

А. М. ЯСАШИН, А. И. ЯКОВЛЕВ

ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН



А. М. ЯСАПИН, А. И. ЯКОВЛЕВ

ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1973

Ясашин А. М., Яковлев А. И. Испытание скважин. Изд. 2-е, перераб. и дополненное. М., «Недра», 1973, 264 с.

Книга посвящена технике и технологии испытания разведочных и эксплуатационных скважин в процессе бурения. Помимо рассмотрены схемы устройства и конструкции отечественных и зарубежных испытателей и опробователей пластов, широко используемых в настоящее время, а также находящихся в стадии разработки. Приведены расчеты основных узлов испытателей и опробователей пластов.

Рассмотрены результаты применения испытателей и опробователей пластов, а также описаны методики и даны примеры расшифровки диаграмм давления, полученных с помощью глубинных регистрирующих манометров.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников нефтяной промышленности, геологов, работников научно-исследовательских, проектных институтов и вузов, занятых разработкой и совершенствованием техники и технологии испытания скважин.

Таблиц 34, иллюстраций 147, список литературы 116 названий.

я 0382—497
043(01)—73 231—73

© Издательство «Недра», 1973

ВВЕДЕНИЕ

Директивами ХХIV съезда КПСС по пятилетнему плану предусмотрен значительный рост добычи нефти и газа с доведением добычи нефти в 1975 г. до 480—500 млн. т и газа до 300—320 млрд. м³.

Такой рост может быть достигнут как путем значительного увеличения добычи нефти и газа на разрабатываемых нефтяных и газовых месторождениях, так и путем усиления поисков, разведки и освоения новых перспективных нефте- и газодобывающих районов. Предусмотренное увеличение из года в год объема разведочного бурения приведет к росту объема работ по испытанию скважин.

Темпы и результативность работ по поискам и разведке промышленных запасов нефти и газа в значительной степени зависят от организации и технического оснащения работ по испытанию разведочных скважин. За последние годы техника и технология испытания пластов в разведочных скважинах претерпели серьезные изменения, благодаря широкому применению испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах, а также опробователей пластов, спускаемых в скважину на канате.

Начато промышленное освоение опробователей пластов, сбрасываемых внутрь бурильных труб.

В настоящее время приобретен значительный опыт применения испытательных инструментов на отечественных нефтяных месторождениях и достаточно глубоко разработаны теоретические основы интерпретации результатов испытаний, получаемых при помощи испытателей пластов [13—16; 21; 36; 43; 44; 47; 67; 73; 74].

Однако темпы роста поисковых работ на нефть и газ, многообразие геологических, географических, технических и других условий проводки разведочных и эксплуатационных скважин у нас в стране постоянно требуют дальнейшего совершенствования техники и технологии испытания пластов в бурящихся скважинах.

Поэтому научно-исследовательские институты нефтяной промышленности (СевКавНИПИНефть, ВНИИБТ, ВНИИНефтепромгеофизика, ВолгоградНИПИНефть и др.) и других ведомств (ВУФВНИИГеофизика, ВНИГНИ) проводят значительный объем научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию

технических средств и технологии испытания пластов, отвечающих современному научно-техническому уровню.

Определенный прогресс в области испытаний скважин произошел и в зарубежной практике.

Со времени выхода в свет первого издания книги «Испытание скважин» прошло пять лет. В настоящем втором издании обобщены результаты применения испытательных инструментов и приведены описания новых конструкций испытателей и опробователей пластов, разработанных как в СССР, так и за рубежом.

Глава 2 написана авторами совместно, а остальной материал книги написан А. М. Ясапиным.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСОБЕННОСТИ ИСПЫТАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Под испытанием скважины понимается возбуждение притока из призабойной зоны и изучение одного или нескольких продуктивных горизонтов, вскрытых при бурении, отдельного небольшого прослоя пласта и т. д. как в процессе бурения (в незакрепленном стволе), так и после окончания бурения (в обсаженной скважине).

Основной задачей, решаемой в процессе испытания скважины, является определение параметров испытываемого пласта, вскрытого при бурении, причем чем ближе эти характеристики отражают естественное состояние призабойной зоны, тем большую ценность они представляют для решения вопроса о перспективности данного геологического разреза при разведочном бурении или о продуктивности эксплуатационной скважины. Поэтому независимо от назначения скважины (разведочная или эксплуатационная) при ее испытании стремятся определить характеристики пластов, максимально приближенные к их естественному состоянию. Однако это зависит не только от правильно выбранного метода испытания объектов и его практического применения, но и от технологических операций, проводимых в скважине, которые влияют на эффективность испытания.

Решающее влияние на достоверность результатов испытания оказывает процесс вскрытия продуктивных горизонтов при бурении скважины, в первую очередь это относится к испытанию объектов в процессе бурения, когда между этими технологическими операциями отсутствуют промежуточные работы (крепление ствола скважины обсадной колонной и перфорация). Действительно, если испытания проводятся непосредственно после вскрытия пласта, то изменения в призабойной зоне, которые фиксируются в процессе испытания, обусловлены процессом бурения испытываемого интервала. Если же испытания проводятся в обсадной колонне после окончания бурения, то на качество испытания оказывают влияние и процесс вскрытия пласта, и крепление скважины обсадной колонной, когда, кроме металлической колонны, притоку жидкости из пласта в скважину

препятствует также цементный раствор, проникающий в призабойную зону. Кроме того, возбуждение притока из пласта через перфорационные отверстия в обсадной колонне в определенной степени искаивает информацию о пласте.

Вот почему совершенствование методик, техники и технологии испытания пластов связано прежде всего с совершенствованием процесса вскрытия продуктивных горизонтов и углубленным изучением процессов, протекающих при этом в пласте.

Рассмотрим результаты лабораторных и промысловых исследований влияния процесса бурения в продуктивном пласте на естественное состояние слагающих его пород.

1. СОСТОЯНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПЕРЕД ИСПЫТАНИЕМ

Нефтяные или газовые пласты, залегающие на различных глубинах, воспринимая давление массива пород, расположенных над ними, находятся в определенном (естественном) состоянии. В процессе бурения, когда образуется ствол скважины, и разрушенная часть породы удаляется на поверхность, естественное состояние призабойной зоны вокруг ствола скважины нарушается. Как отмечалось выше, чем меньше изменения, происходящие в призабойной зоне, тем достовернее результаты испытаний объекта.

Однако трудно предположить, что можно достичь полного сохранения естественных параметров пласта при его вскрытии. Практически речь может идти о минимальных изменениях, которые претерпевают породы призабойной зоны при вскрытии пластов в процессе бурения скважин. Это в какой-то степени может быть достигнуто, если будут известны причины, вызывающие изменения в пласте.

Значительный объем научных исследований и практический опыт по вскрытию пластов и испытанию скважин в различных геологических условиях позволили выявить основные причины, влияющие на изменение естественных параметров пород призабойной зоны при бурении.

По мере совершенствования вращательного метода бурения было обращено внимание на влияние промывочной жидкости на нефтеотдачу пласта и сроки освоения скважин. Основными причинами осложнений при освоении скважин считали глинизацию их стенок и закупорку поровых каналов образовавшейся глинистой коркой бурowego раствора [40]. Однако дальнейшими многочисленными исследованиями было установлено, что влияние промывочной жидкости на породы призабойной зоны пласта значительно сложнее и зависит от многих факторов. Под воздействием жидкости, проникающей в пласт, в нем протекают сложные физико-химические процессы, вызывающие изменение естественного состояния пород призабойной зоны.

Серия исследований [40] подтвердила, что проникающая в пласт вода или фильтрат бурового раствора вызывают набухание глины, находящейся в породе призабойной зоны, и снижение таким образом

проницаемости пласта, причем содержание глины в кернах около 2–3% дополнительно соответствует снижению проницаемости на 30–40% [55].

Опыт показал, что наиболее легко поддаются набуханию глины натриевого типа [1] и устойчивее в этом отношении глины кальциевого типа (например, гидрослюды Ромашкинского месторождения). Установлено, что набухание глин в пресных водах, щелочных средах проходит более интенсивно, чем в минерализованных.

Однако не только набухание глинистого материала пласта приводит к снижению проницаемости пород. В пластах, где отсутствует глина, возможно снижение проницаемости под воздействием воды, обусловленное капиллярными силами, которые возникают на границе между водой и нефтью из-за различия их физико-химических свойств. В нефтяном пласте при проникновении воды образуются устойчивые водо-нефтяные смеси, причем степень влияния воды на снижение проницаемости пород призабойной зоны неодинакова и зависит от физико-химических свойств нефти и проникающей в пласт воды, а также от литологической характеристики пласта. Так, наблюдения за воздействием воды на набухание глин продуктивных пластов Ромашкинского месторождения привели к выводу, что не этот процесс является основной причиной снижения проницаемости пород в данном районе. Причиной такого снижения оказалось влияние капиллярных сил, обусловленных образованием водо-нефтяных эмульсий [10, 60, 61, 76, 77]. Исследования показали, что ромашкинская нефть при перемешивании с пресной водой образует устойчивую эмульсию, стабильную в течение нескольких месяцев [11].

Наряду с этим снижение проницаемости за счет капиллярных сил проявляется сильнее в пластах, характеризующихся литологической неоднородностью и имеющих низкие пластовые давления.

Авторы других работ [28, 31, 79], исследуя влияние воды на качество кернов, пришли к выводу, что вода и водные растворы снижают проницаемость на всей глубине своего проникновения в пласт.

Исследователи [2, 3] утверждают, что устойчивые эмульсии образуются не при перемешивании двух чистых жидкостей, а при наличии эмульгаторов, которые адсорбируются на поверхности капель эмульсии. Установлено, что большинство нефтей, добываемых на отечественных месторождениях, содержат асфальто-смолистые вещества, которые способствуют образованию устойчивых эмульсий нефти с пресной водой. Приводятся данные [34] об уменьшении начальных дебитов скважин в результате применения буровых растворов на водной основе и воды при вскрытии пластов в Башкирии в среднем на 15–20%. Время освоения скважин при этом в среднем увеличивается на 30–35%.

Зарубежными исследователями также установлено, что проникающая в пласт вода или фильтрат бурового раствора отрицательно влияет на проницаемость пород. Так, на месторождении Додсленд в Канаде [29] снижение проницаемости продуктивных пластов в эксплуатационных скважинах происходило за счет набухания глинистых

частич, находившихся в разрезе пластов. Установлено [23, 27, 52] на основе опыта по заканчиванию скважин и результатов исследований, проведенных в США, что в результате проникновения иноядных жидкостей в пласт его эксплуатационные свойства после вскрытия нарушаются.

Исследования песчаных кернов показали, что фильтраты обычных буровых растворов вызывают снижение проницаемости пород на 20—80% [41], причем это воздействие фильтратов объяснялось набуханием коллоидных материалов в естественных кернах, и поэтому максимальное снижение проницаемости было обнаружено в кернах со значительным содержанием глин. В литературе приведены результаты испытаний [70], свидетельствующие о том, что при проникновении в пласт, содержащий глину, пресной воды продуктивность скважины может уменьшиться до $\frac{1}{4}$ — $\frac{1}{10}$ своего первоначального значения. Установлено также, что наряду с набуханием при проникновении в пласт воды образуются зоны капиллярно-удерживаемой воды, особенно в пластах с низкими давлениями.

Исследования, проведенные в Польском институте нефти, показали, что снижение проницаемости песчаников под воздействием бурового раствора может доходить до 95% [26]. Исследование влияния растворов отдельных солей привело к выводу, что растворы хлористого кальция и хлористого аммония мало влияют на керны из песчаников, а растворы хлористого натрия влияют сильно [112].

В одной из работ [113] высказано предположение, что при значительном насыщении пласта водой может происходить отрыв глинистых частиц от стенок поровых каналов и их перемещение по каналам пласта. Это смещение твердых частиц может вызвать закупорку пор пласта и снижение проницаемости призабойной зоны. Указанные исследования подтверждают вывод об отрицательном влиянии бурового раствора на призабойную зону пласта при его вскрытии и на качество испытания скважин.

Однако, как видно из приведенного выше, имеются разногласия в оценке степени влияния фильтра раствора на породы продуктивных пластов. Еще большие противоречия существуют в оценке влияния твердой фазы буровых растворов на состояние пород призабойной зоны. Многие исследователи утверждают, что твердые частицы, находящиеся в буровом растворе, глубоко в пласт не проникают и поэтому не могут сильно влиять на его проницаемость. По утверждению других исследователей, проникновение твердых частиц является основной причиной снижения проницаемости пород призабойной зоны. Авторы одной из работ [40] наблюдали проникновение глинистых частиц в песок на глубину 15—20 мм.

При изучении проникновения бурового раствора, приготовленного на водной основе, в искусственно утрамбованный песок было установлено, что на поверхности образца образовывалась плотная корка толщиной 2—2,5 мм, и твердые частицы в поры песчаного образца не проникали (проникали в пласт только по трещинам), а отфильтрованная вода просачивалась на глубину 12—13 см.

Исследования кернов из скважин Лениногорской площади Татарской АССР показали, что проникновение твердой фазы бурового раствора в призабойную зону может в 10 и более раз снизить ее проницаемость [61].

Особенно сильно снижается проницаемость в продуктивных горизонтах с низкими пластовыми давлениями.

При вскрытии высоконапорных пластов твердые частицы бурового раствора, образуя корку на стенке скважины, в пласт глубоко не проникают и поэтому сильно не влияют на изменения в призабойной зоне, но при бурении в дренированном пласте, когда твердая фаза раствора проникает вглубь пласта, влияние ее на породы значительно возрастает [4].

Отмечалось [76], что твердые частицы дисперсной фазы буровых растворов могут нанести значительный вред пласту. Если размер твердых частиц в растворе меньше, чем поровые каналы пласта или пласт сложен трещиноватыми породами, то эти частицы, проникая глубоко в пласт, полностью или частично перекрывают поры пород призабойной зоны.

При освоении скважин, когда бурение в продуктивном пласте сопровождалось поглощениями раствора, на поверхность вместе с пластовой жидкостью извлекались фильтрат бурового раствора и глина [62]. Так, из одной скважины Назинской площади Татарской АССР при опробовании за 16 суток было извлечено 0,92 м³ глины и около 6 м³ фильтрата, причем глина была из бурового раствора. Аналогичные результаты были получены при испытании скважины на Верхне-Кондинской площади (Тюмень), где вместе с 3 м³ пресной воды было извлечено до 3% глины, которая по своей характеристике была аналогична твердой фазе бурового раствора [63]. Автором также отмечено [64], что в крупнозернистых песках глина из бурового раствора проникала в пористую среду на глубину до 45 мм, а в песчаниках — на 20 мм.

Зарубежными исследователями [52] установлено, что при определенных условиях иноядная твердая фаза может проникать в пласт на глубину 30 см и более, причем с удалением от стенки скважины вглубь пласта количество проникающих твердых частиц уменьшается, а потому уменьшается и их влияние на эксплуатационные свойства продуктивного пласта. Так, опытами [23] было определено, что по мере углубления в пласт количество глинистого материала, проникающего в призабойную зону, уменьшается и снижается его влияние на проницаемость. Указанные опыты проводились на образцах из алунда (первоначальной проницаемостью 670 мд) при насыщении их 5%-ным раствором бентонита. В другой работе [70] отмечено, что твердые частицы бурового раствора проникают в пласт на 2—3 см и их влияние устраняется сравнительно легко при испытании скважин.

