p_{пл}$ путем экстраполяции прямой, проходящей через точки КВД этого участка, до пересечения с осью давления, и гидропроводность или проницаемость удаленной зоны пласта по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{q}{M_2} \quad (\text{XIII.17})$$

или

$$k_2 = 0,183 \frac{q\mu}{M_2 h} \quad (\text{XIII.18})$$

Рассмотренная методика дает возможность помимо гидропроводности удаленной части пласта определять еще гидропроводность, проницаемость и радиус призабойной части пласта. Необходимость расчета этих показателей очевидна, так как они дают информацию не только о наличии и качественной величине загрязнения или очистки пласта, но и позволяют оценить количественные величины размеров призабойной зоны пласта и степень снижения проницаемости в ней. Эти данные можно использовать при планировании работ по очистке призабойной зоны пласта и интенсификации притока жидкости из него.

Когда же в явном виде выделить начальный участок КВД невозможно, то можно считать, что размеры призабойной зоны (даже если пласт имеет значительное загрязнение) невелики. В этих случаях величину загрязнения определяют с использованием качественных зависимостей для скин-эффекта, о чем будет показано ниже.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА С УЧЕТОМ ПОСЛЕПРИТОЧНОГО ЭФФЕКТА

Рассмотренные выше методы обработки КВД разработаны в предположении, что сразу после закрытия скважины движение жидкости прекращается и дебит равен нулю, т. е. «послеприток» отсутствует.

Практически это выполнимо только в условиях интенсивных, высокодебитных притоков, когда количество поступающего флюида в скважину в период ее работы в единицу времени значительно (в 10—100 раз) превышает поступление жидкости в подпакерную зону в единицу времени после остановки скважины за счет упругих свойств подпакерной жидкости.

В то же время при испытаниях часто приходится иметь дело с очень низкими дебитами при притоке, связанными либо с весьма низкими коллекторскими свойствами пласта, либо со значительным загрязнением проницаемого пласта. Поэтому для надежной оценки величин истинных проницаемостей пласта необходимо учитывать приток жидкости в скважину после ее закрытия, т. е. учитывать «послеприток».

Очевидно, степень влияния послеприточного эффекта зависит от объема подпакерной зоны, упругости жидкости, находящейся в этой зоне, и дебита жидкости в период притока.

В работе [12] получено уравнение восстановления давления при исследовании скважины в процессе бурения, учитывающее послеприточный эффект, которое имеет вид

$$p_c = p_{пл} - 0,183 \frac{q\mu}{kh} \lg \frac{T + \theta}{\theta - \tau}, \quad (\text{XIII.19})$$

где τ — время задержки процесса восстановления давления, определяемое влиянием послеприточного эффекта,

$$\tau = \frac{\pi r_c^2 H \beta}{q} \Delta p = \frac{V_{п\beta}}{q} \Delta p; \quad (\text{XIII.20})$$

H — расстояние от забоя скважины до места установки пакера, $V_{п}$ — объем подпакерного пространства; $\Delta p = p_{пл} - p_c$.

При отсутствии послепритока эффект уравнение (XIII.19) превращается в уравнение Хорнера.

Сущность учета послепритока при расчете параметров пласта заключается в том, что в соответствии с уравнением (XIII.19) рабочий график КВД строится

в координатах $p_i, \lg \frac{T_1 + \theta_i}{\theta_i - \tau_{i1}}$. Затем, как и ранее, по нанесенным на график точкам

КВД проводятся прямые, по данным которых находится $p_{пл}$ и наклоны M_1 и M_2 , после чего определяются фильтрационные параметры призабойной и удаленной зон пласта, а также радиус загрязнения призабойной зоны.

В работе [12] показано, что при

$$\alpha = \frac{\pi r_c^2 H \beta}{q} < 1 \quad (\text{XIII.21})$$

можно пользоваться формулами без учета влияния послепритока эффекта, так как существенного повышения уточнения параметров пласта с использованием формулы (XIII.19) в этом случае не достигается.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПРИ МНОГОЦИКЛОВОМ ИСПЫТАНИИ

С применением принципа суперпозиции, который был рассмотрен ранее, можно получить расчетную формулу для любой кривой восстановления давления n -циклового испытания [12]. В общем виде формула для изменения давления в n -м цикле испытания имеет следующий вид:

$$p_c = p_{пл} - 0,183 \frac{\mu}{kh} \sum_{i=1}^n q_i \lg \frac{\sum_{j=i}^n T_j + \sum_{j=i}^{n-1} \theta_{j-1} + \theta}{\sum_{j=i+1}^n T_j + \sum_{j=i}^{n-1} \theta_j + \theta}, \quad (\text{XIII.22})$$

где q_i — дебит i -го открытого периода; T_i, θ_i — время i -х открытого и закрытого периодов; θ — текущее время n -го закрытого периода.

Интересен случай испытания скважин в два цикла, наиболее часто применяемый в настоящее время. При этом формула (XIII.22) видоизменится ($n=2$) и примет вид

$$p_c = p_{пл} - 0,183 \frac{\mu}{kh} \left[q_1 \lg \frac{T_1 + \theta_1 + T_2 + \theta}{\theta_1 + T_2 + \theta} + q_2 \lg \frac{T_2 + \theta}{\theta} \right]. \quad (\text{XIII.23})$$

Расчет параметров пласта с использованием приведенной формулы сводится к построению рабочего графика КВД в координатах $p_c, x = q_1 \lg \frac{T_1 + \theta_1 + T_2 + \theta}{\theta_1 + T_2 + \theta} + q_2 \lg \frac{T_2 + \theta}{\theta}$. При влиянии послепритока эффекта значения точек для координаты оси абсцисс необходимо рассчитывать по формуле

$$x = q_1 \lg \frac{T_1 + \theta_1 + T_2 + \theta}{\theta_1 + T_2 + \theta} + q_2 \lg \frac{T_2 + \theta}{\theta - \tau}. \quad (\text{XIII.24})$$

В работе [12] показано, что при проведении расчетов параметров пласта не всегда необходимо вести расчет точек для рабочего графика по формуле (XIII.24). При показателе

$$\sigma = \frac{q_1}{q_2} \lg \frac{T_1 + \theta_1 + T_2}{\theta_1 + T_2} < 0,1 \quad (\text{XIII.25})$$

погрешность расчета параметров пласта по формулам, не учитывающим влияния первого цикла испытания на второй, находится в допустимых пределах (гидропроводность пласта вычисляется с погрешностью, не превышающей 17%, пластовое давление определяется с погрешностью не более 2,7%).

Указанное условие (XIII.25) может служить критерием выбора формул для расчета параметров пласта по второй КВД.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА

Степень загрязнения пласта, определяемая показателем скин-эффекта, как отмечалось выше, может быть определена как дополнительное снижение давления, которое следует приложить, чтобы преодолеть сопротивление зоны пониженной проницаемости. Численно скин-эффект выражается безразмерным числом, обозначается S и находится из равенства

$$\Delta p_{\text{скин}} = S \frac{q\mu}{2\pi khk}. \quad (\text{XIII.26})$$

С учетом скин-эффекта формула (XIII.5) принимает следующий вид:

$$p_c = p_{\text{пл}} - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln \frac{2,25kt}{m\mu\beta r_c^2} + 2S \right]. \quad (\text{XIII.27})$$

На практике порядок величины скин-эффекта можно установить по разнице давлений до и после закрытия скважины. Вычитая из равенства (XIII.27) равенство (XIII.7) и решая полученное выражение относительно S при условии, что $\frac{T+\theta}{\theta} \rightarrow 1$, т. е. $p_c = p_{\text{пл}}$, получаем следующее выражение для подсчета величины

скин-эффекта [18]:

$$S = 1,151 \left(\frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{к.п}}}{M} - \lg \frac{2,25kt}{m\mu\beta r_c^2} \right). \quad (\text{XIII.28})$$

Если «скиновая» зона имеет проницаемость, пониженную по сравнению с проницаемостью пласта $S > 0$, скин-эффект положительный; если «скиновая» зона имеет проницаемость, повышенную по отношению к проницаемости удаленной части пласта, $S < 0$, то скин-эффект отрицательный; при $S = 0$ — скин-эффект отсутствует, т. е. проницаемости в удаленной и призабойной зонах пласта равны.

Поскольку при испытании скважин в процессе бурения многие характеристики пластовой системы (пористость m и проницаемость k пласта, вязкость μ и сжимаемость β пластовой жидкости) неизвестны, расчетную формулу (XIII.28) упрощают, [12, 18], заменив конкретные значения указанных параметров их среднестатистическими значениями.

Анализ показывает, что для практических определений величину скин-эффекта можно рассчитать по формуле

$$S \approx 1,151 \left(\frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{к.п}}}{M} - \lg T \right), \quad (\text{XIII.29})$$

где $p_{\text{к.п}}$ — давление в конце периода притока; M — наклон конечного участка КВД; T — время периода притока.

В случае, когда пласт подвергается значительному загрязнению и по данным кривых восстановления давления представляется возможным определить радиус и проницаемость призабойной зоны пласта по формулам (XIII.15) и (XIII.16), величину скин-эффекта можно рассчитать по более точной формуле:

$$S = \left(\frac{k_2}{k_1} - 1 \right) \ln \frac{r_3}{r_c}. \quad (\text{XIII.30})$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЛАСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТА

По начальному участку кривой восстановления давления, как указывалось выше, можно рассчитать глубину зоны загрязнения пласта. Кроме того, по КВД можно определить наличие прямолинейной непроницаемой границы (барьера, сброса и т. д.), находящейся в зоне исследования пласта, и расстояние до нее. При наличии границы в пласте КВД имеет своеобразный вид: в конечной ее части имеются два прямолинейных участка, отношение наклонов которых равно 1:2.