Как видно из приведенных примеров, степень влияния фильтрата и твердых частиц бурового раствора зависит от их количества и глубины проникновения в пласт. Определению этих параметров был

посвящен ряд лабораторных и промысловых испытаний. Через корки проницаемостью 350—550 мд фильтрат проникал на глубину 300 мм и более, твердые частицы — на значительно меньшую глубину [23].

На основании данных серии испытаний [115] сделан вывод, что в песчаные коллекторы проникает значительное количество твердых частиц, которые образуют внутреннюю фильтрационную корку, и даны примеры снижения продуктивности скважин в зависимости от глубины проникновения бурового раствора и соотношения проницаемостей загрязненной зоны пласта и незагрязненного пласта. Интересно, что даже при неглубоком проникновении раствора продуктивность скважины может снизиться очень существенно. Это может быть объяснено наличием глины в породах пласта, которая под воздействием фильтрата бурового раствора набухает и приводит к снижению проницаемости.

В пласт могут проникать значительные количества фильтрата бурового раствора.

На рис. 1 приведены графики изменения объема пластовой жидкости, вытесняемой фильтратом бурового раствора из призабойной зоны вглубь пласта. Указанные графики построены для скважин различного диаметра (d), при различной пористости пород и разных соотношениях диаметра обводнения к диаметру скважины (D_g/d). Объем жидкости, вытесненной фильтратом раствора из призабойной зоны, выражен в литрах на 1 м мощности пласта.

Механизм проникновения бурового раствора в пласт схематично можно представить в следующем виде. Под действием перепада давления между забоем скважины и пластом через боковую стенку образовавшегося ствола буровой раствор проникает вглубь призабойной зоны, при этом на стенке скважины образуется корка из твердых частиц, которая вначале препятствует проникновению в пласт этих частиц, а затем и ограничивает объем проникающей в пласт отфильтрованной промывочной жидкости. Количество проникающего в пласт фильтрата и твердых частиц, а также глубина их проникновения зависят от распределения по размерам пор в породе и твердых частиц в растворе. Важным параметром бурового раствора, влияющим на способность его проникновения в пласт, является водоотдача.

Большинство исследователей занималось определением фильтрационных характеристик различных буровых растворов в условиях статической фильтрации через бумажные фильтры или через песчаник [115]. Фильтрация через песчаник протекает так же, как и через бумажный фильтр [5], и график имеет два явно выраженных участка: криволинейный (неустановившаяся фильтрация в период образования фильтрационной корки) и прямолинейный, соответствующий постоянной скорости фильтрации дисперсионной среды раствора через корку. Опытами установлено, что с увеличением перепада давления проницаемость фильтрационной корки и водоотдача раствора снижаются.

Более поздними исследованиями было установлено, что в скважине при бурении в продуктивном пласте процесс фильтрации бурово-

вого раствора имеет более сложный характер. Рассматриваются [116] три вида фильтрации бурового раствора в пласт:

а) проникновение раствора в пласт под долото, т. е. проникновение раствора опережает углубление долота;

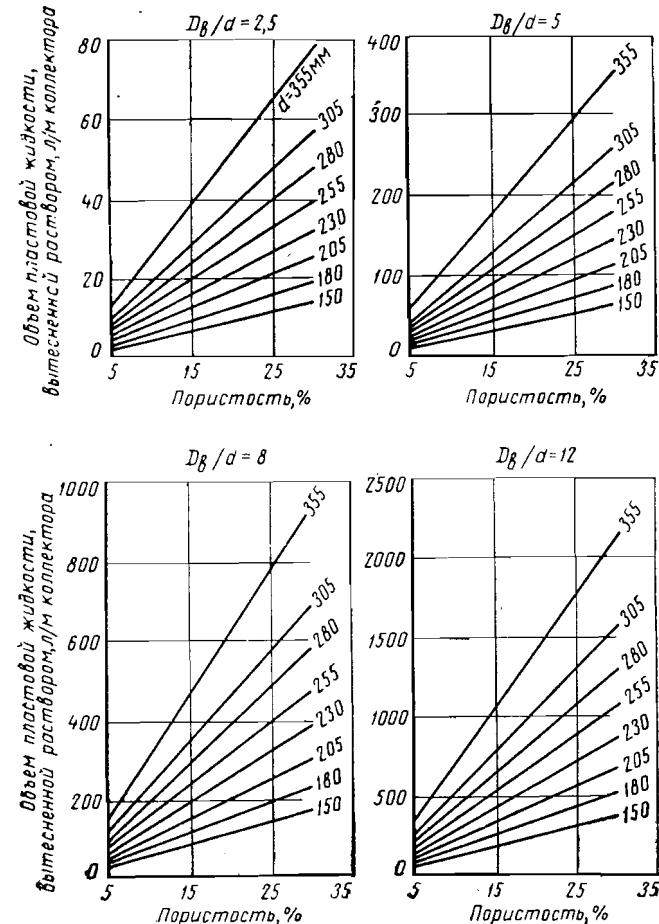


Рис. 1. Графики вытеснения пластовой жидкости фильтратом бурового раствора.

б) динамическая фильтрация через боковую стенку скважины при циркуляции промывочной жидкости;

в) статическая фильтрация после прекращения циркуляции промывочной жидкости.

Опережающая фильтрация не является определяющей в процессе проникновения жидкой фазы в пласт.

Исследованиями фильтрационных свойств различных буровых растворов при циркуляции [12, 48, 49, 50] установлено, что влияние

динамической фильтрации больше, чем статической. На динамическую фильтрацию оказывают влияние скорость циркуляции, гидростатическое давление, вязкость раствора, температура. Так, с увеличением скорости циркуляции буровых растворов, приготовленных из бентонитовых глин, в 2 раза возрастила водоотдача на 30—60 %. При увеличении гидростатического давления также увеличивалась водоотдача, причем наиболее интенсивный рост ее наблюдался при малых давлениях (до 12 кгс/см²). Резко возрастает водоотдача при увеличении температуры на забое. Так, с повышением температуры до 98 °С даже при малых скоростях циркуляции (0,15 м/сек) водоотдача возросла на 100 % по сравнению с водоотдачей при температуре около 20 °С. Это объясняется значительным снижением вязкости раствора при повышении температуры.

Автором описанных выше работ проведены опыты по регулированию периода формирования фильтрационной корки в динамических условиях путем обработки растворов УЩР. Указанный период был уменьшен с 90—120 мин (для необработанных растворов) до 30—35 и даже до 10—12 мин. Повторными исследованиями этого процесса [51] установлено, что с увеличением скорости потока и температуры водоотдача буровых растворов возрастает, причем при высоких температурах влияние скорости потока оказывается сильнее. К аналогичным выводам пришел и другой автор [54], который также отмечает рост фильтрации промывочной жидкости при ее циркуляции по сравнению с фильтрацией в статическом состоянии и поэтому рекомендует проводить вскрытие пластов с малыми расходами бурового раствора.

Как отмечалось, с ростом перепада давления между стволовом скважины и пластом динамическая фильтрация раствора усиливается и возрастает объем фильтрата, проникающего в пласт. Для обеспечения безопасности при вскрытии пластов с высокими давлениями специально утяжеляют промывочные растворы, чтобы гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, превышало пластовое давление. Однако чрезмерное увеличение давления бурового раствора приводит во многих случаях к резкому снижению проницаемости призабойной зоны пласта и значительным трудностям при испытании скважин.

Одновременно было установлено, что чем больше время контакта бурового раствора с пластом, тем больший ущерб приносит этот раствор в призабойной зоне продуктивного горизонта.

На основании рассмотренного механизма воздействия буровых растворов на естественное состояние пласта при бурении скважин можно сделать следующие выводы.

Изменение естественного состояния пород пласта в основном происходит из-за проникновения фильтрата бурового раствора и твердых частиц, находящихся в промывочной жидкости, в призабойную зону пласта в результате следующих процессов: а) набухания глинистых частиц, содержащихся в породах призабойной зоны, при их контакте с фильтратом раствора; б) образования устойчивых

эмульсий; в) образования малорастворимого осадка в порах пласта при взаимодействии фильтрата бурового раствора с пластовой жидкостью; г) проникновения в пласт твердых частиц и закупорки ими поровых каналов призабойной зоны; д) перемещения твердых частиц, отрывающихся от поверхности поровых каналов, под воздействием фильтрата раствора по каналам пласта и сужения проходного сечения при осаждении частиц.

Степень воздействия указанных процессов на состояние призабойной зоны при вскрытии пласта различна и зависит от физико-химических свойств бурового раствора и пластовой жидкости, а также от степени неоднородности (литологического строения) пород пласта. Многочисленные исследования в лабораторных условиях и замеры, выполненные в бурящихся скважинах, позволили установить следующие наиболее общие закономерности о влиянии отдельных факторов на степень отрицательного воздействия бурового раствора на пласт:

а) с увеличением объема фильтрата, количества твердых частиц, проникающих в пласт, и глубины их проникновения в призабойную зону возрастает отрицательное воздействие бурового раствора на пласт;

б) в гранулярных коллекторах фильтрат бурового раствора может проникать на большую глубину (20 см и более), тогда как твердые частицы проникают в пласт на глубину 2—3 см, и только при наличии поровых каналов большого сечения или трещин в разрезе пласта твердые частицы, проникая вглубь призабойной зоны, приводят к существенному снижению проницаемости пород;

в) наибольший вред буровые растворы приносят низкопроницаемым пластам, а также продуктивным горизонтам с низким пластовым давлением;

г) с увеличением перепада давления между стволовом скважины и призабойной зоной и времени контакта раствора с пластом увеличивается количество проникающего в пласт фильтрата и твердых частиц и усиливается отрицательное влияние раствора на проницаемость пласта;

д) на степень воздействия растворов на пласт большое влияние оказывает водоотдача пласта;

е) динамическая фильтрация протекает интенсивнее, чем статическая, причем с увеличением скорости потока раствора в скважине возрастает и интенсивность фильтрации. Это влияние скорости на динамическую фильтрацию особенно возрастает при высоких забойных температурах (100 °С).

Как видно из изложенного выше, многообразие геологических и других условий проводки скважин не позволяет полностью сохранить естественные параметры пластов при вскрытии, а также создать универсальный метод вскрытия пластов, который обеспечил бы максимальное сохранение естественных параметров пласта в любых условиях. На основе исследований и практического опыта можно сформулировать некоторые требования, предъявляемые к промывочным жидкостям, а также к методам бурения, предназначающимся

для вскрытия пластов в тех или иных геологических условиях. Подбор метода вскрытия должен проводиться в зависимости от физико-геологических свойств коллектора и физико-химической характеристики пластовой жидкости.

При разработке или подборе промывочных жидкостей для вскрытия пластов с целью минимального их воздействия на призабойную зону исходят из следующих требований:

- а) обеспечение минимального проникновения фильтрата и твердых частиц в призабойную зону пласта;
- б) отсутствие реакции с глинистым материалом, находящимся в пласте;
- в) недопустимость образования нерастворимых осадков в поровых каналах пласта за счет взаимодействия с пластовой жидкостью;
- г) обеспечение необходимой стабильности при высоких температуре, давлении и при контактировании с пластовой водой;
- д) обеспечение сравнительно легкого удаления проникших в пласт фильтрата и твердых частиц при освоении скважины.

Влияние промывочной жидкости на продуктивность пласта заранее предвидеть очень трудно, так как оно зависит от конкретных свойств вскрываемого объекта и применяемого при этом раствора. Можно лишь сказать, что с целью уменьшения отрицательного воздействия на пласт вскрывать его следует с применением жидкости, свойства которой близки к свойствам пластовой жидкости.

Могут быть рекомендованы и применяются в определенных геологических условиях следующие промывочные жидкости: сырая нефть, добываемая на данном месторождении, нефть другого месторождения, соленая вода (особенно приемлема пластовая вода, добытая из соседних скважин), растворы на нефтяной основе, промывочные жидкости, обработанные химическими реагентами.

Совершенствование методов вскрытия пластов с целью максимального сохранения естественных параметров призабойной зоны при бурении скважин происходило по нескольким направлениям. Были созданы химические реагенты, понижающие водоотдачу бурового раствора; разработаны буровые растворы, жидкая фаза которых по своим свойствам аналогична пластовым жидкостям, заполняющим призабойную зону; созданы методы вскрытия продуктивных горизонтов без избыточного давления на пласт; разработаны специальные добавки к буровым растворам, предназначающиеся для временной закупорки поровых каналов пласта.

2. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ В РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ

В настоящее время применяют два вида испытаний пластов в скважинах на нефтяных и газовых месторождениях: 1) испытание объектов после окончания бурения и спуска обсадной колонны и 2) испытание в процессе бурения по мере углубления ствола скважины. Эти два вида испытаний проводятся по разной технологии с применением соответствующих технических средств.

Наиболее отработанной технологией является первая, но за последнее время значительно увеличился объем испытаний объектов в бурящихся скважинах.

Испытание пластов в эксплуатационных скважинах, как правило, проводят после окончания бурения и спуска обсадной колонны, а также в незакрепленном стволе скважин для определения влияния крепления скважины и перфорации на дебит. В этом случае осуществляют испытания до и после спуска обсадной колонны и сопоставляют полученные результаты. Кроме того, испытания по данной технологии проводят с целью выявления наиболее проницаемых (или наиболее продуктивных) отдельных прослоев в продуктивном разрезе пласта, а также с целью испытания вышележащих горизонтов.

Работы в скважине по отработанной технологии проводят в описанной ниже последовательности. После крепления скважины и разбуривания цементной пробки на устье устанавливают эксплуатационную арматуру и проводят перфорацию обсадной колонны против продуктивного пласта. Если не происходит естественного притока жидкости (газа) из призабойной зоны, то выполняют технологические операции для возбуждения притока из пласта. Для этого применяются следующие методы: замена бурового раствора, заполняющего ствол скважины, водным раствором ПАВ или нефтью; снижение уровня жидкости в скважине путем тартания, поршневания или при помощи компрессора. В последнее время для этих целей применяется аэрированная жидкость с добавкой ПАВ (пена). Часто замену бурового раствора водным раствором ПАВ сочетают со снижением уровня жидкости в скважине.

К наиболее простым способам относится замена бурового раствора водным раствором ПАВ или нефтью, которые нагнетают в скважину через бурильные или насосно-компрессорные трубы. Вследствие такой замены вес столба жидкости, заполняющей скважину, снижается, и давление на испытываемый пласт уменьшается.

При низких пластовых давлениях или испытании пластов с низкой проницаемостью пород, т. е. при необходимости увеличить перепад давления между пластами и забоем, снижают уровень жидкости в скважине. В течение длительного времени для этого на разведочных и эксплуатационных площадях использовали желонку и поршень. Это объясняется в первую очередь простотой технологических операций и конструкции применяемого оборудования. В последнее время использование желонок сведено к минимуму, а тартание в ряде районов все еще применяется в небольших объемах.