Хорнером выведено уравнение, по которому можно рассчитать расстояние от скважины до непроницаемой границы в пласте (r_6):

$$-E_i \left(-\frac{r_6^2 m \mu \beta}{kT} \right) = \ln \frac{T + \theta_{\text{пер}}}{\theta_{\text{пер}}}, \quad (\text{XIII.31})$$

где $\theta_{\text{пер}}$ — время, соответствующее координате точки пересечения двух прямых на графике p_c , $\lg \frac{T + \theta}{\theta}$.

Формула (XIII.31), как и все формулы известной методики, получена в предположении идеальных условий испытания, когда отсутствуют скин-эффект и «послеприточный» эффект.

В работе [12] получена другая, более простая формула, учитывающая влияние прискважинных факторов на КВД, для определения расстояния до аномалии:

$$r_6 = \sqrt{4 \frac{k_2}{m \mu \beta} \theta_{\text{отк}}}, \quad (\text{XIII.32})$$

где $\theta_{\text{отк}}$ — время, соответствующее координате точки КВД на графике p , $\lg \frac{T + \theta}{\theta}$, когда кривая давления начинает отклоняться от конечного прямолинейного участка вверх.

При построении КВД на графике с координатой оси абсцисс x , время $\theta_{\text{отк}}$ вычисляется по значению координаты $x_{\text{отк}}$ точки КВД, при которой кривая начинает отклоняться вверх от прямой линии (конечного прямолинейного участка).

Следует отметить, что при наличии скин-эффекта формула для определения расстояния до непроницаемого барьера видоизменяется:

$$r_6 = \sqrt{4 \frac{k_2}{m \mu \beta} \left[\theta_{\text{отк}} - \theta_3 \left(1 - \frac{1}{v} \right) \right]}, \quad (\text{XIII.33})$$

где θ_3 — время, соответствующее отклонению КВД от начального прямолинейного участка КВД, характеризующего проницаемость прискважинной части пласта.

При этом, если отношение наклонов прямых конечной части КВД оказывается больше или меньше 2, то это свидетельствует о резком изменении коллекторских свойств на расстоянии r_6 от скважины. Однако характер неоднородности можно установить только по данным дополнительных геологических и геофизических исследований.

Поскольку только по данным КВД можно определить неоднородность в зоне исследования и фильтрационные параметры отдельных проницаемых зон пласта, то именно по данным периода восстановления давления следует рассчитывать радиус области исследования пласта.

Формула для расчета радиуса исследования пласта в общем виде имеет аналогичный формуле (XIII.33) вид:

$$r_n = \sqrt{4 \frac{k_2}{m \mu \beta} \left[\theta - \theta_3 \left(1 - \frac{1}{v} \right) \right]}, \quad (\text{XIII.34})$$

где θ — полное время периода восстановления давления.

Очевидно, расчетные значения проницаемости прискважинной и удаленной частей пласта характеризуют фильтрационные свойства пласта именно в пределах радиуса исследования пласта.

Для охвата возможно большей области исследования пласта необходимо увеличивать время закрытого периода испытания. Однако есть предел увеличения времени восстановления давления, который определяется тем, что по мере роста давления интенсивность изменения давления падает, поэтому по характеру изменения давления в конечной части КВД трудно выявить особенности фильтрации на удаленных участках пласта. В связи с этим для достижения охвата исследованием максимальной области пласта необходимо увеличивать время не только закрытого периода, но и открытого периода испытания.

В случаях испытания пластов ограниченных по размерам снижение пластового давления фиксируется по данным первого и второго циклов испытания. Используя методы материального баланса, можно получить формулу для расчета расстояния до границ проницаемой части пласта:

$$r_r = \sqrt{\frac{r_{\tau}^2 \Delta p_{\tau}}{\gamma m \beta h \Delta p_{пл}}}, \quad (\text{XIII.35})$$

где r_{τ} — внутренний радиус буровых труб; Δp_{τ} — изменение давления в трубах, связанное с поступлением в них пластовой жидкости в первый и второй периоды испытания для односекционной колонны; γ — удельный вес пластового флюида; $\Delta p_{пл} = p_{пл1} - p_{пл2}$.

Здесь $p_{пл1}$ и $p_{пл2}$ — значения пластовых давлений, определяемые по первой и второй КВД.

РАСЧЕТ ПРОДУКТИВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЯ

Поскольку при испытании скважин испытателем пластов дебит определяется в условиях загрязненной зоны пласта, то, следовательно, потенциальный дебит скважины при тех же условиях запуска в работу, что и в период использования испытателя пластов, может быть гораздо большим. Для этого необходимо какими-либо методами воздействия на призабойную зону устранить загрязнение пласта.

Отношение потенциального дебита к фактическому можно вычислить следующим образом. Зная, что фактический дебит q_{ϕ} согласно уравнениям, рассмотренным выше, равен

$$q_{\phi} = \frac{M}{0,183} \frac{kh}{\mu}, \quad (\text{XIII.36})$$

где M — наклон конечного участка КВД, а потенциальный дебит согласно формуле (XIII.5) для притока в случае работы незагрязненного пласта равен

$$q_{п} = \frac{(p_{пл} - p_{к.п}) \frac{kh}{0,183 \mu}}{\lg \left(\frac{kT}{m \mu \beta r_c^2} \right) + \lg 2,25}, \quad (\text{XIII.37})$$

находим отношение потенциального дебита к фактическому:

$$\frac{q_{п}}{q_{\phi}} = \frac{p_{пл} - p_{к.п}}{M \left(\lg \frac{kT}{m \mu \beta r_c^2} + \lg 2,25 \right)}. \quad (\text{XIII.38})$$

Формула (XIII.38) может быть упрощена при подстановке в нее среднестатистических значений физических параметров пластовой среды:

$$\frac{q_{п}}{q_{\phi}} = \frac{p_{пл} - p_{к.п}}{M \lg T}. \quad (\text{XIII.39})$$

Фактический коэффициент продуктивности определяется как отношение среднего дебита за период испытания к средней депрессии:

$$\eta_{\text{ф}} = \frac{q_{\text{ср}}}{\Delta p_{\text{ср}}} = \frac{V}{\sum_{i=1}^n T_i} \frac{1}{\left[p_{\text{пл}} - \frac{1}{2} (p_{\text{н.п}} + p_{\text{к.п}}) \right]}, \quad (\text{XIII.40})$$

где $p_{\text{н.п}}$ и $p_{\text{к.п}}$ — давления на забое скважины в начале и конце притока.

Отношение коэффициентов продуктивности ОП (потенциальной к фактической)

$$\text{ОП} = \frac{\eta_{\text{п}}}{\eta_{\text{ф}}} = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{к.п}}}{p_{\text{пл}} - p_{\text{к.п}} - 0,87SM}. \quad (\text{XIII.41})$$

Таким образом, зная фактический коэффициент продуктивности и ОП, можно вычислить потенциальную продуктивность скважины

$$\eta_{\text{п}} = \text{ОП} \eta_{\text{ф}}, \quad (\text{XIII.42})$$

которой удобнее пользоваться при расчете дебита при любых депрессиях на пласт.

Для определения возможности фонтанирования скважины при ее освоении необходимо проверить условие

$$\Delta p = (p_{\text{пл}} - \gamma_{\text{пл.ж}} H_{\text{пл}}) > 0, \quad (\text{XIII.43})$$

где $\gamma_{\text{пл.ж}}$ — удельный вес пластовой жидкости; $H_{\text{пл}}$ — глубина залегания продуктивного пласта.

Если неравенство (XIII.43) не выполняется, то фонтанировать скважина не будет и необходимо предусмотреть иные способы ее эксплуатации.

Дебит скважины при фонтанировании

$$q_{\text{ф}} = \eta_{\text{ф}} (p_{\text{пл}} - \gamma_{\text{пл.ж}} H_{\text{пл}}), \quad (\text{XIII.44})$$

а потенциальный дебит

$$q_{\text{п}} = \eta_{\text{п}} (p_{\text{пл}} - \gamma_{\text{пл.ж}} H_{\text{пл}}). \quad (\text{XIII.45})$$

Следовательно, приведенные уравнения дают возможность по результатам испытания принять правильное решение относительно выбора того или иного варианта заканчивания скважины (с фонтанной арматурой или без нее, с обработкой призабойной зоны или нет, со спуском эксплуатационной колонны или без спуска с проведением только мероприятий по ликвидации этой скважины и т. п.).

ПОРЯДОК РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

Обобщая все рассмотренные выше уравнения, можно установить следующие порядок и последовательность расчета параметров пласта.

1. Выбираем систему координат для построения рабочего графика кривой восстановления давления.

Для этого вычисляем показатели α и σ по формулам (XIII.21) и (XIII.25), а также оцениваем величины $q_{\text{н}}$ и $q_{\text{к}}$ (начальный и конечный дебиты в открытом периоде испытания).

2. Определяем значения точек КВД: выбираем значения давлений и времени восстановления давления p_i КВД и рассчитываем соответствующие им величины x_i ; найденную совокупность точек p_i, x_i наносим на рабочий график.

3. Проводим прямые линии через точки начальной и конечной частей КВД на рабочем графике.

4. По точке пересечения прямой, проходящей через конечные точки КВД, с осью давления находим величину пластового давления $p_{\text{пл}}$; вычисляем значения наклонов начальной и конечной M_1 и M_2 .

5. По формулам (XIII.15), (XIII.16), (XIII.18) определяем значения гидропро-

водности, проницаемости удаленной и призабойной зон пласта и радиус загрязнения пласта.

6. По формулам (XIII.28) или (XIII.29) вычисляем величину скин-эффекта.

7. Геометрические характеристики области исследования находим с использованием формул (XIII.16), (XIII.34). Если на конечном участке обнаруживается излом, то по точке излома с использованием формулы (XIII.33) находим расстояние до границы смены однородности в пласте.

8. На основе формул (XIII.40)—(XIII.42) определяем продуктивные (фактические и потенциальные) характеристики испытанных отложений.