Более производительный метод возбуждения притока жидкости из пласта — компрессорный. Жидкость из скважины при этом удаляется на поверхность с помощью эрлифта, обычно применяемого при добыче нефти из скважин с низким пластовым давлением. В настоящее время наибольшее распространение для эрлифта получил передвижной компрессор УПК-80 с максимальным давлением 80 кгс/см². Низкая производительность указанного компрессора (до 8 м³/мин) приводит к увеличению времени продувки сжатого воздуха при

испытаниях скважин. Это наиболее ощущается при опробовании глубоко залегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Для увеличения глубины, до которой можно применять сжатый воздух, был использован способ одновременной закачки в скважину воздуха и жидкости, т. е. снижение гидростатического давления на забой нагнетанием в скважину пены. Для этой цели был использован цементировочный агрегат и два спаренных дизель-компрессора ДК-2 с рабочим давлением 230 кгс/см².

После возбуждения притока проводят запись давления при различных режимах работы пласта. Положительной особенностью такой технологии работ является возможность проведения длительных испытаний в скважине. Конечно, это допускается только при испытании эксплуатационных скважин, где эти работы фактически входят в комплекс работ по освоению скважин.

Применение данной технологии испытания пластов в разведочных скважинах имеет свои особенности. При разведочном бурении чаще всего вскрывают несколько объектов, подлежащих испытанию, поэтому в обсадной колонне сначала испытывают самый нижний горизонт, а затем переходят на расположенные выше объекты. После испытания каждого объекта его изолируют от скважины при помощи цементного моста. Такая технология испытаний пластов в обсаженных скважинах получила название схемы испытаний объекта «снизу вверх». Технические средства и методы возбуждения притока в этих случаях применяются те же, что и при испытании пластов в эксплуатационных скважинах.

Опыт показал, что применение схемы испытания пластов «снизу вверх» в разведочных скважинах связано со значительными затратами времени и материальных средств не только непосредственно на испытание, но и особенно на разобщение объектов после испытаний. Поэтому эту технологию рационально применять на месторождениях с осложненным геологическим разрезом или при испытании газовых продуктивных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением.

В большинстве случаев испытание объектов в разведочных скважинах следует проводить при бурении по мере углубления ствола скважины. Такой способ, названный схемой испытания объектов «сверху вниз», осуществляется при помощи специального забойного инструмента — испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах. Следует отметить, что в случае негерметичности обсадной колонны или для создания значительных депрессий на призабойную зону испытатели пластов применяют и после окончания бурения и спуска обсадной колонны.

За последнее время значительно возрос объем применения испытателей пластов на отечественных нефтяных и газовых месторождениях.

На рис. 2 приведен график роста числа объектов (в эксплуатационных и разведочных скважинах), испытанных на предприятиях Министерства нефтяной промышленности в течение последних восьми лет. Как видно из приведенных данных, за прошедшие 8 лет объем

применения испытателей пластов увеличился более чем в 4,5 раза. Так, в 1965 г. при помощи испытателей пластов было испытано 600 объектов, что составляло около 10,3% от общего числа испытанных пластов, а в 1971 г. — около 2770 объектов, или около 33% от ежегодно испытываемых пластов. Необходимо подчеркнуть, что произошли не только количественные, но и качественные изменения в проведении испытания пластов. Если в 1965 г. число удачных испытаний при помощи испытателей пластов составило 77,6%, то в 1969 г. уже 87,5%. Увеличились глубины скважин, испытанных при помощи

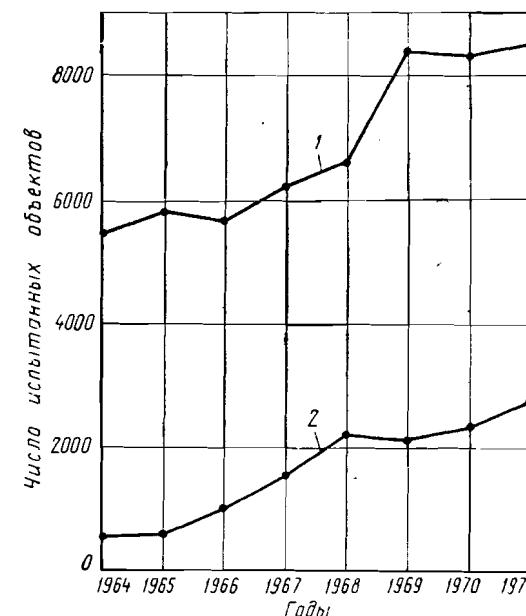


Рис. 2. Число объектов, испытанных в СССР.
1 — всеми методами; 2 — при помощи испытателей пластов.

испытателей пластов. Если в первоначальный период их применения глубины скважин ограничивались 3000—3500 м (причем испытания на таких глубинах проводились очень редко), то за последние годы при помощи испытателей пластов испытаны сотни скважин глубиной 3000—4000 м, а также проведены неоднократные испытания скважин глубиной 4000—5000 м (в 1969 г. их было проведено 28).

Одновременно возрастает объем применения опробователей пластов при бурении скважин.

Применение испытателей и опробователей пластов на отечественных нефтяных и газовых месторождениях позволило повысить эффективность геологического-поисковых работ и сэкономить значительные материальные средства.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ИСПЫТАНИЕ И ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Параметры пластов определяют при бурении скважин путем испытания, опробования или комплексного исследования. Различие указанных операций заключается в следующем. При испытании объекта не только возбуждают приток пластовой жидкости (или газа) из призабойной зоны в испытательный инструмент, но и при помощи глубинных манометров записывают диаграммы давления, по которым определяют физические параметры испытываемого объекта. Испытания сопровождаются отбором значительных объемов пластовой жидкости и проводятся при помощи специальных инструментов — испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах.

При испытаниях объектов определяют следующие физические параметры пласта с целью составления не только качественной, но и количественной характеристики продуктивной зоны скважины: пластовое давление, забойную температуру, гидропроводность, коэффициент пьезопроводности, проницаемость испытываемого интервала, коэффициент закупорки призабойной зоны, коэффициент продуктивности данного горизонта (расчетный), характер насыщения пласта.

Опробование объекта проводят с целью получения предварительных данных о пласте в основном для его качественной оценки. Опробование сопровождается отбором небольших объемов пластовой жидкости или газа в баллоны ограниченной емкости и выполняется при помощи опробователей, забрасываемых внутрь бурильных труб или спускаемых в скважину на кабеле-тросе. Правда, опробование объекта можно проводить и при помощи испытателей пластов, когда ограничиваются возбуждением притока из пласта, отбором представительной пробы пластовой жидкости и не проводят гидродинамических исследований. Однако в нормальных условиях это проводить нерационально.

При опробовании пласта определяют: пластовое давление, забойную температуру, границы водо-нефтяного, газо-нефтяного контактов, характер насыщения пласта.

За последнее время разработаны методика и технические средства для комплексного исследования пластов, отличительной особенностью которого является проведение нескольких операций непосредственно в процессе бурения скважин без подъема бурильного инструмента на поверхность: отбор керна, геофизические замеры, опробование пласта, причем эти операции могут выполняться в любой последовательности. Результаты такого исследования позволяют получить наиболее полные данные о пласте. Для комплексных исследований разработан специальный комплект забойного и наземного оборудования.

Таким образом, в зависимости от поставленных задач в процессе бурения скважин можно выполнять:

- 1) испытание объектов при помощи испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах;
- 2) опробование объектов при помощи опробователей пластов, забрасываемых внутрь бурильных труб;
- 3) опробование объектов при помощи опробователей пластов, спускаемых в скважину на кабеле-канате или металлическом тросе;
- 4) комплексное исследование пластов при помощи наземного и забойного испытательного оборудования.

В соответствии с этим разработаны следующие технические средства:

- 1) испытатели пластов, спускаемые в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах (с опорой и без опоры на забой);
- 2) опробователи пластов, забрасываемые внутрь бурильных труб;
- 3) опробователи пластов, спускаемые в скважину на кабеле-канате или металлическом тросе;
- 4) оборудование для комплексного исследования пластов.

1. ИСПЫТАНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРИ ПОМОЩИ ИСПЫТАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ С ОПОРОЙ НА ЗАБОЙ, СПУСКАЕМЫХ В СКВАЖИНУ НА ТРУБАХ

Испытания объектов при помощи испытателей пластов с опорой на забой проводятся по мере углубления скважины по схеме «сверху вниз». Испытание предполагаемых продуктивных пластов в разведочных скважинах можно проводить как в колонне обсадных труб, так и в открытом необсаженном стволе.

Следует отметить, что испытания могут проводиться не только с целью выявления потенциальных возможностей пласта, но также для определения интервала перфорации обсадной колонны, проверки цементных мостов на герметичность, установления мест поглощений, выявления пресноводных пластов. При помощи испытателей можно проводить и кислотную обработку, гидравлический разрыв пласта и некоторые другие операции.

Наибольший практический интерес представляют испытания в незакрепленном стволе скважины, т. е. в процессе бурения. Испытатели пластов без спуска обсадной колонны были применены впервые в 1926 г. в США. Первые патенты на испытание продуктивных пластов в процессе бурения в довольно примитивной форме относятся к 1866 г., т. е. примерно к тому времени, когда была пробурена в Титусвилле (1859 г.) первая скважина на американском континенте. Однако это изобретение намного опередило свое время. Только через 60 лет после выдачи первых патентов испытатели пластов стали применяться на нефтяных промыслах при опробовании пластов в незакрепленных скважинах. Применение этого способа во многих тысячах скважин способствовало открытию новых месторождений.

Наибольшее распространение за рубежом получили испытатели пластов фирм Джонстон и Халлибуртон. За последнее время разработана конструкция испытателя пластов с опорой на забой фирмы Лайнз.

В Советском Союзе испытатели пластов первых конструкций применяются с 1944 г. на промыслах Грозненского нефтяного района [44]. Сначала использовали механические испытатели с коническими уплотнительными элементами на глубинах до 1800 м, а начиная с 1948 г. стали применять испытатели с цилиндрическими уплотнительными элементами в скважинах глубиной 2000—2400 м, а в отдельных случаях до 3000 м [46]. С 1958 г. на разведочных площадях СССР применяют гидравлические испытатели, которые служат до настоящего времени основным испытательным инструментом. Конструкции отечественных испытателей пластов разработаны институтами СевКавНИПИнефть, ВНИИнефтепромгеофизика.

Последовательность операций, проводимых при испытании пластов, можно проследить по рис. 3.

Сущность процесса испытания пласта заключается в том, что испытываемый объект изолируется при помощи пакера от расположенных выше горизонтов и как бы вводится в эксплуатацию на короткий период времени. При помощи системы клапанов создают несколько режимов притока жидкости из пласта и восстановления давления в воздушной камере.

При спуске испытателя пластов переток бурового раствора проходит как по кольцевому затрубному пространству, так и через фильтр 6, пакер 5 и отверстия 4 уравнительного клапана, что снижает гидродинамические сопротивления, возникающие при спуске инструмента на забой. Отверстия 3 приемного и 1 циркуляционного клапанов при этом закрыты, а запорного клапана 2 — открыты. На рис. 3, а переток бурового раствора показан стрелками.

После установки инструмента на забое и изоляции испытываемого пласта от расположенного выше ствола скважины возбуждают приток жидкости из пласта в трубы (рис. 3, б), т. е. выполняют начальный этап — испытание на приток (открытый период испытания). Затем запорный клапан закрывают (рис. 3, в) и обеспечивают

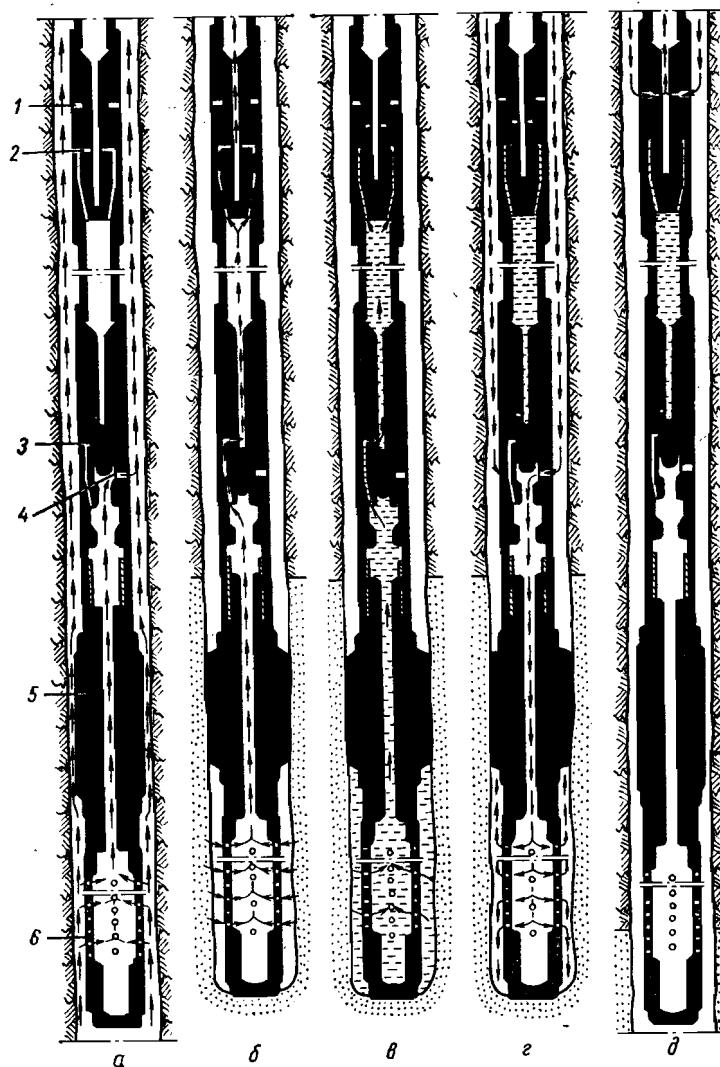


Рис. 3. Последовательность операций при испытании скважин испытателем пластов с опорой на забой.

а — спуск испытателя в скважину; б — приток жидкости из пласта (после запаковки); в — закрытый период испытания (восстановление давления внутри испытателя пластов); г — выравнивание давления над и под пакером перед подъемом испытателя пластов; д — транспортировочное положение испытателя пластов (удаление пробы пластовой жидкости из буровых труб при помощи обратной промывки).
1 — отверстия для обратной промывки; 2 — запорно-поворотный клапан; 3 — приемный клапан испытателя; 4 — отверстие уравнительного клапана; 5 — пакер; 6 — перфорированная якорная труба.

восстановление давления в воздушной камере (закрытый период испытания). Заключительным этапом испытаний является закрытие приемного клапана испытателя пластов и открытие отверстий уравнительного клапана, через которые происходит выравнивание давления в надпакерной и подпакерной зонах скважины (рис. 3, г). После этого проводится съем пакера и подъем инструмента на поверхность (рис. 3, д).

Следует отметить, что не всегда выдерживается такая очередность операций. Для получения более глубокой информации о пласте и определения начального пластового давления иногда начинают испытания с закрытого периода, во время которого глубинными манометрами, расположенными в фильтре и в воздушной камере, записывается начальная кривая восстановления давления. И только после этого создают приток пластовой жидкости (открытый период испытания), а затем записывают конечную кривую восстановления давления (конечный закрытый период испытания). Кроме того, в современных условиях с помощью установки многопозиционных запорно-поворотных клапанов проводят несколько закрытых и открытых периодов испытания.

Перед вскрытием пласта, подлежащего испытанию, снимают кавернограмму всего незакрепленного ствола скважины. По кавернограмме определяют порядок вскрытия пласта и подготовки скважины к испытанию. Если ствол скважины имеет значительные сужения, то для обеспечения проходимости испытателя пластов при спуске его в скважину и герметичной пакеровки вскрытие пласта проводят долотом меньшего диаметра, чем диаметр скважины. Испытатель пластов в этом случае спускают с пакерующим элементом меньшего диаметра и устанавливают его в забуренном зумффе.

При более благоприятных условиях, когда геологический разрез скважины представлен устойчивыми породами, пласт вскрывают перед испытаниями долотом того же диаметра, что и диаметр скважины. В такой скважине перед спуском испытателя пластов после каротажа, по которому ориентировочно определяют границы испытываемого объекта, снимают кавернограмму и определяют интервал установки пакера. Однако если в скважине обнаружены незначительные сужения, которые могут повредить пакерующий элемент, то ствол прорабатывают шарошечным долотом, а затем после промывки и выравнивания параметров бурового раствора спускают испытатель пластов.

Соответственно условиям в скважине подбирают компоновку испытательного инструмента.

Несмотря на то, что применение испытателей пластов для опробования объектов нерационально, до сих пор значительное число рейсов с испытательным инструментом в скважины выполняют с целью качественной оценки испытываемых пластов, без проведения гидродинамических исследований. В этих случаях применяют упрощенную компоновку испытательного инструмента, включающую только те узлы, которые позволяют отобрать представительную пробу жидкости.

Такая компоновка (рис. 4, а), состоит из бурильных труб 1, циркуляционного клапана 2, испытателя пластов 3, ясса 4, безопасного замка 5, пакера 6, фильтра 7, хвостовика 8 и опорного башмака 9.

При использовании испытателя пластов для испытаний объектов применяют полную компоновку (рис. 4, б), в которую кроме указанных выше узлов, составляющих упрощенную компоновку, входят дополнительно переводник 10 для установки глубинного манометра, запорно-поворотный клапан 11, бурильные трубы 12, образующие воздушную камеру, переводник 13 для установки глубинного манометра в воздушной камере, переводники 14 и 15 для установки глубинных манометров, регистрирующих давление соответственно внутри фильтра и в затрубном пространстве.

Кроме рассмотренных узлов компоновки забойного испытательного инструмента, при испытаниях пластов применяется вертлюжная устьевая головка, устанавливаемая на поверхности на колонну бурильных труб. Она позволяет проворачивать инструмент в процессе испытаний, не нарушая герметичности бурильной колонны.

Ниже рассмотрены назначение и устройство основных составных частей испытателя пластов с опорой на забой и основы их расчета.

Основные узлы испытателя пластов с опорой на забой

Пакерующий элемент и хвостовик (опорный якорь). Пакерующий элемент предназначен для разобщения испытываемого пласта или небольшого участка его от остального ствола скважины. Существуют пакерующие (уплотнительные) элементы нескольких конструкций — конические, цилиндрические и др.

В испытателях, спускаемых в скважину на трубах с опорой на забой для того, чтобы пакерующий элемент мог деформироваться под действием веса труб, необходим упор. Этот же упор удерживает пакерующий элемент от смешения вниз под действием перепада давления в процессе испытания. В качестве такого упора в испытателях пластов применяют опорный якорь (хвостовик). Работоспособность уплотнительного элемента в значительной мере зависит от правильного подбора опорного якоря. При абразивных породах, острых выступах, неровностях стенок пакерующие элементы могут быть повреждены и герметичность не будет достигнута.

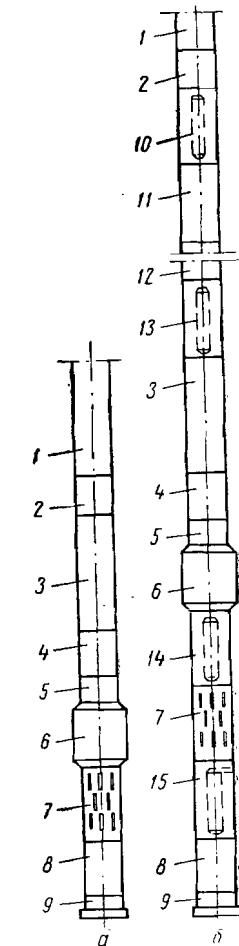


Рис. 4. Принципиальная схема компоновки испытателя пластов с опорным якорем.
а — упрощенная компоновка; б — полная компоновка

Таблица 1

Породы	Сопротивление сжатию, кгс/см ²	Плотность, т/м ³
Осадочные		
Известняк	70—2200	2,0—2,9
Доломит	300—2000	2,15—2,9
Песчаник	650—1000	2,0—2,7
Серая ванка	2000—3000	2,6—2,8
Магматические		
Гранит	600—3200	2,3—2,8
Сиенит	1400—2300	2,5—3,0
Базальт	2500—3500	2,5—3,4
Порфир	1300—3000	2,2—2,75
Трахит	500—1000	2,2—2,8
Габбро	До 2300	2,5—3,0

Длину якоря подбирают с таким расчетом, чтобы после установки якоря на забой пакер находился точно на заданной глубине. Когда открывается клапан испытателя и возникает перепад давления между стволов скважины, расположенным над пакером, и зоной пласта, находящейся под пакером, на верхнюю поверхность уплотнительного элемента начинает действовать осевое усилие, достигающее больших величин. Под действием этого усилия пакер доуплотняется и обеспечивает полную герметичность. Нижний конец пакера опирается через жесткий перфорированный фильтр на якорь. Расширение пакера происходит нормально при установке его в твердых породах — песчаниках, известняках, песчаниковых сланцах, т. е. в том случае, когда стенки ствола скважины не размываются.

Таким образом, от размеров опорного якоря и его жесткости зависит степень герметизации и работа испытателя пластов в целом. Это особенно важно, когда испытание и промышленная оценка пласта осуществляются в необсаженной скважине. Чтобы забой мог воспринимать большие нагрузки, якорь должен иметь большую опорную поверхность, а порода на забое должна быть достаточно прочной. Последнее условие особенно важно, если перед испытанием в скважине проводилось цементирование. Поскольку верхний опорный слой представляет собой смесь цементного раствора с буровым, эту смесь необходимо размыть или разбурить до слоя твердого цемента.

После отбора керна требуется проработка забоя долотом, так как здесь всегда остается столбик породы. Если призабойная зона скважины представлена доломитом или другой крепкой породой, то забой может воспринимать большую нагрузку. При установке же опорного якоря на цементном мосту или зацементированном забое необходимо иметь в виду, что прочность цемента (100—400 кгс/см²) значительно ниже прочности большинства пород. Поэтому, когда якорь опускается на неразбуренный цемент, чаще всего испытания оказываются неудачными вследствие проскальзывания пакерующих элементов. С целью повышения прочности цементного камня следует применять цементные растворы с низким водо-цементным фактором (не более 45%).

В табл. 1 приведены величины сопротивления сжатию для наиболее часто встречающихся пород.

На практике снижения нагрузки на якорь можно достигнуть забуриванием зумпфа и применением уплотнительного элемента меньшего диаметра, чем диаметр скважины. Таким образом удельное давление на забой может быть доведено до допустимых пределов.

Для расчета хвостовика испытателя пластов можно использовать следующую методику [47].

При установке испытателя пластов на забой после касания опоры хвостовика на него начинает действовать сжимающая сила от собственного веса. Если длина хвостовика превышает определенные (критические) размеры, то он под действием собственного веса изгибаются в виде спирали с неодинаковым шагом. Для обеспечения паке-

ровки на пакер и хвостовик создают дополнительную нагрузку. Под действием этой осевой нагрузки происходит деформация уплотнительного элемента пакера и разобщение ствола скважины на две зоны (надпакерную и подпакерную). Таким образом, до открытия приемного клапана испытателя на хвостовик действует сжимающее усилие (G_1), складывающееся из его собственного веса и осевой нагрузки, потребной для деформации уплотнительного элемента.

После открытия приемного клапана за короткий промежуток времени возникает перепад давления между надпакерной и подпакерной зонами скважины. На пакер и хвостовик передается значительная динамическая нагрузка в виде толчка. После этого на хвостовик начинает действовать постоянная (при «сухом» пласте) или постепенно уменьшающаяся осевая нагрузка (G_2). Уменьшение осевой нагрузки при испытании происходит в результате притока жидкости в трубу, вызывающего снижение перепада давления. При нагружении хвостовика и его деформации в нем возникают напряжения сжатия ($\sigma_{сж}$) и изгиба ($\sigma_{и}$). Суммарное напряжение определяется по формуле

$$\sigma = \sigma_{сж} + \sigma_{и} = \frac{N}{F} + \frac{(M_i)_{\max}}{W}, \quad (1)$$

где N — сжимающая нагрузка, действующая на хвостовик; F — площадь поперечного сечения трубы, из которой изготовлен хвостовик; $(M_i)_{\max}$ — максимальный изгибающий момент, действующий в наиболее нагруженном сечении; W — момент сопротивления поперечного сечения трубы на изгиб.

При изгибе хвостовика в стесненном пространстве ствола скважины можно допустить, что сжимающая нагрузка N равна суммарной вертикальной осевой нагрузке $G = G_1 + G_2$. Статическая осевая нагрузка G_1 задается перед испытаниями как сумма веса хвостовика

и нагрузки, потребной для деформации пакера, а статическая нагрузка G_2 , действующая на пакер и хвостовик после открытия приемного клапана испытателя, может быть определена по формуле

$$G_2 = \frac{\pi}{4} [(D_c^2 - d_{шт}^2) H \gamma_p - (D_c^2 - d_n) H_3 \gamma_3], \quad (2)$$

где D_c — диаметр скважины; $d_{шт}$ — диаметр наружного штока испытателя пластов; H — глубина установки пакера; γ_p — удельный вес бурового раствора; d_n — диаметр отверстия в пакере; H_3 — уровень жидкости, залитой в трубе; γ_3 — удельный вес залитой жидкости.

Максимальный изгибающий момент определяется по формуле

$$(M_u)_{\max} = 2 (D_c - D_t) \frac{\pi^2 E J}{l_{kp}^2}, \quad (3)$$

где D_t — наружный диаметр труб; E — модуль упругости металла труб; J — момент инерции поперечного сечения трубы; l_{kp} — критическая длина труб.

После подстановки значений величин получаем

$$\sigma = \frac{G}{F} + 2 (D_c - D_t) \frac{\pi^2 E J}{l_{kp}^2}, \quad (4)$$

где G — суммарное осевое усилие, действующее на хвостовик; F — площадь поперечного сечения труб хвостовика.

Суммарное напряжение в теле хвостовика не должно превышать предела текучести металла, из которого изготовлены трубы, т. е.

$$\sigma \leq \sigma_t,$$

где σ_t — предел текучести металла труб.

Из уравнения (4) можно определить либо предельную нагрузку, которую должен выдерживать выбранный хвостовик, либо по требуемой осевой нагрузке подобрать сечение хвостовика.

Максимальная осевая нагрузка на хвостовик с учетом значения критической длины труб $l_{kp} = 1,98 \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}}$ может быть определена по формуле

$$\sigma \leq \left[\sigma_t - 5,04 (D_c - D_t) \frac{\sqrt[3]{EJq^2}}{W} \right] F, \quad (5)$$

где q — вес 1 м труб в жидкости;

$$q = q_0 \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_m} \right),$$

здесь q_0 — вес 1 м труб в воздухе; $\gamma_{ж}$ и γ_m — удельный вес соответственно жидкости и металла труб.

Следует иметь в виду, что при действии силы G верхняя часть хвостовика воспринимает большее усилие, чем нижняя изогнутая

часть, и формула (5) должна быть отнесена к верхнему витку спирали.

Для подбора хвостовиков, работающих в глубоких скважинах при больших депрессиях на пласт, расчет следует проводить с учетом динамической нагрузки, возникающей при открытии приемного клапана испытателя пластов.

Максимальная сила удара в этом случае определяется по формуле

$$P_{\max} = G_2 \sqrt{1 + 512 \frac{\pi E \left(\frac{R_0}{D_c} \right)^4}{L_{xb} G_2} \delta_{xb} (D_{xb} - \delta_{xb}) \left(H - \frac{\gamma_b}{\gamma_p} H_b \right)}, \quad (6)$$

где G_2 — статическая осевая нагрузка, действующая на пакер и хвостовик во время испытания; R_0 — радиус отверстия приемного клапана; L_{xb} — длина хвостовика; δ_{xb} — толщина стенки хвостовика; D_{xb} — наружный диаметр хвостовика; H — глубина установки пакера; γ_b и γ_p — удельный вес соответственно воды и бурового раствора; H_b — высота столба воды, залитой в трубу.

При расчете хвостовика по максимальной динамической нагрузке необходимо иметь в виду, что при этом пределы прочности и текучести большинства материалов возрастают. Для сталей эти показатели увеличиваются почти в 2 раза и поэтому коэффициент, выражający соотношение $(\sigma_t)_{\text{дин}}$ при динамической нагрузке к $(\sigma_t)_{\text{ст}}$ при статической нагрузке,

$$K_d = \frac{(\sigma_t)_{\text{дин}}}{(\sigma_t)_{\text{ст}}} \approx 2.$$

Поэтому силу P_{\max} , определенную по формуле (6), при расчете хвостовика следует уменьшить в 2 раза.

Расчеты показывают, что на прочность металла хвостовика влияет забойная температура, которую также следует учитывать, если испытатель предназначен для работы в скважинах с высоким температурным градиентом. Для таких случаев формула (5) максимальной критической осевой нагрузки принимает следующий вид:

$$G_{kp}^t \leq \left[\sigma_t - K_t^{\sigma_t} (t - t_0) - 5,04 (D_c - D_t) \frac{\sqrt[3]{Jq^2 (E - K_t^E \Delta T)}}{W} \right] F, \quad (7)$$

где $K_t^{\sigma_t}$ — коэффициент температурного изменения предела текучести металла хвостовика (для легированных сталей $K_t^{\sigma_t} = 4,75 \frac{\text{kgs}/\text{cm}^2}{^\circ\text{C}}$); $(t - t_0)$ — разность температур; K_t^E — коэффициент температурного изменения модуля упругости (для металлов, работающих при $t = 0 - 300$ $^\circ\text{C}$, $K_t^E = 0,0007 \cdot 10^6 \frac{\text{kgs}/\text{cm}^2}{^\circ\text{C}}$); $[\sigma_t - K_t^{\sigma_t} (t - t_0)]$ и $(E - K_t^E \Delta T)$ — соответственно предел текучести и модуль упругости, уменьшенные из-за повышения температуры.