9. На базе всех проведенных расчетов делается заключение о характере ожидаемого притока пластового флюида при эксплуатации залежи (притоки высокой, средней, слабой интенсивности), о необходимости проведения работ по интенсификации притока, очистке призабойной зоны пласта от загрязнения, а также о фонтанирующих показателях работы скважины.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН, РАБОТАЮЩИХ С ПЕРЕМЕННЫМ ДЕБИТОМ

При испытании скважин в силу каких-либо объективных причин иногда невозможно осуществить ее закрытие и записать кривые восстановления давления.

Поэтому, наряду с изложенными выше методами анализа диаграммы давления, необходимы и такие методы, которые позволяют по данным о давлении на забое работающей скважины судить о коллекторских свойствах пласта и его продуктивных характеристиках.

Общий случай испытания скважины на приток при условии переменного дебита

Основные уравнения для анализа результатов испытания скважин на приток при условии переменного дебита базируются на решениях, полученных для случая постоянного дебита с использованием принципа суперпозиции. При этом плавная кривая давления представляется в виде некоторой ступенчатой линии, для которой справедливы следующие условия:

$$\begin{aligned} q &= q_1 & \text{при } 0 \leq t < t_1, \\ q &= q_2 & \text{при } t_1 \leq t < t_2, \\ q &= q_3 & \text{при } t_2 \leq t < t_3, \\ &\dots & \dots \\ q &= q_n & \text{при } t_{n-1} \leq t < t_n. \end{aligned} \quad (\text{XIII.46})$$

При увеличении числа ступеней ломаная линия будет приближаться к кривой, отражающей реальные условия.

В качестве базового берется уравнение

$$p_{\text{пл}} - p(t) = \frac{\mu B}{4\pi k h} \left(\ln \frac{4kt}{m\beta\mu r^2 c \gamma_s} + 2S \right). \quad (\text{XIII.47})$$

Применяя к этому уравнению принцип суперпозиции и производя несложные преобразования, получаем следующее выражение для измерения давления в скважине, работающей с переменным дебитом:

$$\begin{aligned} p_{\text{пл}} - p_n = \frac{\mu B}{4\pi k h} & \left[\sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \ln(t - t_{i-1}) + \right. \\ & \left. + q_n \ln \frac{4kt}{m\beta\mu r^2 c \gamma_s} + q_n 2S \right]. \quad (\text{XIII.48}) \end{aligned}$$

Разделим обе части выражения (XIII.48) на q_n и перейдем к десятичным логарифмам, тогда

$$\frac{p_{пл} - p_n}{q_n} = 0,183 \frac{\mu B}{kh} \left[\sum_{i=1}^n \frac{q_i - q_{i-1}}{q_n} \lg(t - t_{i-1}) + \lg \frac{4k}{m\mu\beta r^2 c\gamma_3} + 0,87S \right]. \quad (\text{XIII.49})$$

Если построить точки в координатах, где по оси абсцисс откладывается $\sum_{i=1}^n \frac{q_i - q_{i-1}}{q_n} \lg(t - t_{i-1})$, а по оси ординат $\frac{p_{пл} - p_n}{q_n}$, то должна получиться прямая линия, наклоненная к оси абсцисс под углом, тангенс которого

$$M' = 0,183 \frac{\mu B}{kh}, \quad (\text{XIII.50})$$

и отсекающая на оси ординат отрезок

$$b' = 0,183 \frac{\mu B}{kh} \left(\lg \frac{4k}{m\mu\beta r^2 c\gamma_3} + 0,87S \right). \quad (\text{XIII.51})$$

Подставляя уравнение (XIII.51) в (XIII.49) и решая последнее относительно S , получаем выражение для скин-эффекта:

$$S = 1,151 \left(\frac{b'}{M'} - \lg \frac{4k}{m\mu\beta r^2 c\gamma_3} \right). \quad (\text{XIII.52})$$

Гидропроводность определяется из выражения

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{B}{M'}. \quad (\text{XIII.53})$$

Указанный метод применим только в случае, когда известно начальное пластовое давление.

Следует отметить, что из уравнения (XIII.49) можно получить выражение, по которому можно рассчитать не только гидропроводность пласта, но и пластовое давление. Обозначив последнюю точку на кривой давления притока через m , найдем выражение для забойного давления p_m . После вычитания из полученного выражения уравнения (XIII.49), записанного для промежуточной точки n кривой притока, получаем следующую формулу [8]:

$$\frac{p_m q_n - p_n q_m}{q_n - q_m} = p_{пл} - \frac{\mu}{4\pi kh} \left[\frac{q_n \sum_{i=1}^{m-1} q_i a_{m-i} - q_m \sum_{i=1}^{n-1} q_i a_{n-i}}{q_n - q_m} \right]. \quad (\text{XIII.54})$$

При этом исчезает член $\left(\lg \frac{4k}{m\mu\beta r^2 c\gamma_3} + 0,87S \right)$. После построения графика кривой давления в координатах

$$p^* = \frac{p_m q_n - p_n q_m}{q_n - q_m}, \quad x^* = \frac{q_n \sum_{i=1}^{m-1} q_i a_{m-i} - q_m \sum_{i=1}^{n-1} q_i a_{n-i}}{q_n - q_m}, \quad (\text{XIII.55})$$

$$\text{где } a_{n-i} = \ln \frac{n-i-1}{n-i},$$

получится прямая линия. Точка пересечения этой прямой с осью давления дает величину пластового давления, а по наклону прямой к оси абсцисс можно подсчитать гидропроводность пласта.

Методика расчета параметров пласта на основе формул (XIII.54)—(XIII.55) применима в случае получения выпуклых кривых притока, где возможно проследить за изменением дебита от точки к точке по кривой притока.

В работе [12] была предложена более простая методика для расчета параметров пласта, которая не требует вычислений дебитов по кривой притока от точки к точке.

В качестве исходного берется уравнение (XIII.2), но только вместо ступенчатого представления кривой дебитов задается изменение дебита экспоненциальной кривой

$$q(t) = q_0 e^{-t/T}, \quad (\text{XIII.56})$$

где T — длительность периода притока.

В результате математических преобразований получена формула

$$p_c = p_{пл} - \frac{q_0 \mu}{4\pi k h} \varphi_0 e^{-t/T}, \quad (\text{XIII.57})$$

где $q_0 = 1,583 V/T$ — приведенный дебит; V — объем жидкости, отобранной за время T , t — текущее время на кривой притока;

$$\varphi_0 = \ln \frac{2,25kt}{r_c^2} = \ln \frac{2,25kt}{m\beta r_c^2}. \quad (\text{XIII.58})$$

В расчетах можно принимать некоторые средние значения $\kappa = 1 \div 3 \text{ м}^2/\text{с}$.

При построении точек в координатах $p_c, e^{-t/T}$ получается прямая линия, отсекающая на оси ординат значение $p_c = p_{пл}$.

Наклон прямой линии к оси абсцисс M характеризует параметр гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{q_0}{4\pi M}. \quad (\text{XIII.59})$$

Определив $p_{пл}$ и kh/μ , можно по ним подсчитать коэффициент продуктивности и ориентировочно оценить дебит скважины в случае ее работы с переливом.

С целью удобства применения приведенной методики для экспресс-расчетов кривых притока можно пользоваться более простой формулой

$$p_c = p_{пл} - 1,694 \frac{q\mu}{kh} e^{-t/T}, \quad (\text{XIII.60})$$

где q — средний дебит за период испытания.

Простота приведенной методики дает основание рекомендовать ее к использованию в тех случаях, когда при работе с испытателем пластов получен хороший приток флюида, но по каким-либо причинам не удалось зафиксировать кривую восстановления давления.

Метод обработки диаграмм давления в случае работы скважины на двух режимах

Метод обработки диаграмм давления применительно к случаю работы скважины на двух стабильных режимах позволяет определить гидропроводность, скин-эффект и пластовое давление, что устраняет множество проблем, связанных с закрытием скважины и записью кривых восстановления давления.

Единственной дополнительной информацией, требующейся при использовании этого метода, является регистрация забойного давления при переходе с одного стабильного дебита на другой (неважно — с большего на меньший или наоборот).

Используя уравнение (XIII.27) и применяя к нему принцип суперпозиции, можно легко получить следующее выражение:

$$p_c = p_{пл} - 0,183 \frac{q_2 \mu B}{kh} \left[\lg \frac{4k}{m \mu \beta r^2 c \gamma_s} + 0,87S \right] - \\ - 0,183 \frac{q_1 \mu B}{kh} \left[\lg \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{q_2}{q_1} \lg \Delta t' \right], \quad (\text{XIII.61})$$

где q_1, q_2 — дебит соответственно перед и после смены режима работы скважины, t — время работы скважины на первом режиме, $\Delta t'$ — отсчет времени с момента смены режима.

Из уравнения видно, что построение графика в координатах $p_c, \left[\lg \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{q_2}{q_1} \lg \Delta t' \right]$ должно дать прямую линию. Замерив наклон этой линии к оси абсцисс, можно определить гидропроводность:

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{qB}{M}. \quad (\text{XIII.62})$$

Скин-эффект можно найти по формуле

$$S = 1,151 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \frac{p'_2 - p_{1к}}{M} - \lg \frac{4k}{m \mu \beta r^2 c \gamma_s} \right], \quad (\text{XIII.63})$$

где $p_{1к}$ — забойное давление в самом конце периода работы скважины с дебитом q_1 или давление в момент смены режима; p'_2 — забойное давление по истечении 1 ч с момента смены режима работы скважины, определяемое по прямолинейному участку графика.

Экстраполированная величина пластового давления рассчитывается по формуле

$$p_{пл} = p_{1к} + M \left(\lg \frac{4kt}{m \mu \beta r^2 c \gamma_s} + 0,87S \right). \quad (\text{XIII.64})$$

Падение давления в «скиновой» зоне

$$\Delta p_S = 0,87MS \quad \text{для } q_1 \quad (\text{XIII.65})$$

$$\Delta p_S = 0,87(q_2/q_1)(MS) \quad \text{для } q_2.$$

Изложенная теория интерпретации разработана для бесконечного пласта, радиального притока жидкости и малой сжимаемости. На практике, однако, могут встречаться случаи, когда размеры пласта довольно ограничены и на характере работы скважины сказываются границы пласта. Тогда график, построенный в координатах $p_c, \left[\lg \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{q_2}{q_1} \lg \Delta t' \right]$, будет представлять прямую линию от момента смены режима до того момента, когда начинает сказываться влияние границ пласта. Это влияние выражается в искривлении прямой линии.