Подсчет по формуле (7) показал, что, например, критическая нагрузка на хвостовик диаметром 114 мм при толщине его стенки

10 мм применительно к скважине диаметром 190 мм с увеличением температуры до 150 °С снизилась с 117 до 94 т, т. е. примерно на 20% от первоначальной нагрузки. Это необходимо учитывать при практических расчетах.

В первоначальных конструкциях механических испытателей пластов, применявшихся в СССР, хвостовые опоры выполнялись из бурильных труб диаметром 73 мм, 89 мм для скважин, пробуренных долотами № 5 и 6, и 168 мм для скважин, пробуренных долотами № 10—12. Для изготовления якорей использовали толстостенные трубы, длина якорей испытателей колебалась в пределах от 4 до 80—100 м. Наиболее часто применяли якори длиной 15—25 м. В современных конструкциях гидравлических испытателей пластов якори изготавливают из бурильных труб диаметром 89 мм для скважин, пробуренных долотами № 6—8 и 102—127 мм для скважин, пробуренных долотами № 9. Длина якоря колеблется от 15—25 до 140 м. Из-за опасности засорения отверстий фильтра перфорированная часть опоры испытателя не должна быть короче 4 м.

Изгиб опорного якоря значительно уменьшается при использовании стабилизаторов, применение которых, однако, вызывает осложнения в случае аварийных работ, связанных с прихватом опорного якоря.

Как видно из приведенного выше расчета, якорная труба воспринимает большие нагрузки, и поэтому башмак якорной трубы выполняется с возможно большей опорной поверхностью. Отверстия в якорной трубе, предназначенные для прохода пластовой жидкости и предотвращения попадания грязи, крупных кусочков породы, комков глины, в зарубежных испытателях пластов делают обычно диаметром не более 4,7 мм. В отечественных конструкциях фильтровые части якоря выполнены со щелями.

Первоначально применяли испытатели пластов с коническими пакерующими элементами. Для установки такого пакера в скважине необходимо было бурить зумпф долотом 50—75 мм меньшего диаметра, чем диаметр скважины. На образовавшийся выступ устанавливался пакер.

Соотношения диаметров скважины и долота для конического пакера приведены в табл. 2.

Однако конический пакер можно установить только при условии, что кровля испытываемого пласта сложена достаточно устойчивыми плотными породами. В неустойчивых породах следует пользоваться испытателем пластов с цилиндрическим пакером.

Очевидно, чем больше зазор между пакерующим элементом и стенками скважины, тем менее надежна герметизация и тем больше ве-

Таблица 2

Размер конического пакера, мм	Диаметр скважины, мм	Диаметр пикообразного долота, мм
171	197	121—127
197	222—248	133
222	248	165
248	273—298	165—197

роятность прорыва жидкости, находящейся над пакером, в зону испытания. Однако с уменьшением зазора между пакером и стенкой скважины затрудняется спуск испытателя пластов.

Зарубежный опыт позволил установить, что для рассматриваемых испытателей соотношение диаметров скважины и пакерующего элемента составляет от 1,08 до 1,1 [91]. Примерно такие же величины соотношений получены при анализе фактических данных отечественной промышленности (табл. 3).

Оптимальным соотношением диаметров считается [59]

$$K = \frac{D_c}{D_p} = 1,115.$$

На основе теории подобия [67] было установлено оптимальное соотношение диаметров скважины и пакерующего элемента в пределах 1,1—1,12, т. е. очень мало отличающееся от приведенного выше.

Такие жесткие требования при подборе исходного диаметра пакера приводят к тому, что радиальный зазор между стенкой скважины и наружной поверхностью пакера должен быть минимальным. Например, при испытаниях объектов в скважинах наиболее распространенных диаметров, бурящихся долотами № 8 (190 мм) и № 9 (214 мм), этот зазор был равен 7,5—10 мм.

В связи с этим возникают повышенные требования к подготовке ствола скважины перед испытаниями, а в отдельных случаях, особенно в глубоких скважинах, для проведения испытаний требуется забуривание зумпфа долотом меньшего диаметра, чем диаметр скважины. Испытания объектов с забуриванием зумпфа требуют значительных затрат времени и поэтому к ним прибегают в особо сложных случаях для обеспечения безаварийной необходимости испытателя пластов и герметичной пакеровки ствола при испытании.

Во многих районах СССР, где геологические разрезы и состояния стволов скважин в процессе бурения позволяют увеличить зазоры между скважиной и пакером, коэффициент K доводят до 1,16 [57], а иногда и более. Однако еще нельзя считать, что вопрос о надежной работе пакера при увеличенных зазорах в бурящихся скважинах принципиально решен. За последнее время институтом СевКавНИПИнефть в отечественных конструкциях испытателей пластов введен пакер с металлической лепестковой опорой, при которой уменьшается зазор между корпусом пакера и стенкой скважины. Принцип работы такого пакера заключается в том, что при установке его

Таблица 3

Диаметр, мм скважины	Диаметр, мм пакера	Соотношение диаметров	
		75	85
97	85—87	1,142—1,115	1,134—1,09
119	109	1,09	1,12
125	115	1,086	1,142
145	135	1,075	1,115—1,06
190	170—180	1,115—1,06	1,12
214	195	1,096	1,134—1,09
243	220	1,114	1,142—1,115
269	245	1,096	1,12
298	270	1,104	1,142

в скважине диаметр металлической опоры под действием осевого сжимающего усилия увеличивается, что приводит к частичному перекрытию кольцевого пространства между корпусом пакера и стенкой скважины.

Применение указанного пакера в компоновке испытателя пластов с опорой на забой позволило довести коэффициент K до 1,18, т. е. радиальные зазоры между пакерующим элементом и стенкой скважины при спуске испытателя в скважину составляли около 20 мм. Это обеспечивало хорошую проходимость испытателя пластов по стволу скважины и устранило повреждение наружной поверхности пакерующего элемента при спуске на забой.

В литературе [91] имеются сведения, что в конструкции испытателя фирмы Джонстон аналогичная металлическая листовая опора в пакерах диаметром 127–203 мм рекомендуется для применения при коэффициентах $K = 1,15–1,25$.

Особое место при обеспечении надежной герметичной пакеровки ствола скважины при увеличенных зазорах между стенкой скважины и пакером отводится гидравлическим пакерующим элементам. Действительно, способность гидравлических пакерующих элементов значительно деформироваться при действии избыточного давления, создаваемого внутри пакера, обеспечивает герметичную пакеровку не только при увеличенных зазорах между пакером и стенкой скважины, но и при наличии небольших каверн в месте установки пакерующего элемента.

Разработкой гидравлических уплотнительных элементов для испытателей пластов в нашей стране начали заниматься практически 8–9 лет назад, причем наиболее серьезно этой проблеме стали уделять внимание только за последние 4–5 лет. В результате совместных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ НИИРП и ВНИИБТ были созданы опытные образцы гидравлических резино-тканевых уплотнительных элементов диаметром 168 мм, предназначающиеся для испытаний пластов в скважинах, бурящихся долотами диаметрами 190 и 214 мм. В лабораторных условиях указанные гидравлические уплотнения обеспечивали герметичную пакеровку в металлической трубе стендса при перепадах до 230 кгс/см² [84]. В промышленных условиях резино-тканевые уплотнительные элементы обеспечивали герметичную пакеровку стволов скважин диаметрами 190 и 214 мм и применение испытательных инструментов при радиальных зазорах между пакером и стенкой скважины до 24 мм (при $K = 1,29$).

Если для стандартных механических пакеров были определены оптимальные соотношения между диаметром скважины и диаметром пакерующего элемента, при которых достигается герметичная пакеровка, то для пакеров с гидравлическими уплотнительными элементами этот вопрос еще не выяснен. Опыт применения испытательных инструментов с гидравлическими уплотнительными элементами показал, что при коэффициенте $K = \frac{214}{168} = 1,27$ достигалась герметич-

ная пакеровка. Одновременно проходимость испытателя даже с двумя пакерами была хорошей без посадок инструмента. Еще свободнее был спуск инструмента в компоновке с одним гидравлическим уплотнительным элементом без предварительной подготовки скважины.

Поскольку с увеличением коэффициента K резко возрастает нагрузка, действующая на пакерующий элемент при возникновении перепада давления между надпакерной и подпакерной зонами скважины, то слишком большие зазоры между скважиной и корпусом пакера могут привести к чрезмерному усложнению конструкции пакера. Если при этом учесть, что в стесненных условиях скважины трудно разместить пакер повышенной прочности, то практически для скважин, бурящихся долотами диаметрами 190, 214, 243 мм, целесообразно соотношение диаметров скважины и гидравлического уплотнительного элемента подбирать в пределах $K = 1,15–1,4$, причем нижний предел соответствует меньшему диаметру скважины, а верхний — большему.

При таких коэффициентах имеется практическая возможность пакером одного типоразмера обеспечить пакеровку стволов скважин трех размеров, т. е. если $D_n = 168$ мм, то при $D_c = 190$ мм, $K = 1,15$; при $D_c = 214$ мм, $K = 1,27$, а при $D_c = 243$ мм, $K = 1,4$. По нашему мнению, дальнейшее увеличение коэффициента K недесообразно. В этих случаях следует применять пакер большего размера.

Аналогичные рекомендации по гидравлическим пакерам приняты и в практике испытаний пластов в процессе бурения скважин за рубежом [69]. Так, американской фирмой «Лайнз» для малых диаметров скважин рекомендованы коэффициенты $K = 1,17–1,18$ и только для больших диаметров $K = 1,3–1,7$ (табл. 4). Следует также иметь в виду, что малые диаметры характерны для нижних глубоких интервалов скважин, где пакеры при работе испытывают большие перепады давлений, а стволы больших диаметров обычно бурят в верхних интервалах и перепады давлений при их испытаниях значительно меньше. Кроме того, для неустойчивых разрезов скважин следует предусматривать большие значения K , так как в таких скважинах могут встречаться сужения ствола, что ухудшает проходимость инструмента на забой.

По мере накопления опыта применения гидравлических пакеров при испытании пластов в бурящихся скважинах были изменены рекомендации по величинам коэффициентов K [91]. Так, для скважин диаметрами 152–260 мм, испытываемых в нормальных условиях,

Таблица 4

Диаметры, мм скважины	Коэффициент K	
	гидравли- ческого пакера	
152–168	143	1,07–1,18
168–178	152	1,1–1,17
200	178	1,12
219–244	187	1,17–1,34
273–340	200	1,37–1,7

Таблица 6

рекомендуются $K = 1,07-1,3$ и при благоприятных условиях испытаний (хорошее состояние ствола скважины, высокое качество бурового раствора и т. д.) допускаются значения $K = 1,4-1,63$ (табл. 5).

Таблица 5

Диаметр скважины, мм		Диаметр пакера, мм	Коэффициент K	
рекомендуемый	максимальный		рекомендуемый	максимальный
152—165	178	127	1,2—1,30	1,40
165—181	213	143	1,15—1,27	1,54
181—190	248	152	1,19—1,25	1,63
190—219	260	178	1,07—1,23	1,47
219—235	279	187	1,18—1,25	1,49
235—260	318	200	1,18—1,30	1,59

Практически очень трудно выдерживать соотношения диаметров в соответствии с оптимальными значениями. Поэтому для скважин, пробуренных долотами различных размеров, в первых отечественных конструкциях испытателей пластов рекомендовались уплотнительные элементы следующих размеров [58] в мм:

Долото	№ 8 (190)	№ 10 (243)	№ 11 (269)	№ 12 (295)
Диаметр уплотни- тельного эле- мента	175—182	220—225	245—250	270—275

В современных конструкциях испытателей пластов предусмотрено применять уплотнительные элементы следующих размеров [37] в мм:

Диаметр скважины	118	129	125—127	140—145	148—154	190
Диаметр уплотни- тельного элемен- та	107	115	115—120	120—130	140	170

В практике наблюдаются отступления от указанных рекомендаций. Так, в Волгоградской области при испытании скважин глубиной более 2000 м применялись уплотнительные элементы следующих размеров [57] в мм:

Диаметр долота	190	243	269
Диаметр уплотнительного элемента	160—165	210	240

Для испытателей с цилиндрическими резиновыми пакерующими элементами за рубежом пользуются данными, приведенными в табл. 6, в которой даны величины перемещения верхней части пакера, необходимые для разжатия резинового уплотнения и получающейся при этом увеличенный диаметр пакерующего элемента.

При принятых соотношениях диаметров пакера и скважины требуется определенные осевые усилия для обеспечения герметичности

Диаметр резинового пакерующего элемента, мм	Перемещение верхней части, мм	Диаметр резинового пакерующего элемента после разжатия, мм	Длина пакерующего элемента до разжатия, мм
114	200	120	430
114	230	124	450
115	250	128	450
115	250	128	420
130	250	150	420
135	200	145	450
135	230	152	450
135	230	158	420
140	200—250	152—160	420
175	300	217	750
175	340	236	850
181	340	245	850
220	320	278	750
220	340	284	750
245	320	313	750
245	340	320	760
265	340	344	760
275	340	365	760

пакеровки (табл. 7). В табл. 7 приведены также рекомендации и фактические данные на глубинах 2000—3400 м по нагрузкам, применяемым при испытании скважин [58].

Таблица 7

Диаметр пакера, мм		Осевое сжимающее усилие, тс	
до деформации	после деформации	рекомендуемое	фактическое
118	150	7	6—10
140	180	8	6—10
180	220	10	10—15
225	270	11	12—20
250	320	14	—
275	350	16	15—20

Указанные данные нельзя рекомендовать для всех районов испытаний, так как осевые усилия для деформации уплотнительного элемента при установке испытателя в скважине, а следовательно, и давления, возникающие на поверхности контакта резинового элемента со стенкой скважины, в значительной степени зависят от прочности пород призабойной зоны. Например, в южных нефтяных районах (объединение Ставропольнефтегаз) для скважин, пробуренных долотами № 8 (190 мм), в гидравлических испытаниях пластов используют цилиндрические уплотнительные элементы диаметром 180 мм, для деформации которых применяют сжимающие нагрузки в пределах 14—20 тс.

Давление на контактные поверхности между пакером и стенкой скважины может изменяться не только в результате изменения осевой нагрузки, но и вследствие изменения длины пакерующего элемента. При выборе длины пакерующего элемента учитывают также физико-механические свойства породы, в которой он устанавливается. Длина уплотнительного элемента обычно колеблется от 400 до 1200 мм. При наличии в породе вертикальных трещин пакерующие элементы можно сдавливать, чтобы общая длина уплотнений достигала 3000 мм.

Так как после открытия клапана испытателя пакерующий элемент под действием перепада давления мог переместиться по стенке скважины, то с целью увеличения силы сцепления за рукоятку (в США) поверхность пакера покрывают металлическими абразивными частицами, которые при расширении пакерующего элемента внедряются в породу, создавая надежное закрепление.

Сдвигающая сила в значительной мере зависит от перепада давления, который возникает на пакере в процессе испытания. Так как в момент открытия приемного клапана подпакерная зона скважины через внутреннюю полость испытательного инструмента сообщается с бурильными трубами, в которых сохраняется атмосферное давление, то в начальный период на забое скважины устанавливается давление, близкое к атмосферному, и на пакер испытателя действует перепад давления, равный гидростатическому давлению жидкости, заполняющей ствол скважины над пакером. Одновременно возникает перепад давления между призабойной зоной пласта и скважиной, вызывающий приток жидкости из пласта к забою.

При больших глубинах залегания пластов в процессе испытаний могут возникать очень большие перепады давления, которые приводят к разрушению призабойной зоны и нарушению естественного состояния пород, слагающих пласт. Кроме того, при создании больших начальных депрессий на пласты, сложенные трещиноватыми породами, происходит смыкание трещин и снижение проницаемости пород. В связи с этим, а также учитывая прочность труб, на которых спускают испытатель пластов в скважину, испытания объектов проводят с ограниченными депрессиями на пласт. Ограничение достигается установкой в испытательный инструмент забойных штуцеров или частичным заполнением бурильных труб жидкостью, т. е. созданием противодавления.

Опыт испытаний при помощи комплекта испытательных инструментов КИИ ГрозУфНИИ показал, что в основном перепаде давления в процессе испытаний допускались не более 150 кгс/см². Исходя из таких величин и рассчитывали на прочность пакерующие элементы механического сжатия. С увеличением глубин испытываемых скважин начальные перепады давления были доведены до 200—300 кгс/см².

Несколько иной подход существует к определению прочности гидравлических уплотнительных элементов. Указанные элементы применяются при увеличенных зазорах между стенкой скважины и корпусом пакера, а также при поинтервальных многократных испытаниях, когда за один спуск инструмента проводят испытания не-

скольких интервалов (3—5 объектов). Прочность таких пакеров должна соответствовать требуемым перепадам давления при многократном испытании. Поэтому разработка отечественных конструкций гидравлических уплотнительных элементов проводилась в два этапа. В первом этапе были разработаны гидравлические элементы на перепады давлений $\Delta p = 250$ —300 кгс/см² при соотношении диаметров скважины и пакера $K = 1,27$. Второй этап предусматривает создание гидравлических элементов на $\Delta p = 350$ —400 кгс/см² при максимальном $K = 1,4$ [87].

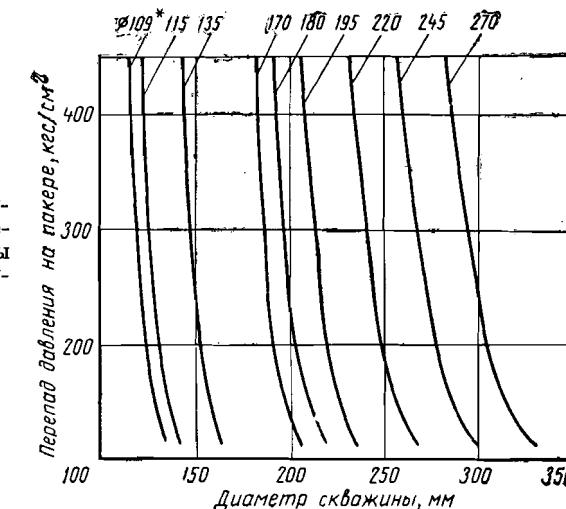


Рис. 5. Зависимость допустимых перепадов давления от диаметра скважины для стандартных пакерующих элементов.

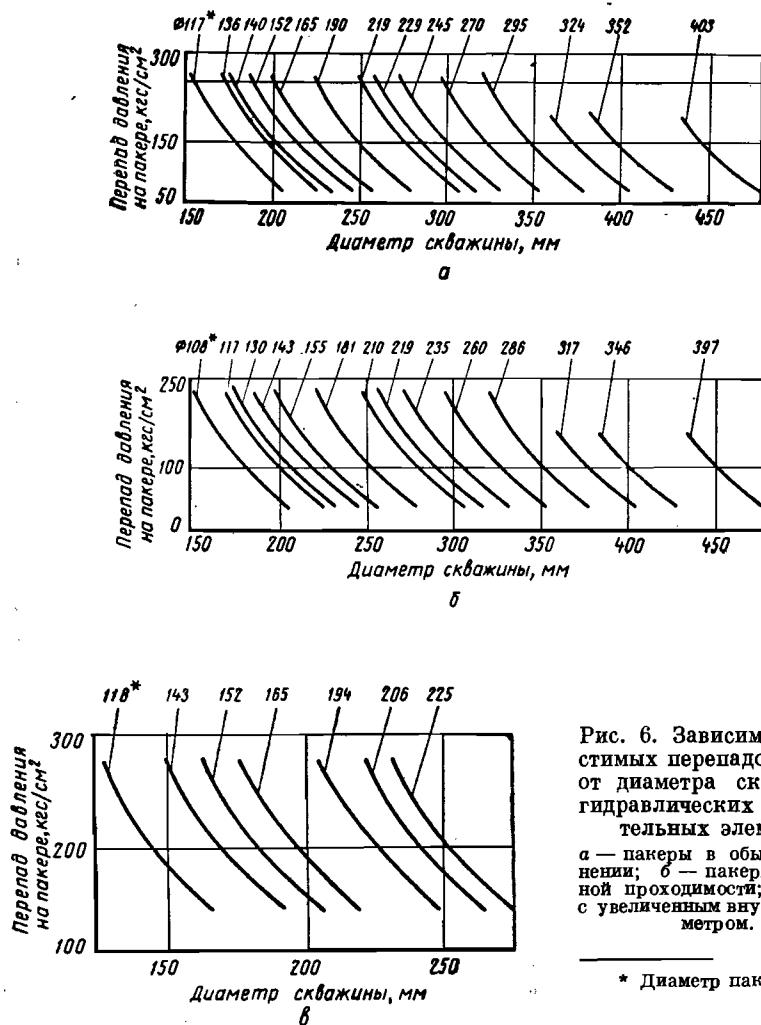
* Диаметр пакера в мм.

Следует отметить, что первые образцы гидравлических пакерующих элементов отечественной конструкции были рассчитаны на применение при забойных температурах до 100 °C, а во втором этапе — до 150 °C.

На рис. 5 приведены графики зависимости допустимых перепадов давления от диаметра испытываемых скважин для стандартных пакерующих элементов диаметрами 109—270 мм. Эти зависимости построены по результатам практических испытаний и лабораторных исследований пакерующих элементов, изготовленных из резиновой смеси твердостью 70—80 ед. по Шору для допустимой температуры до 90 °C [68].

На рис. 6 изображены аналогичные зависимости для гидравлических уплотнительных элементов по данным зарубежного опыта, причем на рис. 6, а приведены графики для пакеров обычного исполнения, а на рис. 6, б даны зависимости для гидравлических пакеров увеличенной проходимости, т. е. их наружный диаметр, а следовательно и толщина оболочки уменьшены и потому они предназначаются для работы с меньшими перепадами давления. Длина применявшихся

в этих опытах пакерующих элементов составляет 915 мм и только пакеры малых диаметров 117–136 мм выполнены длиной 1270 мм. В американской практике применяются также гидравлические пакеры



с увеличенным внутренним диаметром, в которых уменьшение толщины оболочки достигается за счет увеличения внутреннего проходного сечения (рис. 6, в). Как видно из приведенных графиков (рис. 6, в) данные пакеры рассчитаны для использования при меньших зазорах в скважине, чем гидравлические обычного исполнения (рис. 6, а).

Анализ результатов применения пакерующих элементов механического сжатия и гидравлических уплотнительных элементов показал,

что последние имеют существенные преимущества. При одинаковых допускаемых перепадах давления гидравлические пакеры обеспечивают герметичную пакеровку при больших зазорах в скважине, чем пакеры механического сжатия. Например, стандартный пакер диаметром 135 мм при использовании в стволе скважины диаметром 150 мм ($K = 1,11$) допускает перепад $\Delta p = 240$ кгс/см², а гидравлический пакер диаметром 136 мм этот же перепад допускает в скважине диаметром 172 мм ($K = 1,25$). Пакерующий элемент механического сжатия (170 мм) в скважине диаметром 200 мм ($K =$

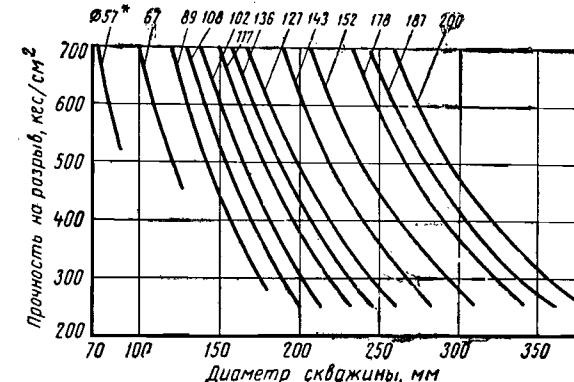


Рис. 7. Зависимость прочности гидравлических уплотнительных элементов от диаметра скважины.

* Диаметр пакера в мм.

= 1,18) допускает перепад давления $\Delta p = 140$ кгс/см²; гидравлический пакер обычного исполнения (165,1 мм), перепад давления $\Delta p = 140$ кгс/см² допускает в скважине диаметром 235 мм ($K = 1,42$). Аналогичные соотношения существуют и для остальных типоразмеров пакеров.

Необходимо отметить, что при увеличении зазора между стенкой скважины и пакером допустимые перепады давления для пакерующих элементов механического сжатия снижаются значительно резче, чем для гидравлических. Предельные значения допустимых перепадов давления для гидравлических пакеров не превышают 350 кгс/см², а максимальные забойные температуры не превышают 150 °C [87].

Нормальная работа гидравлических пакеров в скважинах обеспечивается за счет того, что их оболочка изготавливается из прочных эластичных материалов в сочетании с металлической оплеткой. На рис. 7 приведена зависимость прочности гидравлических пакеров на разрыв от диаметра скважины, полученная экспериментальным путем в лабораторных условиях. Все испытываемые конструкции пакеров были обычного исполнения, за исключением пакерующих элементов диаметрами 108 и 136 мм, изготовленных с увеличенным проходным сечением, а также пакеров диаметром 178 и 260 мм, выполненных со специальным покрытием наружной поверхности на глубину 6,35 мм.

Таким образом, герметичность пакеровки и качество проведения работ при испытании объектов в бурящихся скважинах в значительной степени зависят от правильного подбора размера хвостовика (опорного якоря) и соотношения диаметров скважины и пакера.

Приемный клапан испытателя пластов. Независимо от конструктивного выполнения приемного клапана он предназначен для открытия доступа пластовой жидкости внутрь испытателя и удержания ее внутри инструмента до конца испытания. В течение всего спуска инструмента клапан закрыт. Поэтому бурильные трубы остаются пустыми или их частично заполняют жидкостью или газом для снижения начального перепада давления при испытании. По достижении пакером заданной глубины на него начинает действовать нагрузка от веса труб. Под действием нагрузки происходит осевое перемещение бурильных или насосно-компрессорных труб, в результате которого уравнительный клапан закрывается, а приемный клапан испытателя открывается. В момент открытия клапана давление в трубах равно либо атмосферному, либо давлению водяной или газовой подушки, поэтому жидкость из пласта начинает поступать в испытатель. Давление столба жидкости, находящейся над пакером, предохраняет стенки скважины от осыпания и обвалов в процессе испытания. В современных испытателях управление приемным клапаном осуществляется путем осевого перемещения труб, на которых инструмент спускают в скважину.

По окончании испытания вследствие значительного перепада между давлением столба промывочной жидкости и давлением под пакером практически невозможно снять испытатель до тех пор, пока эти давления не будут выравнены. Поэтому в большинстве конструкций испытателей пластов приемный клапан выполнен вместе с уравнительным, обычно устанавливаемым над пакером и во время спуска инструмента в скважину остающимся открытым. Уравнительный клапан служит для сообщения подпакерной зоны с надпакерной при спуске инструмента в скважину и таким образом для уменьшения давления, возникающего под пакером при спуске испытателя пластов. Уравнительный клапан предназначен также для выравнивания давлений в указанных зонах скважины в конце испытаний.

Для четкого разграничения открытия и закрытия клапанов, а также предотвращения несвоевременного их срабатывания в процессе испытаний используют механическое, гидравлическое или комбинированное (одновременно механическое и гидравлическое) тормозящее устройство, связанное со штоком испытателя пластов.

Механическое торможение осуществляется с помощью жестких витых пружин сжатия, а гидравлическое — с помощью специальных тормозных камер, называемых также гидравлическим реле времени. При помощи реле времени достигается запаздывание открытия приемного клапана испытателя пластов, в течение которого происходит деформация уплотнительного элемента и пакеровка ствола скважины. Таким образом, при создании осевой нагрузки на пакер приемный

клапан остается закрытым до тех пор, пока не произойдет полного разобщения подпакерной и надпакерной зон скважины.

Принцип действия указанной камеры заключается в том, что перемещение штока испытателя происходит одновременно с движением поршня в цилиндре, заполненном вязкой жидкостью. В поршне выполнены специальные гидравлические каналы, по которым жидкость перетекает из нижней зоны в верхнюю. Подбором размеров поперечного сечения и длины гидравлического канала, а также соответствующей жидкости в широком диапазоне регулируют время торможения. Так, в современных испытательных инструментах гидравлические каналы выполнены в виде спирали прямоугольного сечения. Расход жидкости через такую спираль определяется по формуле [47]

$$Q = \frac{\Delta p}{12\mu l} a^3 (b - 0.579a), \quad (8)$$

где $\Delta p = 4P_0/\pi (D^2 - d_0^2)$ — перепад давления, создаваемый в тормозной камере; P_0 — осевая нагрузка, приложенная к штоку испытателя пластов; D — внутренний диаметр корпуса тормозной камеры; d_0 — наружный диаметр штока тормозной камеры; μ — вязкость жидкости, заполняющей камеру; l — длина винтового канала спирали в поршне тормозной камеры; a и b — соответственно меньшая и большая стороны сечения гидравлического канала.

Или применительно к реальной конструкции тормозной камеры, принятой в отечественных испытателях пластов с опорой на забой, расчет длины гидравлического канала в поршне проводят по формуле

$$l = \frac{P_0 a^3 (b - 0.579a) T}{12\mu L_0 F^2}, \quad (9)$$

где T — время перемещения поршня из верхнего положения в нижнее, т. е. время торможения движения штока; L_0 — длина хода штока испытателя пластов; $F = \pi/4 (D^2 - d_0^2)$ — площадь поперечного сечения тормозной камеры.

В некоторых конструкциях испытателей пластов поршень тормозной камеры выполнен с кольцевым коническим гидравлическим каналом (рис. 8). Регулирование проходного сечения в канале и изменение таким образом времени торможения достигается осевым перемещением двух частей поршня с коническими поверхностями. Расход жидкости через такой конический канал определяется по формуле

$$Q = \frac{\pi}{12} \cdot \frac{\Delta pd}{\mu H} K^3 h^3, \quad (10)$$

где d — наименьший диаметр конуса поршня; $K = (D_1 - d_1)/2H$ — конусность поршня; D_1, d_1 — соответственно наибольший и наименьший диаметры конуса поршня; H — длина гидравлического канала по оси камеры; h — осевое смещение двух конических поверхностей.