Очень удобно использовать метод при смене режима работы с большего дебита на меньший, поскольку это приводит к некоторому увеличению давления и позволяет проводить такую же интерпретацию, как и в случае восстановления давления.

ОБРАБОТКА КВД

Пример. Обработка результатов испытания в случае поступления в трубы нефти и газа, с кратковременным переливом на устье.

Исходные данные. Конструкция скважины и компоновка буровой колонны схематично изображены на рис. XIII.2. Конструкция скважины: 219-мм колонна —

0—3670 м, 168-мм колонна — 1996—4287 м, 114-мм хвостовик — 4162—4680 м, диаметр открытого ствола 91 мм, его интервал 4680—4850 м. Скважина заполнена промывочной жидкостью удельного веса $\gamma_3 = 16,4$ кН/м³. Температура на забое

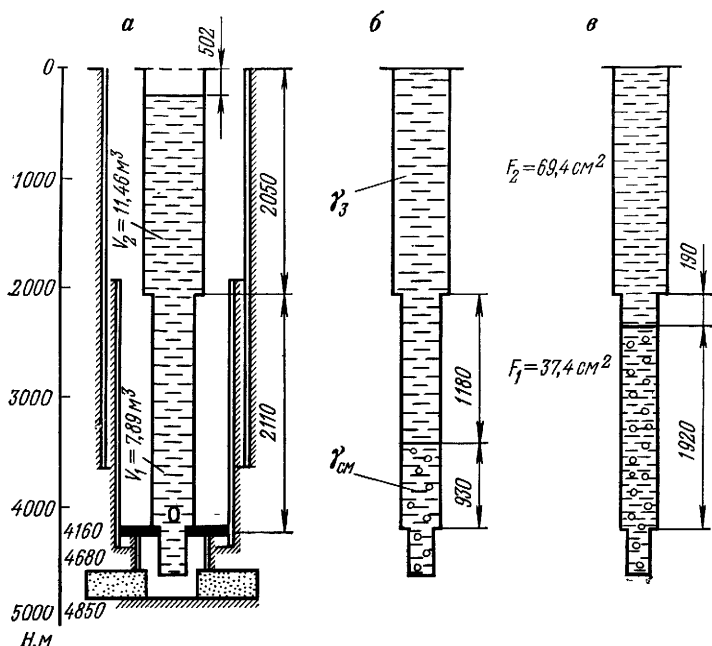


Рис. XIII.2. Схема конструкции скважины и компоновка бурильной колонны

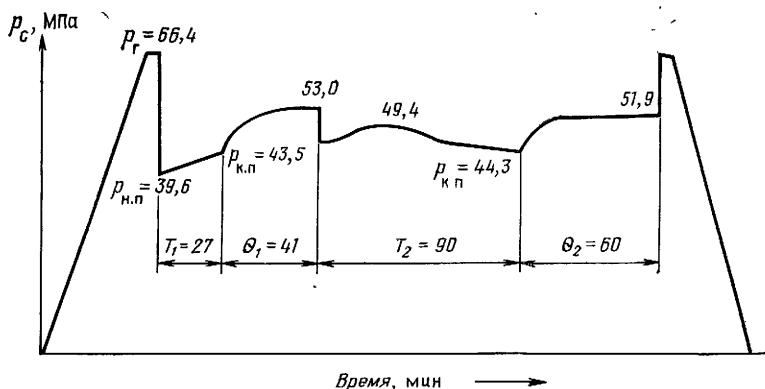


Рис. XIII.3. Диаграмма давления

449 К, температура на поверхности 293 К. Испытываемый интервал 4760—4770 м. Компоновка бурильной колонны: верхняя секция труб диаметром 114 мм и длиной 2050 м, нижняя секция диаметром 89 мм и длиной 2110 м.

На глубине 4160 м установлены пакер, испытатель пластов и глубинный манометр. Объемы внутренних полостей каждой секции приведены на рис. XIII.2.

Хвостовик пакера подвешной — из труб диаметром 73 мм и длиной 605 м. Нижние 5 м были оборудованы специальным фильтром.

Испытание проводилось в два цикла 1-й открытый период — 27 мин, 1-й закрытый период — 41 мин, 2-й открытый период — 90 мин, 2-й закрытый период — 60 мин.

Манометр записал диаграмму давления, представленную на рис. XIII.3. В результате испытания был получен перелив воды на устье в количестве 3,7 м³. При подъеме наблюдались интенсивные выбросы из бурильных труб нефти и газа.

Были отобраны пробы нефти и газа. Плотность дегазированной нефти в пластовых условиях $\rho_n = 823 \text{ кг/м}^3$, а масса 1 м³ нефти 823 кг.

Газ в основном был представлен углеводородами. Содержание каждого компонента в углеводородной части составляло:

Углеводороды	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
Содержание, %	83,4	8,8	5,02	1,84	0,78	0,16

Интерпретация результатов испытания.

А. Определение физических параметров пластового флюида.

1. Коэффициент сжимаемости газа.

Рассчитываем критические параметры давления и температуры.

$$p_{кр} = 0,834 \cdot 4,73 + 0,088 \cdot 4,98 + 0,0502 \cdot 4,34 + 0,0184 \cdot 3,87 + 0,0078 \cdot 3,41 + 0,0016 \cdot 3,05 = 4,70 \text{ МПа};$$

$$T_{кр} = 0,834 \cdot 191 + 0,088 \cdot 305 + 0,0502 \cdot 370 + 0,0184 \cdot 425 + 0,0078 \cdot 470 + 0,0016 \cdot 508 = 216,6 \text{ К};$$

а также приведенные параметры (при $p_a \text{ ср} = (39,6 + 53,1)/2 = 46,35 \text{ МПа}$).
 $p_{пр} = 46,35/4,70 = 9,86$; $T_{пр} = 449/216,6 = 2,07$.

По номограмме (см. рис. XI.6) находим $z = 1,14$.

2. Объемный коэффициент газа

$$B_g = 1,14 \frac{449 \cdot 0,1}{293 \cdot 46,35} = 0,00377.$$

3. Относительная плотность газа по воздуху

$$\rho^*_g = 1/29 \cdot (0,834 \cdot 16 + 0,088 \cdot 30 + 0,0502 \cdot 44 + 0,0184 \cdot 58 + 0,0078 \cdot 72 + 0,0016 \cdot 86) = 0,69.$$

4. Объемный коэффициент нефти.

Определяем количество растворенного газа в нефти по закону Генри для $\alpha = 4,5 \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$:

$$V_{p,r} = 4,5 \cdot 46,35 = 208,6 \text{ м}^3;$$

общую массу растворенного газа

$$M_g = 1,3 \cdot 208,6 \cdot 0,69 = 187,1 \text{ кг};$$

кажущуюся плотность растворенного газа по номограмме (см. рис. XI.12)

$$\rho_{г. каж} = 356 \text{ кг/м}^3;$$

общую массу нефти с растворенным газом

$$M_n = 823 + 186,2 = 1009,2 \text{ кг};$$

поправки на давление и температуру по дополнительным графикам на рис.

$$\text{XI.12 } \rho^{(p)} = +21 \text{ кг/м}^3; \rho^{(T)} = -110 \text{ кг/м}^3;$$

объемный коэффициент нефти

$$B_n = \frac{(823 + 187,1)(356 + 187,1)}{(823 + 187,1)356 + (356 + 187,1)(21 - 110)} = 1,76.$$

5. Вязкость нефти в забойных условиях.

По графику (см. рис. XI.14) для $\rho_n = 823 \text{ кг/м}^3$ находим $\mu_{n+г} = 0,5 \text{ МПа} \cdot \text{с}$.

Б. Определение объема, удельного веса и дебита поступившего флюида.

1. Расчетная схема притока жидкости в трубы приведена на рис. XIII.2.

2. Перелив жидкости на устье начался во втором периоде испытания, что отоброжено на диаграмме давления в виде излома КП при давлении 49,4 МПа.

Объем отобранной жидкости составил

$$V = V_{\text{пер}} + V_{\text{пуст}} = 3,70 + 3,47 = 7,17 \text{ м}^3,$$

где $V_{\text{пер}}$ — объем воды, отобранной из бурильных труб при переливе.

Из 7,17 м³ поступившего флюида 2,68 м³ получили при первом притоке, и 4,49 м³ — при втором.

Так как за период перелива в верхней секции бурильных труб оставалась все время вода (см. рис. XIII.3), то снижение давления в трубах произошло только за счет замещения воды в нижней секции бурильных труб газонефтяной смесью:

$$p_{\text{к.п}} - p_1 = (\gamma_{\text{см}} - \gamma_{\text{в}}) V_{\text{пер}} / F_1.$$

Отсюда

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{см}} &= \frac{(p_{\text{к.п}} - p_1) F_1}{V_{\text{пер}}} + \gamma_{\text{в}} = \frac{(44,3 - 49,4) \cdot 10^3 \cdot 37,4 \cdot 10^{-4}}{3,7} + 10^4 = \\ &= 0,485 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 \quad (4,85 \text{ кН/м}^3). \end{aligned}$$

Соотношение удельных весов нефти и газа в смеси определяется следующим образом:

содержание нефти в смеси

$$\frac{\gamma_{\text{см}} - \gamma_{\text{г}}}{\gamma_{\text{н}} - \gamma_{\text{г}}} = x = \frac{V_{\text{н}}}{V_{\text{см}}} = \frac{4,85 - 2,05}{8,23 - 2,05} = 0,453,$$

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{г}} &= \frac{\rho_{\text{ср}} \cdot g}{Z R t} = \frac{44,5 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 290,63}{1,14 \cdot 8,32 \cdot 10^3 \cdot 449} = 2,05 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3 \\ &\quad (2,05 \text{ кН/м}^3), \end{aligned}$$

$$\rho_{\text{ср}} = (\rho_{\text{н.д}} + \rho_1) / 2 = (39,6 + 49,4) / 2 = 44,5 \text{ МПа},$$

содержание газа в смеси

$$(1 - x) = 1 - 0,453 = 0,547.$$

Дебит открытого первого периода

$$q_1 = V_1 / T_1 = 2,68 / 27 \cdot 60 = 1,65 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

дебит второго открытого периода

$$q_2 = V_2 / T_2 = 4,49 / 90 \cdot 60 = 0,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

в том числе дебит нефти

$$q_{\text{н}} = 0,453 \cdot 0,83 \cdot 10^{-3} = 0,38 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

газа

$$q_{\text{г}} = \frac{0,547 \cdot 0,83 \cdot 10^{-3}}{0,00377} = 120 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

В. Обработка конечной кривой восстановления давления.

1. В табл. XIII.1 приведены результаты интерпретации кривой восстановления давления, а на рис. XIII.4 показана КВД, построенная в координатах: ρ_0 ,

$$\left(1 - q \frac{T + \theta}{\theta}\right) = X_1.$$

Таблица XIII.1

Параметры времени					Забойное давление p_c , МПа
θ , мин	$\lg \frac{T_2 + \theta}{\theta}$	τ , мин	$\lg \frac{T_2 + \theta}{\theta - \tau}$	X_4	
0	—	—	—	—	44,3
12	0,931	1,73	0,998	1,150	48,0
16	0,822	2,23	0,885	1,031	49,0
20	0,740	2,87	0,800	0,941	49,7
22	0,708	2,71	0,765	0,905	50,0
24	0,678	2,81	0,732	0,868	50,2
26	0,655	2,90	0,702	0,838	50,5
28	0,625	2,98	0,673	0,807	50,8
32	0,581	3,15	0,626	0,758	50,9
36	0,545	3,22	0,584	0,714	51,0
40	0,512	3,33	0,550	0,678	51,2
44	0,484	3,38	0,518	0,644	51,3
48	0,458	3,43	0,491	0,614	51,4
54	0,428	3,48	0,498	0,578	51,5
60	0,422	3,53	0,432	0,516	51,6

2. Определим показатели α и σ :

$$\alpha = \frac{V_{п\beta}}{q_2} = \frac{5,53 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}{0,83 \cdot 10^{-3}} = 33,3 \text{ с/МПа,}$$

где $V_{п}$ — объем подпакерной зоны, равный $5,53 \text{ м}^3$; β — сжимаемость смеси, равная $5 \cdot 10^{-3} \text{ 1/МПа}$;

$$\sigma = \frac{1,65 \cdot 10^{-3}}{0,83 \cdot 10^{-3}} \lg \frac{27 + 41 + 90}{41 + 90} = 0,162.$$

Так как $\alpha > 1$ и $\sigma > 0,1$, то выбираем следующую систему координат для построения графика КВД:

$$p_c \left(\frac{q_1}{q_2} \lg \frac{T_1 + \theta_1 + T_2 + \theta}{\theta_1 + T_2 + \theta} + \lg \frac{T_2 + \theta}{\theta - \tau} \right) = X_4$$

3. Перестраиваем КВД на том же графике в новой системе координат.

4. Пластовое давление $p_{пл} = 53,1 \text{ МПа}$.

5. Наклоны участков КВД: конечного прямолинейного $M_2 = 2,75 \text{ МПа/л. ц}$; начального прямолинейного $M_1 = 6,0 \text{ МПа/л. ц}$.

6. Гидропроводность и проницаемость удаленной части пласта

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_2 = 0,183 \frac{0,83 \cdot 10^{-3}}{2,75 \cdot 10^6} = 0,552 \cdot 10^{-9} \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{Па}};$$

$$k_2 = \frac{5,52 \cdot 10^{-9} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}}{10} = 0,276 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 \text{ (0,0276 мкм}^2\text{)}.$$

7. Гидропроводность приквацинной части пласта

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right) = 0,183 \frac{0,83 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 10^6} = 2,53 \cdot 10^{-11} \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{Па}}.$$

8. Проницаемость приквацинной части пласта

$$k_1 = \frac{2,53 \cdot 10^{-11} \cdot 0,5 \cdot 10^3}{10} = 0,126 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 \text{ (0,00126 мкм}^2\text{)}$$

9. Радиус загрязнения пласта

$$r_3 = \sqrt[4]{\frac{0,00126 \cdot 10^{-12} \cdot 36 \cdot 60 \cdot 10^6}{0,1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^{-3}}} = 6,6 \text{ м,}$$

где $m=0,1$; $\beta=5 \cdot 10^{-3} \text{ 1/МПа}$;

θ_3 определено по значению $X_4=0,714$ (см. рис. XIII.4), при котором КВД имеет излом. В соответствии с табл. XIII.1 для $X_4=0,714$ $\theta_3=36$ мин.

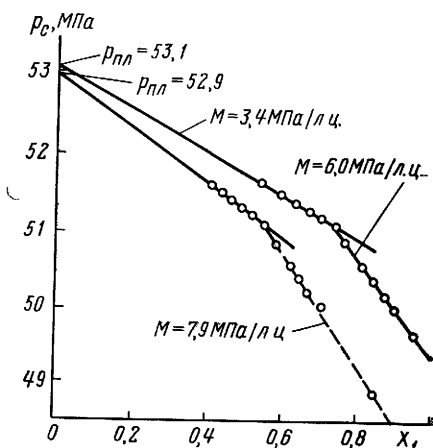


Рис. XIII.4. Рабочий график диаграммы давления

10. Скин-эффект

$$S = \left(\frac{0,00276}{0,00126} - 1 \right) \ln \frac{6,6}{0,045} = 5,94.$$

11. Радиус исследования пласта

$$r_H = \sqrt[4]{\frac{2,76 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-12} \cdot 10^6}{0,1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^{-3}} \left[60 - 36 \left(1 - \frac{1,26 \cdot 10^{-3}}{2,76 \cdot 10^{-3}} \right) \right]} 60 = 10,5 \text{ м.}$$

12. Коэффициент продуктивности (фактический)

$$K_{\text{факт}} = \frac{q_{\text{факт}}}{p_{\text{пл}} - p_{\text{к.п}}} = \frac{0,83 \cdot 10^{-3}}{53,1 - 44,3} = 0,943 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{МПа}}.$$

13. Отношение потенциального дебита к фактическому

$$\frac{q_{\text{пот}}}{q_{\text{факт}}} = \frac{1}{\lg T} \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{к.п}}}{M_2} = \frac{1}{\lg 90} \frac{53,1 - 44,3}{2,75} = 1,64.$$

14. Потенциальный коэффициент продуктивности

$$K_{\text{пот}} = K_{\text{факт}} \frac{q_{\text{пот}}}{q_{\text{факт}}} = 0,943 \cdot 10^{-3} \cdot 1,64 = 1,55 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{МПа}}.$$

15. Дебит при фонтанировании (для смеси $\gamma_{\text{см}}=4,85 \text{ кН/м}^3$)

$$\begin{aligned} q_{\text{ф}} &= 1,55 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-4} (53,1 \cdot 10^6 - 4760 \cdot 0,485 \cdot 10^4) = \\ &= 4,65 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \quad (404 \text{ м}^3/\text{сут}). \end{aligned}$$

ОБРАБОТКА КРИВЫХ ДАВЛЕНИЯ ПРИТОКОВ

Пример. Испытание нефтяной скважины диаметром 140 мм на приток проводилось в отложениях песчаников. Мощность продуктивного пласта 3 м, пористость $m=0,15$; отобранная нефть имеет параметры. объемный коэффициент $B_n=1,5$, сжимаемость $\beta=10^{-3}1/\text{МПа}$, вязкость $\mu_n=0,6 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. Испытание проводилось на трех режимах. В течение первого часа дебит нефти, приведенный к пластовым условиям, составил $75 \text{ м}^3/\text{сут}$, в течение второго часа — $50 \text{ м}^3/\text{сут}$, третьего — $25 \text{ м}^3/\text{сут}$.

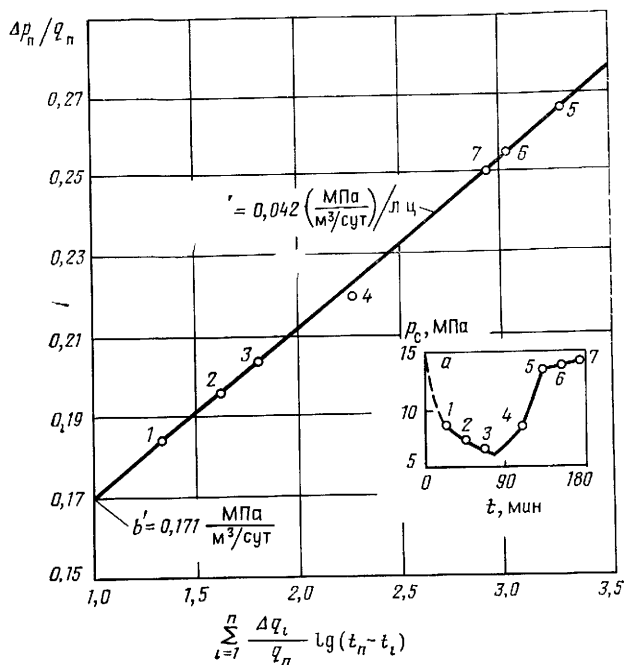


Рис. XIII.5. График результатов обработки кривой притока (а)

Начальное пластовое давление $p_{пл}=21 \text{ МПа}$. Глубинный манометр записал изменение забойного давления во времени (рис XIII.5, а).

Для расчета по формуле (XIII.5) кривая давления разбивается на семь участков, и для каждого участка рассчитывается $\Delta p_n/q_n$, где $\Delta p_n = p_{пл} - p_c$; q_n — дебит в интервале $t_n - t_{n-1}$. Результаты расчетов сведены в табл. XIII.2.