При условии, что переток объема Q жидкости за время торможения T равен произведению длины хода штока L_0 испытателя пластов

на площадь поперечного сечения тормозной камеры F , т. е. $QT = L_0 F$, после преобразований можно вывести формулу для определения величины h , которая запишется в виде

$$h = \frac{1}{K} \sqrt[3]{\frac{12F^2HL_0\mu}{\pi P_0 dT}}. \quad (11)$$

Как видно из приведенных формул, на величину времени торможения, кроме геометрических размеров камеры, конструктивных решений гидравлических каналов и действующих сил существенное влияние оказывает вязкость жидкости, заполняющей тормозную камеру. В качестве такой

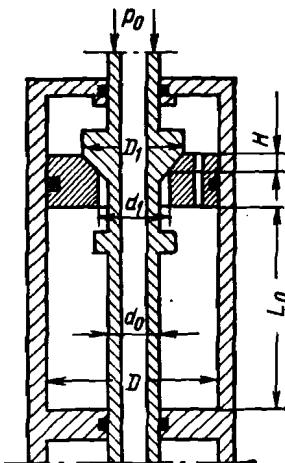


Рис. 8. Схема устройства тормозной камеры.

значительно большее время торможения, чем масло МС-20, поэтому ее используют при увеличенных размерах гидравлических каналов. Обычно в промышленных условиях тормозную камеру регулируют при подготовке испытателя пластов для спуска в скважину.

Циркуляционный клапан предназначается для перетока промывочной жидкости из бурильных труб в скважину (при прямой промывке) или из скважины в бурильные трубы (при обратной промывке). Необходимость в прямой или обратной промывке в процессе испытания пластов может быть вызвана различными технологическими причинами (для предотвращения прихвата инструмента; извлечения на поверхность пробы пластовой жидкости и др.).

В настоящее время применяют клапаны, срабатывающие при вращении колонны труб или при повышении давления в трубах. Существуют несколько конструкций циркуляционных клапанов, для открытия которых применяют груз, забрасываемый внутрь бурильных труб.

Запорный клапан находится на некотором расстоянии от приемного клапана испытателя пластов и предназначен для создания воздушной камеры, которая заполняется жидкостью из-под пакера при открытии приемного клапана испытателя пластов. Воздушная камера позволяет испытывать скважину с низким пластовым давлением, даже когда давление водяной или газовой подушки в трубах выше давления в пласте.

При двукратном перекрытии скважины применяют запорные клапаны двух видов: дисковый и поворотный. Дисковый состоит из стального

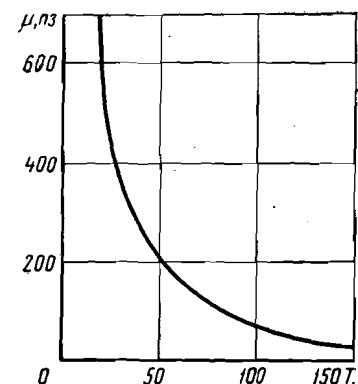


Рис. 9. Зависимость вязкости масла, загущенного каучуком, от температуры.

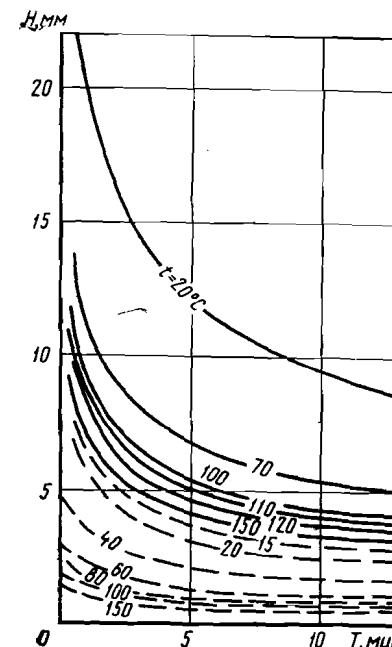


Рис. 10. Зависимость времени торможения от зазора между коническими поверхностями поршня при различных температурах.

— масло, загущенное каучуком;
— масло марки МС-20.

корпуса, имеющего проходное отверстие, перекрытое алюминиевым диском. Такой клапан открывается при забрасывании стальной штанги, разрывающей алюминиевый диск. Поворотный клапан устанавливается в колонну бурильных или насосно-компрессорных труб в закрытом положении и открывается путем вращения колонны. При дальнейшем ее вращении клапан снова закрывается и при этом создаются условия для регистрации конечного давления в закрытом периоде испытания.

Применяют одно- и двухпозиционные запорные клапаны, которые соответственно обеспечивают один и два закрытых периода испытаний пласта.

За последнее время в отечественной и зарубежной практике распространены четырехпозиционные запорно-поворотные клапаны, обеспечивающие создание четырех открытых и четырех закрытых периодов испытания.

Яссы предназначен для освобождения пакера или прихваченного в скважине инструмента путем приложения к нижнему концу колонны бурильных или насосно-компрессорных труб ударных нагрузок.

Существуют механические и гидравлические яссы.

При ударно-канатном бурении механические яссы применяются для создания периодических усилий на штангу, направленных вверх при отрыве долота от забоя. Для этой же цели их применяют в компоновках испытателей пластов, спускаемых в скважину на бурильных трубах.

В настоящее время в основном применяют гидравлические яссы, внутри которых периодически повышают давление, чтобы создать удар, необходимый для освобождения прихваченного инструмента. Сила удара в первую очередь зависит от растягивающей силы, приложенной к колонне бурильных или насосно-компрессорных труб.

Безопасный замок предусматривается в компоновке испытателя на тот случай, если пакер или якорь или тот и другой оказываются прихваченными и не могут быть извлечены из скважины. В настоящее время имеются безопасные замки нескольких видов: для разъединения их применяется правое или левое вращение колонны труб. Наиболее рациональными следует считать безопасные замки, разъединяемые правым вращением, так как при этом не ослабляются звенья колонны бурильных или насосно-компрессорных труб. Кроме того, безопасный замок в нормальных условиях должен обеспечивать передачу вращения колонны труб во время испытания, не нарушая ее герметичности. Такой замок состоит из ниппеля и муфты, соединенных при помощи направляющих шпилек, которые не позволяют замку разъединяться при обычном маневрировании бурильными трубами во время испытания. Для разъединения безопасного замка сочетают вертикальные перемещения и правое вращение колонны.

Устройства для ограничения начальной депрессии на пласт

Штуцеры. С целью регулирования начальной депрессии на пласт в компоновку испытателей включают штуцеры. При помощи одного или нескольких штуцеров можно регулировать скорость поступления пластовой жидкости в зависимости от их проходного отверстия.

При высоком пластовом давлении часто применяют забойные штуцеры, устанавливаемые для того, чтобы при открытии клапана испытателя, т. е. в момент, когда происходит резкое снижение давления под пакером, не разрушались породы призабойной зоны и не поступали в испытатель.

Конструкция штуцерного узла в испытателях позволяет при необходимости нагнетать сверху промывочную жидкость по кольцевому зазору между штуцером и внутренней стенкой корпуса испытателя. Наряду с этим имеются штуцеры простой конструкции, состоящие из сменных сопел, устанавливаемых в верхней части испытателя.

Большой практический интерес представляет забойный гидравлический штуцер. Он предназначен для уменьшения гидравлической нагрузки на пакерующие элементы и защиты пласта от возникающих гидравлических ударов в начальный период испытания. Автоматическое приспособление, устанавливаемое в верхней части испытателя, обеспечивает испытание на приток через гидравлический канал, размеры которого с течением времени испытания увеличиваются. В момент открытия приемного клапана диаметр штуцера составляет всего 3,175 мм. По мере поступления пластовой жидкости сердечник гидравлически регулируемого штуцера под влиянием пластового давления перемещается вверх, постепенно увеличивая проходное отверстие до 4,75 мм (полное открытие).

Помимо гидравлических штуцеров применяются механически регулируемые штуцеры, размер проходного отверстия которых может быть изменен во время испытания путем проворачивания колонны бурильных или насосно-компрессорных труб.

В практике испытаний применяются в основном штуцеры с постоянным сечением проходного отверстия, гидравлические штуцеры (автоматические) и механические.

Штуцер с постоянным сечением проходного отверстия можно помешать почти в любом месте инструмента, однако наиболее рационально устанавливать его под уравнительным клапаном, так как в случае его закупорки можно применять обратную промывку.

Водяная или газовая подушка. Для ограничения начальной депрессии на пласт, кроме штуцеров, применяется водяная или газовая подушка, создаваемая в бурильных или насосно-компрессорных трубах при испытании продуктивного горизонта с ожидаемым высоким давлением и высоким дебитом. Водяная или газовая подушка уменьшает начальную скорость потока и предупреждает возникновение гидравлических ударов, способных нарушить пласт и вызвать осложнения, например, прихват инструмента на забое, препятствует смятию колонны бурильных или насосно-компрессорных труб под действием внешнего гидростатического давления.

Следует иметь в виду, что применение водяной подушки при испытании может привести к тому, что пластины с низким давлением не будут выявлены и пластовая жидкость не поступит в испытатель. Из практики известно применение вспомогательного клапана, расположенного над испытателем и воспринимающего вес водяной подушки. В этом случае обеспечивается сохранение воздушной камеры между водяной подушкой и испытателем пластов и становится возможным получение образцов жидкости и данных о пластовом давлении даже тогда, когда оно ниже давления водяной подушки.

Если ограничения начальной депрессии на пласт вызваны необходимостью сохранения устойчивости пород, слагающих призабойную зону, то длину труб, заполняемых жидкостью (водой) при спуске инструмента в скважину, определяют по следующей формуле:

$$h = \frac{p_{\text{пл}} - \Delta p}{\gamma_{\text{ж}}}, \quad (12)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; Δp — допустимый перепад давления между пластом и испытателем пластов (допустимая депрессия на пласт, исходя из прочности пород); $\gamma_{\text{ж}}$ — удельный вес жидкости, залитой в трубы.

В тех случаях, когда начальная депрессия ограничивается прочностью труб, на которых спускают инструмент, длину труб, подлежащих заполнению, определяют по формуле

$$h = H - \frac{\eta p_{\text{см}}}{\gamma_{\text{ж}}}, \quad (13)$$

где H — глубина установки испытателя пластов; η — коэффициент запаса прочности труб на смятие; $p_{\text{см}}$ — предельное внешнее давление (давление смятия) труб; $\gamma_{\text{ж}}$ — удельный вес жидкости.

Если уровень жидкости в скважине находится на определенной глубине, то в формуле (13) необходимо из глубины H вычесть величину статического уровня жидкости ($H - h_{\text{ст}}$).

Заполнение труб проводится при спуске инструмента и, как показал опыт, связано со значительными затратами времени [22]. Так, при спуске испытателя на глубину 4400 м с доливом в зимнее время требуется более 22—23 ч. Такой продолжительный спуск инструмента влияет также и на качество испытаний объекта.

С целью облегчения и ускорения операций по заполнению бурильных труб при спуске инструмента разработаны специальные приспособления. Схема работы одного из них приведена на рис. 11.

При спуске в скважину жидкость через отверстия 2 поступает в бурильные трубы. По мере спуска колонны повышается уровень жидкости в бурильных трубах. В тот момент, когда на дифференциальный поршень 3 будет действовать расчетное осевое усилие, под влиянием которого срежется шпилька 4, поршень переместится вверх, и гидравлический капал 1 закроется. Приток жидкости из скважины прекратится.

Устройство может быть размещено непосредственно над испытателем пластов, и шпилька в этом случае должна быть рассчитана на срезающее усилие, соответствующее гидростатическому давлению всего столба жидкости, заполняющей бурильные трубы. Оно может

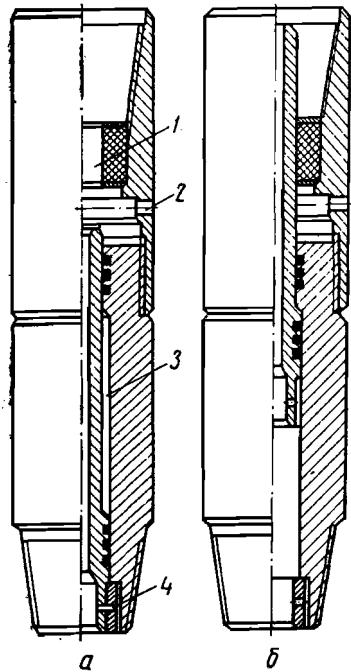


Рис. 11. Устройство для заполнения бурильных труб.
а — положение в процессе заполнения; б — после заполнения.

труб при спуске инструмента разработаны специальные приспособления. Схема работы одного из них приведена на рис. 11.

При спуске в скважину жидкость через отверстия 2 поступает в бурильные трубы. По мере спуска колонны повышается уровень жидкости в бурильных трубах. В тот момент, когда на дифференциальный поршень 3 будет действовать расчетное осевое усилие, под влиянием которого срежется шпилька 4, поршень переместится вверх, и гидравлический капал 1 закроется. Приток жидкости из скважины прекратится.

Устройство может быть размещено непосредственно над испытателем пластов, и шпилька в этом случае должна быть рассчитана на срезающее усилие, соответствующее гидростатическому давлению всего столба жидкости, заполняющей бурильные трубы. Оно может

быть также установлено на определенной высоте над испытателем и тогда шпилька должна быть рассчитана на срез от усилия, создаваемого только той частью столба жидкости, который находится над устройством.

Диаметр отверстий в заливочном устройстве определяют расчетным путем при следующих условиях: свеча бурильных труб должна заполняться жидкостью в течение времени ее спуска и наращивания следующей свечи, разность уровней жидкости в затрубном пространстве и в трубах не должна превышать длины одной свечи. При этом заполнение труб не влияет на время спуска инструмента, который проводится с такой же скоростью, как и без заполнения труб.

Диаметр отверстия в заливочном устройстве определяют по формуле [22]

$$d_0 = \sqrt{\frac{4r_b^2}{n\mu T}} \sqrt{\frac{L}{2g}}, \quad (14)$$

где r_b — внутренний радиус трубы; n — число отверстий в заливочном устройстве; μ — коэффициент расхода (для круглых отверстий при совершенном сжатии струи $\mu = 0,62$); T — время заполнения жидкостью одной свечи; L — длина свечи бурильных труб ($L = z$ — разность уровней жидкости в затрубном пространстве и трубах); g — ускорение силы тяжести.

Кроме воды или бурового раствора, для заполнения труб при спуске испытателя можно использовать природный или какой-либо дешевый инертный газ. Обычно применяют азот, доставляемый на буровую в баллонах. Применение газа для создания подушки связано с необходимостью установки в колонне бурильных или насосно-компрессорных труб вспомогательного клапана, предназначенного для предупреждения смятия колонны и устранения необходимости в заполнении всей колонны азотом. Процесс начинается с переохлаждения азота до температуры -195°C . Жидкий азот доставляют в специальных машинах емкостью до 10 м^3 , а затем по мере надобности он нагревается и превращается в газ. Газообразный азот сжимается до давления $700 \text{ кгс}/\text{см}^2$ и направляется в скважину.