Координаты для каждой точки рассчитываем следующим образом:

$$1. \quad t_1 = 20 \text{ мин}, \quad y_1 = \frac{21,0 - 7,02}{75} = 0,186,$$

$$x_1 = \frac{75 - 0}{75} \cdot \lg(20 - 0) = 1,30;$$

$$2. \quad t_2 = 40 \text{ мин}, \quad y_2 = \frac{21,0 - 6,02}{75} = 0,199,$$

$$x_2 = \frac{75 - 0}{75} \lg(40 - 0) + \frac{75 - 75}{75} \lg(40 - 20) = 1,60;$$

Таблица XIII.2

Номера точек на рис. XIII.5	t , мин	p_c , МПа	$q_{ср}$, м ³ /сут	Δp_n , МПа	$y_n = \Delta p_n / q_n$	$X_n = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta q_i}{q_n} \times \lg \frac{t_n - t_i}{t_n}$
1	20	7,02	75	13,98	0,184	1,30
2	40	6,02	75	14,98	0,197	1,60
3	60	5,47	75	15,53	0,205	1,78
4	120	9,60	50	11,31	0,222	2,24
5	140	14,35	25	6,65	0,266	3,24
6	160	14,60	25	6,40	0,256	3,03
7	180	14,72	25	6,28	0,251	2,92

$$3. t_3 = 60 \text{ мин} \quad y_3 = \frac{21,0 - 5,47}{75} = 0,205;$$

$$x_3 = \frac{75 - 0}{75} \lg(60 - 0) + \frac{75 - 75}{75} \lg(60 - 20) + \frac{75 - 75}{75} \lg(60 - 40) = 1,78;$$

$$4. t_4 = 120 \text{ мин}, \quad y_4 = \frac{21,0 - 9,60}{50} = 0,228,$$

$$x_4 = \frac{75 - 0}{50} \lg(120 - 0) + \frac{75 - 75}{50} \lg(120 - 20) + \\ + \frac{75 - 75}{50} \lg(120 - 40) + \frac{50 - 75}{50} \lg(120 - 60) = 2,54;$$

$$5. t_5 = 140 \text{ мин}; \quad y_5 = \frac{21,0 - 14,35}{25} = 2,66,$$

$$x_5 = \frac{75}{25} \lg(140 - 0) + \frac{0}{25} \lg(140 - 20) + \frac{0}{25} \lg(140 - 40) + \\ + \frac{50 - 75}{25} \lg(140 - 60) + \frac{25 - 50}{25} \lg(140 - 120) = 3,24;$$

$$6. t_6 = 160 \text{ мин}, \quad y_6 = \frac{21,0 - 14,60}{25} = 0,256,$$

$$x_6 = \frac{75}{25} \lg(160 - 0) + \frac{50 - 75}{25} \lg(160 - 60) + \frac{25 - 50}{25} \lg(160 - 120) = 3,01;$$

$$7. t_7 = 180 \text{ мин}, \quad y_7 = \frac{21,0 - 14,72}{25} = 0,251,$$

$$x_7 = \frac{75}{25} \lg(180 - 0) + \frac{50 - 75}{25} \lg(180 - 60) + \frac{25 - 50}{25} \lg(180 - 120) = 2,91.$$

На рис. XIII.5 приведена кривая притока, построенная в координатах y_i , x_i , которая отсекает на оси ординат отрезок $b' = 0,171 \frac{\text{МПа}}{\text{м}^3/\text{сут}}$ и имеет наклон к оси

абсцисс $M' = 0,042 \frac{\text{МПа}}{\text{м}^3/\text{сут}} / \text{л. ц.}$

Гидропроводность пласта

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{B_n}{M'} = 0,183 \frac{1,5}{0,042 \cdot 10^6 \cdot 24 \cdot 3600} = 75 \cdot 10^{-18} \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{Па}}$$

Проницаемость пласта

$$k = 75,5 \cdot 10^{-12} \cdot \frac{0,6 \cdot 10^{-3}}{3} = 15 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2 (0,015 \text{ мкм}^2).$$

Скин-эффект

$$S = 1,151 \left(\frac{b'}{M'} + \lg \frac{4k}{\pi \mu \beta r^2 c \gamma_s} \right) =$$

$$= 1,151 \left(\frac{0,171}{0,042} + \lg \frac{4 \cdot 15 \cdot 10^{-15}}{0,15 \cdot 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-6} \cdot 0,072 \cdot 1,78} \right) = 6,9.$$

Пример. В эксплуатационной скважине диаметром 118 мм проводилось испытание на приток через испытатель пластов на двух режимах: $q_1 = 17 \text{ м}^3/\text{сут}$ при диаметре штуцера на поверхности 5 мм и $q_2 = 7,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при уменьшении диаметра штуцера до 3 мм.

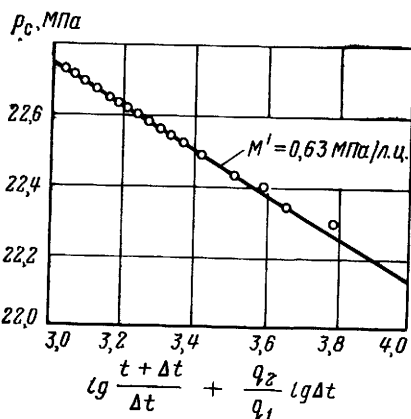


Рис. XIII.6. График результатов обработки кривой притока, полученных при испытании скважины на двух режимах

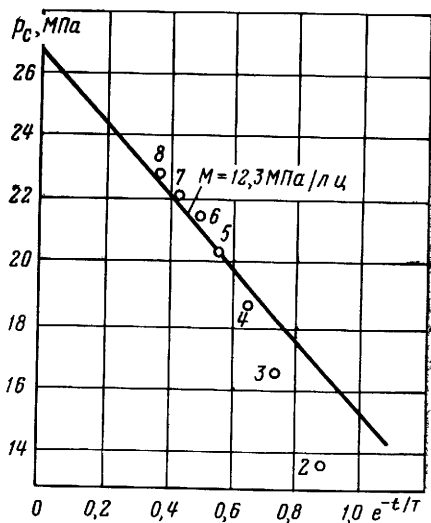


Рис. XIII.7. График результатов обработки кривой притока по экспресс-методике

Полученная нефть с газом пропускалась через сепаратор с замером дебита каждой фазы, а на забое скважины фиксировалось давление глубинным манометром. На первом режиме скважина проработала 3 ч, на втором — 22 ч.

Параметры пласта и нефти следующие: мощность интервала испытания 18 м; пористость пласта $m = 0,06$; объемный коэффициент нефти $B_n = 1,5$; вязкость нефти $\mu_n = 0,6 \text{ МПа} \cdot \text{с}$; сжимаемость нефти $\beta = 9,32 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$.

График кривой притока, построенный в соответствии с методикой, приведенной выше, представлен на рис. XIII.6.

Согласно графику наклон кривой притока $M' = 0,63$ МПа/л. ц. Тогда

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{q_1 B_H}{M'} = 0,183 \cdot \frac{17 \cdot 1,5}{24 \cdot 3600 \cdot 0,63 \cdot 10^6} = 86 \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{Па}}.$$

Отсюда

$$k = 86 \cdot 10^{-12} \frac{0,6 \cdot 10^{-3}}{18} = 2,86 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2 (0,0029 \text{ мкм}^2).$$

Рассчитываем скин-эффект по формуле (XIII.63) с учетом того, что давления в момент смены режима испытания и по истечении 1 ч притока при q_2 равнялись соответственно $p_{1к} = 21,9$ МПа и $p_2' = 22,3$ МПа:

$$S = 1,151 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \frac{p_2' - p_{1к}}{M'} - \lg \frac{4k}{\mu \beta r^2 c \gamma_9} \right].$$

Значение логарифмического слагаемого

$$\lg \frac{4k}{\mu \beta r^2 c \gamma_9} = \lg \frac{4 \cdot 2,86 \cdot 20^{-15}}{0,06 \cdot 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 9,32 \cdot 10^{-4} \cdot 10^{-6} \cdot 0,059^2 \cdot 1,78} = 1,73.$$

Тогда

$$S = 1,151 \left[\frac{17}{17 - 7,3} \cdot \frac{22,3 - 21,9}{0,63} - 1,73 \right] = -0,68,$$

т. е. скин-эффект практически отсутствует.

Пластовое давление находится с помощью равенства

$$p_{пл} = p_{1к} + M' \left[\lg \frac{4k\tau}{\mu \beta r^2 c \gamma_9} + 0,87S \right],$$

где τ — время работы скважины с дебитом q_1 ($\tau = 180$ мин).

$$p_{пл} = 21,9 + 0,63[1,73 + \lg 180 + 0,87(-0,68)] = 24 \text{ МПа}.$$

Пример. Скважина диаметром 190 мм испытывалась в интервале 2592—2600 м. Удельный вес промывочной жидкости 10 кН/м³. Внутренний диаметр буровых труб $d_t = 96$ мм. Время периода притока $T = 28$ мин, периода восстановления давления $\theta = 60$ мин. В результате испытания был получен приток пластовой жидкости объемом 2,03 м³, вязкость которой $\mu = 1$ МПа·с.

Произведем обработку кривой притока по упрощенной методике.

Результаты расчета значений точек для построения графика приведены в табл. XIII.3.

Таблица XIII.3

Параметры	Номера точек на рис. XIII.7							
	1	2	3	4	5	6	7	8
p_c , МПа	10,0	13,7	16,5	18,6	20,9	21,2	22,1	22,8
t , мин	0	4	8	12	16	20	24	28
$e^{-t/T}$	—	0,87	0,75	0,65	0,56	0,49	0,42	0,37

Рассчитываем приведенный дебит

$$q_0 = 1,583 \frac{V}{T} = \frac{1,583 \cdot 2,03}{28 \cdot 60} = 1,91 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем параметр

$$\varphi_0 = \ln \frac{4T\kappa}{r_c^2} - 0,577 = 2,3 \lg \frac{4 \cdot 28 \cdot 60 \cdot 3}{0,098^2} - 0,577 = 13,96.$$

Строим график в координатах $p_e, e^{-t/T}$.

По наклону кривой притока, равному $M = 12,3$ МПа/л.ц., находим проницаемость пласта

$$k = \frac{\mu \varphi q_0}{hM} = \frac{1 \cdot 10^{-3} \cdot 13,96 \cdot 1,91 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 12,3 \cdot 10^6} = 0,27 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \text{ (0,27 мкм}^2\text{)}.$$

Пластовое давление, согласно графику на рис. XIII 7, равное 26,7 МПа, несущественно отличается от пластового давления, определенного по КВД (26,0 МПа).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ашрафьян М. О., Ильясов Е. П., Лебедев О. А. Принципы выбора конструкций забоя скважины. — Нефтяное хозяйство, 1981, № 7, с. 24—27.
2. Бродский П. А., Фионов А. И., Тальнов В. Б. Опробование пластов приборами на кабеле. М., Недра, 1974.
3. Варламов П. С. Испытатели пластов с опорой на забой. М., Недра, 1976.
4. Варламов П. С. Испытатели пластов многоциклового действия. М. Недра, 1981.
5. Жбанов М. А., Гординский Е. В., Ованесов М. Г. Основы промысловой геологии нефти и газа. М., Недра, 1975.
6. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1972.
7. Карпов А. К., Раабен В. Н. Природные газы месторождений Советского Союза. М., Недра, 1978.
8. Лапшин П. С. Испытание пластов в процессе бурения. М., Недра, 1974.
9. Минеев Б. П., Сидоров Н. А. Практическое руководство по испытанию скважин. М., Недра, 1981.
10. Панов Б. Д., Бакулин В. Г. Совершенствование технологии вскрытия и опробования продуктивных пластов в скважинах. М., Недра, 1973.
11. Разработка и внедрение методики и технологии комплексного изучения разрезов скважин в процессе бурения на площадях со сложными геолого-техническими условиями/Н. Ф. Рязанцев, М. Л. Карнауков, А. Е. Белов и др., М., ВНИИОЭНГ.
12. Рязанцев Н. Ф., Карнауков М. Л., Белов А. Е. Технология испытания скважин в процессе бурения. М., Недра, 1982.
13. Соловьев Е. М. Заканчивание скважин. М., Недра, 1979.
14. Сухоносков Г. Д. Испытание необсаженных скважин. М., Недра, 1978.
15. Техника и технология испытания скважин трубными испытателями пластов. ТНТО, М., ВНИИОЭНГ, 1977.
16. Шульга В. Г., Бухаленко Е. И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1978.
17. Ясашин А. М. Вскрытие, опробование и испытание пластов. М., Недра, 1979.
18. Mathews C. S., Russel D. G. Pressure Build-Up and Flow Tests in Wells. New York, Dallas, 1967, p. 200.
19. Allen T. O., Roberts A. P. Production Operations Oil and Gas Consultants International, Inc., Tulsa, 1977, vol. 2, p. 233.
20. Ramey H. S., Colb W. M. Build-Up theory for a well in a closed drainage area. — Jour. Pet. Tech., December 1974, vol. 12, p. 1493—1505.

ПРИЛОЖЕНИЕ

УТВЕРЖДАЮ:

УТВЕРЖДАЮ:

« ____ » _____ 19 ____ г.

« ____ » _____ 19 ____ г.

П Л А Н

испытания _____ отложений
в скважине № _____ УБР ГРЭ
с помощью испытателя пластов _____

1. Техническое состояние скважины

- 1.1. Забой _____ м,
- 1.2. Конструкция последней обсадной колонны:
диаметр _____ мм, интервал _____ м
- 1.3. Колонна опрессована:
в интервале _____ м, на давление _____ МПа, жидкостью _____
удельного веса _____ кН/м³.
- 1.4. Открытый ствол:
диаметр _____ мм, интервал _____ м
- 1.5. Конструкция буровой колонны:
диаметр _____ мм, длина секции _____ м.
- 1.6. Скважина заполнена промывочной жидкостью со следующими параметрами:
удельный вес _____ кН/м³
вязкость _____ с
водоотдача _____ см³/30 мин
СНС _____ Па
тип раствора _____
- 1.7. Объект испытания:
интервал _____ м уточняется по каротажу и каверномеру
стратиграфическая принадлежность _____
литологическая характеристика _____
ожидаемое пластовое давление _____ МПа
ожидаемая пластовая температура _____ °С.

1.8. Цель испытания — выяснение нефтегазоносности отложений _____
определение дебита и пластового флюида.

2. Подготовительные работы

2.1. Перед спуском испытателя произвести:

каротаж от _____ до _____ м

каверномер-профилемер от _____ до _____

замеры сил трения _____

2.2. Проверить наличие и подвижность промывочного раствора в запасных емкостях, провести перебивку его. Ко времени спуска испытателя пластов необходимо иметь запас промывочной жидкости:

удельного веса _____ кН/м³ _____ м³

объем скважины _____ м³.

Остальные параметры раствора в запасе согласно ГТН должны быть в пределах:

вязкость _____ с

водоотдача от _____ до _____ см³/30 мин

СНС от _____ до _____ Па.

2.3. Проверить состояние и работоспособность противовыбросового оборудования и его обвязки. На отводах превентора установить штуцера диаметром _____ мм.

2.4. На весь период испытания на буровой должны находиться:

цементировочный агрегат _____ шт.

дежурная пожарная машина _____ шт.

оперативная машина военизированного отряда по предупреждению и ликвидации газонефтяных фонтанов _____ шт.

2.5. Обвязку устья скважины произвести в соответствии с Инструкцией по безопасному ведению работ испытателями пластов на трубах.

После сборки опрессовать обвязку на давление _____ МПа.

Цементировочные агрегаты должны быть оборудованы искрогасителями.

2.6. Иметь на буровой безопасное приспособление для вращения инструмента с установленной на нем устьевой головкой и переводники _____

2.7. Произвести тщательную проработку ствола скважины в следующих интервалах _____

2.8. Промыть скважину в количестве _____ объемов ее ствола.

3. Спуск испытательного оборудования

3.1. Испытательное оборудование _____
шифр, диаметр

спускается в скважину в следующей компоновке: снизу — вверх

Наименование узлов	Диаметр, мм	Длина, м

Общая длина испытательного инструмента _____ м.

3.2. Установка пакера диаметром _____ мм производится:

в колонне диаметром _____ мм на глубине _____ м

в открытом стволе диаметром _____ мм на глубине _____ м

уточняется после замера каверномером.

3.3. Хвостовик собирается из _____ труб.

тип труб

диаметром _____ мм и толщиной стенки _____ мм

с левой, правой резьбой.

Длина хвостовика _____ м. Марка стали _____

3.4. Критическая сжимающая нагрузка на хвостовик _____ кН.

3.5. Испытательное оборудование спускается на бурильном инструменте согласно следующей компоновке снизу — вверх:

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенок, мм	Длина секции, м	Марка стали

3.6. При спуске обратить особое внимание на герметизацию рабочих соединений.

Герметизацию осуществлять посредством _____

3.7. Инструмент спускается со скоростью не более 0,5 м/с. При посадках свыше 40—50 кН дальнейший спуск прекратить, инструмент поднять для переподготовки скважины.

3.8. Во время спуска вести контроль за уровнем промывочной жидкости в кольцевом пространстве. При снижении уровня спуск прекратить и поднять инструмент из скважины.

3.9. Заливку бурильной колонны производить:

водой до высоты столба в трубах _____ м

раствором удельного веса _____ кН/м³ до высоты столба в трубах _____ м.

3.10. Высота столба заливаемой жидкости определяется из расчета передачи перепада давления на пакер _____ МПа.

3.11. При заливке труб водой или раствором, но при отсутствии заливочного клапана заливку осуществлять через пять свечей

Свечи между испытателем пластов и циркуляционным клапаном заполнить неутяжеленным термостойким бентонитовым раствором удельного веса 11,0—11,5 кН/м³.

4. Проведение испытания

4.1. Установку пакеров произвести на глубине _____ м

при нагрузке _____ кН.

4.2. Продолжительность исследования:

I-й цикл _____ период _____ мин
открытый, закрытый

II цикл _____ период _____ мин

III цикл _____ период _____ мин.

Общая продолжительность исследования _____ мин.

Примечание. Время исследования уточняется на буровой в зависимости от интенсивности притока.

4.3. Снятие пакера производить путем медленного подъема инструмента: сначала выбрать первоначальный вес до показаний индикатора при ходе вверх до пакеровки, затем дать выдержку 2—3 мин, после этого дать натяжку.

Величину натяжки определять с учетом интенсивности проявления пласта и ориентировочного подсчета увеличения веса за счет поступления в трубы пластового флюида.

4.4. При возникновении затяжек во время снятия пакера приступить к расхождению инструмента. Не допускать передачи сжимающей нагрузки на испытатель-

ное оборудование более _____ кН и по длительности _____ с.

5. Подъем инструмента из скважины

5.1. При подъеме испытателя из скважины осуществлять заливку скважины в кольцевое пространство через каждые три свечи с замером объема заливаемого раствора.

5.2. При появлении уровня жидкости в трубах на устье:

навинтить трубу с устьевой головкой и загерметизировать устье скважины; подсчитать число заполненных свечей и определить количество поступившего флюида;

открыть циркуляционный клапан;

обратной циркуляцией заменить жидкость в трубах буровым раствором;

отобрать пробы жидкости из труб в бутылки.

Примечания. 1. Работы по установке пакера и испытанию проводить при наличии связи с инженерно-диспетчерской службой и дежурной автомашины.

2. Все работы по испытанию производить только в присутствии представителя геофизической конторы; представителя института; представителя военизированного отряда по предупреждению и ликвидации газонефтяных фонтанов; мастера по сложным работам; главного инженера УБР; главного геолога УБР.

Ответственные

1. За подготовку скважины к работе с испытателем пластов:

буровой мастер _____

начальник буровой _____

заместитель начальника РИТС _____

2. За оборудование устья скважины:

буровой мастер _____
инженер по сложным работам _____
заместитель начальника РИТС _____

3. За регистрацию данных процесса испытания и отбор проб:

старший геолог _____
начальник партии по испытанию _____

4. За сборку испытательного оборудования, спуск и испытание

начальник партии по испытанию _____

Подписи:

Начальник технологического отдела УБР (ГРЭ) _____

Начальник геологического отдела УБР (ГРЭ) _____

Начальник цеха экспедиции по испытанию скважин _____

Представитель лаборатории НИИ (ЦНИЛ) _____

Примечание к плану.

В особо ответственных случаях план работ утверждается Главным геологом и заместителем генерального директора по бурению объединения _____

В этом случае подписывают план главный инженер и главный геолог УБР (ГРЭ), и он согласовывается с научно-исследовательским институтом и воензированной частью по предупреждению и ликвидации газонефтяных фонтанов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Основные положения нефтепромысловой геологии	4
Характеристика нефтегазосодержащих пластов	4
Изображение разрезов скважин и месторождения	5
Запасы месторождений нефти и газа	7
Глава II. Бурение скважин	10
Классификация скважин	10
Общая схема бурения	10
Конструкция скважин	11
Буровые долота	17
Бурильная колонна	17
Противовыбросовое оборудование	20
Буровые установки	23
Глава III. Заканчивание скважины	24
Вскрытие продуктивного пласта	24
Способы крепления забоев скважин	25
Вторичное вскрытие пласта	27
Освоение скважины	30
Методы воздействия на призабойную зону пласта	32
Насосно-компрессорные трубы	37
Глава IV. Методика комплексного изучения разрезов скважин в процессе бурения	38
Геолого-технологическая программа изучения разреза скважин в процессе бурения	38
Методы геологического контроля за процессом бурения	41
Геофизические методы исследования скважин	44
Выбор комплекса геолого-геофизических и гидродинамических исследований при изучении разрезов скважин	59
Выбор объектов для испытания скважин в процессе бурения	62
Глава V. Комплекты испытательного оборудования	65
Испытатели пластов	67
Запорный поворотный клапан	80
Гидравлические ясы	89
Безопасный замок	92
Циркуляционный клапан	94
Клапан заливно-циркуляционный	97
Гидравлический штуцер	99
Пробоотборники для отбора проб	101
Пробоотборники-накопители	105
Пакер	106
Якорные устройства	110
Распределитель давления	112
Переводники для установки приборов	114
Фильтр	115
Левые переводники	116
Глава VI. Глубинные манометры, используемые при испытании скважин	117
Глава VII. Технологические схемы испытания	122
Компоновки испытательного оборудования	122

Способы и оборудование для обвязки устья при испытании скважин испытателями пластов	124
Способы создания депрессии на пласт	132
Глава VIII. Подготовительные работы к испытанию	136
Подготовка ствола скважины к испытанию	136
Определение времени безопасного пребывания инструмента на забое скважины	137
Определение сил трения и коэффициента трения колонны бурильных труб о стенки скважины и технических колонн	137
Выбор интервала испытания	138
Определение места установки пакера	139
Исходные данные для проектирования операции по испытанию скважины	140
Глава IX. Планирование испытания	142
Цель испытания	142
Определение депрессии на пласт	143
Определение продолжительности периодов испытания	144
Планирование испытания в условиях невозможности получения представительной пробы пластового флюида	147
Расчеты работоспособности элементов и узлов испытательного оборудования	151
Глава X. Проведение испытания	171
Подготовка бурильного инструмента к испытанию	171
Спуск оборудования в скважину для проведения испытания	171
Подготовка устья скважины к испытанию	172
Установка пакера	172
Снятие пакера	173
Подъем инструмента	173
Управление работой забойных механизмов испытательного оборудования	174
Глава XI. Отбор и анализ проб пластового флюида	181
Цель и особенности отбора пластовых проб при испытании скважин в процессе бурения	181
Способы отбора проб жидкости при испытании	181
Анализ отобранных проб жидкости и газа	187
Интерпретация результатов анализа проб жидкостей и газа	188
Расчет физических параметров пластового флюида для забойных условий	190
Определение объема, удельного веса и дебита поступившего флюида	204
Глава XII. Типовые диаграммы давления	216
Примеры испытания скважин	219
Глава XIII. Математические основы интерпретации диаграмм давления	232
Исходные уравнения	233
Обработка кривых восстановления давления по методу Хорнера	235
Уточненный расчет параметров пласта по КВД с учетом изменения дебита во время притока	236
Особенности расчета параметров пласта при испытании газовых скважин	238
Методика расчета параметров пласта по КВД, учитывающая влияние загрязнения пласта	239
Расчет параметров пласта с учетом послеприточного эффекта	240
Определение параметров пласта при многоцикловом испытании	241
Определение скин-эффекта	242
	267

Определение геометрических характеристик области исследования пласта	243
Расчет продуктивных характеристик скважины по результатам испытания	244
Порядок расчета параметров пласта	245
Анализ результатов испытания скважин, работающих с переменным дебитом	246
Обработка КВД	249
Обработка кривых давления притока	255
Список литературы	260
Приложение	261

**Михаил Львович Карнаухов
Николай Федорович Рязанцев**

СПРАВОЧНИК ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИН

Редактор издательства С. М. Каешкова
Переплет художника В. Полякова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Н. С. Гришанова
Корректор М. П. Курылёва

ИБ № 4965

Сдано в набор 20.07.83. Подписано в печать 12.10.83. Т-19653. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 17,0. Усл. кр.-отт. 17,0. Уч.-изд. л. 23,37. Тираж 6300 экз. Заказ № 1485/8863—5 Цена 1 р. 50 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 11 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, 113105, Нагатинская ул., д. 1.

ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!

**В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НЕДРА» ГОТОВЯТСЯ
К ПЕЧАТИ НОВЫЕ КНИГИ**

●

БУЛАТОВ А. И., ПЕНЬКОВ А. И., ПРОСЕЛКОВ Ю. М. Справочник по промывке скважин. 25 л. 1 р. 70 к.

Приведены необходимые сведения по физико-химическим свойствам буровых растворов, материалов и химических реагентов; правила выбора и рекомендации по оптимальным условиям их применения; по методам приготовления, очистки и регулирования показателей качества. Особое внимание уделено эксплуатации циркуляционной системы, оборудования для приготовления и очистки буровых растворов. Изложены методы контроля показателей свойств бурового раствора. Освещены вопросы безопасного ведения работ и защиты окружающей среды от загрязнения буровыми растворами и их компонентами.

Для инженерно-технических и научных работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности. Может быть использован преподавателями и студентами нефтяных вузов и факультетов соответствующей специальности.

●

ГОРОДНОВ В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. 2-е изд., перераб. и доп. 19 л. 1 р. 30 к.

Во втором издании (1-е изд. — 1977) описаны новые химические реагенты на основе целлюлозы и лигнина, применяемые для обработки промывочных жидкостей. Приведены рецептуры специальных промывочных жидкостей для бурения в неустойчивых глинистых отложениях, а также рецептуры термо- и солеустойчивых промывочных жидкостей. Изложены методы предупреждения обводненности скважин в процессе бурения и физико-химические методы борьбы с сероводородной агрессией и другими осложнениями.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной, газовой промышленности и геологической службы.

ГУКАСОВ Н. А. Практическая гидравлика в бурении: Справочник. 18 л. 1 р. 20 к.

Приведены формулы и соответствующие таблицы для определения гидравлических потерь в процессе промывки скважины, а также спускоподъемных операций. Изложены расчеты потерь давления при движении жидкости в бурильных, обсадных трубах, через кольцевое пространство в случаях структурного и турбулентного режимов течения. Рассмотрена методика выбора оптимальных значений параметров промывки скважины. Даны формулы для определения веса труб на крюке при промывке и различных режимах течения вязкой жидкости.

Для инженерно-технических и научных работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

●

ДЕМИХОВ В. И. Метрологическое обеспечение процессов бурения скважин. 12 л. 60 к.

Изложены современные методы метрологического обеспечения, включающие комплекс методик выбора и обоснования контролируемых параметров, точность и частоту их измерения, рабочие и образцовые средства измерения, методики и нормативно-техническую документацию на выполнение поверочных работ. Описаны права и обязанности метрологических служб буровых предприятий. Рассмотрены вопросы математической обработки результатов измерений и технико-экономической эффективности метрологического обеспечения процессов бурения скважин.

Для инженерно-технических работников, занимающихся исследованием, разработкой и эксплуатацией информационно-измерительных систем при бурении скважин.

ИЗМАЙЛОВ Л. Б. Методы повышения долговечности обсадных колонн. 13 л. 65 к.

Рассмотрен полный комплекс вопросов исследования и проектирования обсадных колонн. Проанализированы методы расчета колонн и область их применения. Приведена принципиально новая методика расчета обсадных колонн с учетом аномально высоких пластовых давлений и износа труб бурильным инструментом. Изложены вопросы расчета промежуточных колонн и методы защиты их от износа. Описаны методы повышения долговечности промежуточных колонн, исследована эффективность этих методов.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

САМОТОЙ А. К. Прихваты колонн при бурении скважин. 15 л. 75 к.

Рассмотрен комплекс вопросов, связанных с исследованием механизма прихватов, их предупреждением и ликвидацией. Проанализировано влияние факторов на возникновение прихватов, вызванных перепадом давления при разбуривании пластичных глин и цемента. Изложены условия проходимости обсадных колонн. Описаны современные методы предупреждения и ликвидации прихватов. Впервые рассмотрены средства и методы, применяемые для предупреждения и ликвидации прихватов за рубежом.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга — почтой» магазинов:

№ 17—199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;

№ 59—127412, Москва, Коровинское шоссе, 20.