Азот применяют не только для заполнения труб при испытании пласта, но также и для наполнения надувного пакера, при перфорационных работах, кислотной обработке, для борьбы с поглощениями бурового раствора при испытании колонны на герметичность, заканчивания скважин и др.

Так, при заканчивании одной из скважин Восточного Техаса время свабирования для испытания нижней зоны составляло 28 ч. Испытание следующей зоны проводили при помощи азота. На глубину 3350 м была спущена колонна бурильных труб с гладкопротиводным отверстием, и вся операция вытеснения жидкости и испытания заняла всего 2,5 ч; общая экономия составила 1500 долл. (стоимость долота 675 долл.).

Испытание пласта с применением азота позволяет получать незагрязненные образцы пластовой жидкости. С этой целью колонну

бурильных труб спускают пустой, а затем заполняют под давлением азотом. Постепенно снижая давление в колонне, можно предотвратить резкое проявление пласта и гидравлические удары. Таким образом обеспечивается равномерное поступление жидкости через отверстия перфорированной части хвостовика, исключается опасность обвалов и закупорки инструмента твердыми частицами породы и кусочками глины. Нефть извлекают в виде «целого» образца, а не капель, рассыпанных по всему объему бурильных труб, заполненному жидкостью.

Трубы заполняются азотом значительно быстрее, чем жидкостью. При использовании азота для создания подушки устраняется опасность пожара, упрощается регулирование давления в колонне.

Поскольку применение азота в практике испытания пластов при бурении нефтяных скважин дало положительные результаты, этот метод в настоящее время получает все более широкое распространение.

Когда предполагаемое давление испытываемого горизонта меньше давления водяной или газовой подушки, то в компоновке испытательного инструмента между испытателем пластов и механическим или гидромеханическим клапаном устанавливают пустые бурильные трубы, создающие воздушную камеру. Ее объем принимают из расчета 10—15% от объема промывочной жидкости, находящейся под пакером. Эта камера обеспечивает необходимую продолжительность перетока пластовой жидкости после открытия клапана испытателя и фиксирование начального давления закрытого периода. После заполнения воздушной камеры запорный клапан открывают, и пластовая жидкость может поступать в бурильные трубы.

Глубинные регистрирующие манометры и термометры

При оценке продуктивности испытываемых горизонтов необходимо определить пластовое давление и физические параметры пласта. Глубинные регистрирующие манометры обеспечивают регистрацию всех изменений давления во время испытания.

В настоящее время все испытатели пластов снабжены глубинными регистрирующими манометрами, которые записывают на специальной металлической ленте или бумаге изменения давления, возникающие под пакером испытателя с момента спуска инструмента в скважину до его извлечения на поверхность. По диаграммам давления, записанным регистрирующими манометрами, расположенными в различных узлах испытателя пластов, осуществляется также контроль за работой клапанов испытателя.

В зарубежной практике наиболее широкое применение получили регистрирующие глубинные манометры с трубкой Бурдона. Внешнее давление жидкости в указанных манометрах передается через резиновую диафрагму к жидкости, заключенной в трубке Бурдона. Регистрирующий прибор, прикрепленный к нижней части этой трубки, вычерчивает все изменения давления на диаграмме. Диаграмма соединена при помощи винтового механизма с пружиной привода часо-

вого механизма, установленного в нижней части манометра. Часовой механизм вращает бланк диаграммы с контролируемой скоростью. Сам глубинный манометр помещают в специальный защитный кожух, который опирается на резиновый амортизатор, что исключает его повреждение во время спуска инструмента. В качестве кожуха для установки манометров может быть использован хвостовик или специальный переводник.

Для нормальной эксплуатации глубинных манометров регистрируемые пластовые давления должны быть на 25% ниже предельного, на которое рассчитан манометр.

Число устанавливаемых глубинных регистрирующих манометров зависит от требуемой точности измерений и целей испытания (от одного до трех-четырех манометров в испытателе).

Манометр, предназначенный для графического изображения процесса испытания, расположен в нижней части якоря испытателя пластов вне потока поступающей пластовой жидкости. Поскольку этот манометр не омывается пластовой жидкостью, с его помощью определяют изменения давления непосредственно в кольцевом пространстве скважины, заключенном под пакерующим элементом.

Верхний регистрирующий глубинный манометр установлен на пути поступающей пластовой жидкости. Он предназначен для регистрации изменения давления внутри испытателя. Установленный над пакером, он находится непосредственно в потоке жидкости и записывает все колебания давления жидкости, поступающей через отверстия хвостовика из пласта.

Обычно при испытаниях с помощью испытателей, спускаемых на бурильных трубах, достаточно двух регистрирующих манометров.

Третий регистрирующий манометр иногда устанавливают внутри воздушной камеры испытателя пластов для контроля за работой приемного клапана.

Достоверность данных об испытываемом пласте в значительной степени зависит от работоспособности регистрирующих манометров и точности измерений.

В табл. 8 приведены данные о точности показаний глубинных манометров зарубежных конструкций.

Для интерпретации полученных результатов испытания большое значение имеет его продолжительность, так как дебит скважины является функцией времени. Применяемые для глубинных манометров

Таблица 8

Предельное давление, кгс/см ²	Погрешность в показаниях, кгс/см ²	Предельное давление, кгс/см ²	Погрешность в показаниях, кгс/см ²
140	0,035	560	0,140
210	0,053	700	0,175
280	0,070	845	0,210
350	0,087	1055	0,263
420	0,105	1406	0,351

часовые механизмы рассчитаны на продолжительность хода 12—24 — 48—72 ч.

Фирма Халлибуртон применяет при испытании пластов глубинные регистрирующие манометры с пределами измерения 165—1335 кгс/см², с часовым механизмом длительностью хода 12, 24 и 48 ч.

В комплект глубинных регистрирующих приборов входят также термометры, рассчитанные на работу при температуре до 250 °С. Фирма Джонстон, занимающаяся изготовлением испытателей пластов, выпускает глубинные регистрирующие манометры «Т», рассчитанные на пластовое давление 120, 210, 350, 490, 705 и 1055 кгс/см². К манометрам прилагаются максимальные термометры со следующим диапазоном замера температуры: 15—95 °С, 40—150 °С, 95—205 °С.

Глубинные регистрирующие манометры выпускаются также фирмой Линтерт и Ко на давление 330, 450 и 595 кгс/см².

За последнее время широкое применение получили глубинные регистрирующие манометры и термометры типов К-2 и К-3, разработанные фирмой Кастер. Они предназначаются для регистрации соответственно давления в пределах 70—1405 кгс/см² и температуры до 260 °С. Манометры выпускают с часовыми механизмами, обеспечивающими три диапазона продолжительности работы: 1) 3,6 или 12 ч; 2) 12, 24 или 48 ч; 3) 30, 60 или 120 ч. Регулирование продолжительности работы достигается установкой шестеренчатого редуктора на требуемый режим.

В отечественных испытателях пластов используются стандартные регистрирующие манометры МГП-7 и МГП-ЗМ, рассчитанные на замер давлений до 160, 250 и 400 кгс/см² при забойных температурах до 80 °С. В них применяются часовые механизмы с рабочим ходом до 15 ч при частоте вращения $1\frac{1}{4}$ и 1 об/мин. При работе в скважинах с высокими забойными температурами (около 150 °С) в глубинных манометрах применяются часовые механизмы 27-4 ЧП.

В настоящее время осваивается производство прецизионных глубинных манометров конструкции УФНИИ и новых глубинных манометров нормального ряда конструкции ВНИИКанефтегаз, обладающих повышенной работоспособностью в условиях испытаний скважин и высокой точностью измерения давлений.

Для выявления продуктивных пластов при очень небольших депрессиях применяются дифференциальные манометры с большой точностью показаний, что очень важно для последующей интерпретации кривой восстановления давления. В зарубежной практике в настоящее время для определения перепада давления 0,07 кгс/см² используют манометры с пределом измерения 0,28 кгс/см².

В испытателях пластов отечественных конструкций с целью увеличения точности конечного участка кривой восстановления давления применяют дифференциальный глубинный манометр ДГМ-4, который устанавливают в забойном инструменте между испытателем пластов и запорно-поворотным клапаном.

Опыт показывает, что давление, зарегистрированное манометром после установки пакера, независимо от того, поглощает пласт промы-

вочную жидкость или нет, часто бывает выше статического давления. Чтобы обеспечить четкую регистрацию статического давления, необходимо сокращать открытый период испытания, когда происходит приток пластовой жидкости в бурильные трубы, и увеличивать продолжительность закрытого периода, когда заполняется пластовой жидкостью ограниченный замкнутый объем внутри испытателя. Так, если по условиям разреза испытатель пластов можно оставить в скважине в течение 3 ч, то продолжительность притока (открытый период) целесообразно установить в пределах $1\frac{1}{2}$ ч, а остальное время использовать для регистрации статического давления при закрытом периоде испытания. Если испытатель пластов может оставаться в скважине в течение длительного времени, то необходимо, чтобы закрытый период по мере равнялся открытому.

Если в результате испытания определена продуктивность пласта, а мощность его неизвестна, то бурение обычно продолжают до получения полных сведений о пласте. Во время бурения этого интервала продолжают испытания до тех пор, пока результаты будут свидетельствовать о достижении подошвы пласта.

Испытания объектов при помощи испытателей пластов с опорой на забой, спускаемых в скважину на трубах, являются основным и наиболее распространенным видом испытаний в бурящихся скважинах. За последнее время разработаны и все более широко применяются в промышленности также и другие методы испытания и опробования пластов, рассмотренные ниже.

2. ИСПЫТАНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРИ ПОМОЩИ ИСПЫТАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ БЕЗ ОПОРЫ НА ЗАБОЙ, СПУСКАЕМЫХ В СКВАЖИНУ НА ТРУБАХ

Испытания объектов при помощи испытателей пластов с опорой на забой, как отмечалось выше, проводят по мере вскрытия испытуемого интервала, т. е. по схеме «сверху вниз», при этом испытывают объекты, расположенные на небольших расстояниях от забоя скважины. Для испытания этим методом пластов, находящихся на высоте 100 м и более от забоя, требуется установка цементного моста (искусственного забоя), что в значительной степени усложняет технологию проведения работ в бурящейся скважине. Особенно большими трудностями и значительными затратами времени и материальных средств характеризуются испытания нескольких одновременно вскрытых объектов, когда каждый из них должен быть изолирован от остальных цементным мостом. В этих случаях нарушается схема испытаний пластов «сверху вниз» и объекты испытывают в обратном порядке «снизу вверх».

Практика испытаний объектов, расположенных на большом расстоянии от забоя, или нескольких вскрытых одновременно в разрезе скважины, показала, что целесообразно вести их при помощи испытателей пластов без опоры на забой. При этом испытуемый объект изолируют сверху и снизу с помощью двух пакеров. Такая технология

особенно эффективна при испытании нескольких одновременно вскрытых пластов или нескольких прослоев в продуктивной толще. Указанное поинтервальное испытание пластов можно проводить в любой последовательности — либо по мере их вскрытия («сверху вниз»), либо после вскрытия всего интервала независимо от числа вскрытых объектов и их расположения относительно забоя. Следует отметить, что поинтервальное испытание позволяет выявить наиболее продуктивные интервалы в пластах, содержащих прослои с различной проницаемостью, и с достаточной точностью определить участки для перфорации обсадной колонны после окончания бурения скважин только против наиболее перспективных интервалов.

Особенно эффективно многократное поинтервальное испытание пластов, при котором за один спуск инструмента в скважину проводят испытание нескольких одновременно вскрытых объектов. Сначала испытывают нижний интервал, а затем переходят к расположенным выше объектам. В этой связи охват испытаниями всех пластов снизу вверх приобретает иное значение, чем при использовании той же схемы в скважине после спуска обсадной колонны.

При поинтервальных испытаниях, как и при обычных, проводят качественную и количественную оценку пластов.

Технические средства для испытания пластов без опоры на забой имеются двух видов: испытатели с опорой на стенку скважины и испытатели подвесного типа.

За рубежом поинтервальные испытатели пластов с опорой на стенку скважины разработаны фирмами Джонстон и Халлибуртон и входят в комплект испытательного инструмента, спускаемого в скважину на трубах. Испытатели пластов подвесного типа разработаны фирмой Лайнз.

Разработкой отечественных конструкций поинтервальных испытателей пластов подвесного типа заняты институты ВНИИБТ и СредАЗНИИГаз.

На рис. 12 приведена схема поинтервального испытателя пластов с опорой на стенку скважины. В отличие от стандартного испытательного инструмента в компоновку его входят: специальная опора 6, которая, опираясь на стенку скважины, воспринимает все усилия, возникающие при деформации пакеров в момент пакеровки и открытия приемного клапана испытателя пластов; нижний пакерующий элемент 4; трубы 3 и фильтр 2, устанавливаемые между пакерами; верхний пакерующий элемент 1. Над верхним пакером размещают узлы обычного испытателя пластов.

При испытании ствол скважины под нижним пакерющим элементом сообщается через канал 5 с затрубным пространством скважины, расположенным над верхним пакерующим элементом, благодаря чему выравнивается давление в этих зонах, и на опору не действует усилие от перепада давления, возникающего после открытия приемного клапана. Это усилие, действующее сверху на верхний пакерующий элемент, воспринимается трубами и фильтром, установленными между пакерами.

Канал 5 позволяет также контролировать герметичность пакеровки нижнего пакерующего элемента, так как в случае утечки жидкости через нижний пакер в испытательную зону произойдет переток бурового раствора через канал вниз, что вызовет снижение уровня в затрубном пространстве скважины.

Кроме указанной компоновки применяется испытатель с одним пакерующим элементом, в котором опора с фильтром устанавливается непосредственно после пакера. Поскольку при этой компоновке опорой воспринимаются сжимающие усилия, необходимые для деформации пакера и открытия приемного клапана, а также осевая нагрузка, возникающая от перепада давления после открытия приемного клапана, то испытание без опоры на забой с одним пакером может проводиться при малых депрессиях на пласт с установкой опоры в устойчивом интервале скважины.

После вскрытия интервала, подлежащего испытанию, проводят каротаж, по результатам которого определяют границы пластов или отдельных его участков, и снимают кавернограмму для определения мест установки пакерующих элементов. Одновременно определяют устойчивый интервал геологического разреза для установки опоры. Если в скважине имеются сужения ствола, которые могут затруднить спуск инструмента, то ствол прорабатывают долотом. Правда, требования к чистоте забоя в этом случае не имеют того решающего значения, как при использовании испытателей с опорой на забой, так как при установке испытательного инструмента высоко над забоем исключается возможность его прихвата из-за осадка выбуренной породы.

После определения интервалов испытания уточняют компоновку испытателя пластов. Расстояние между пакерами подбирают в зависимости от мощности пласта. В современных конструкциях это расстояние устанавливают в пределах 2—25 м.

Испытатель пластов спускают на заданную глубину, поворотом колонны трубы освобождают фиксаторы в опоре, и она входит

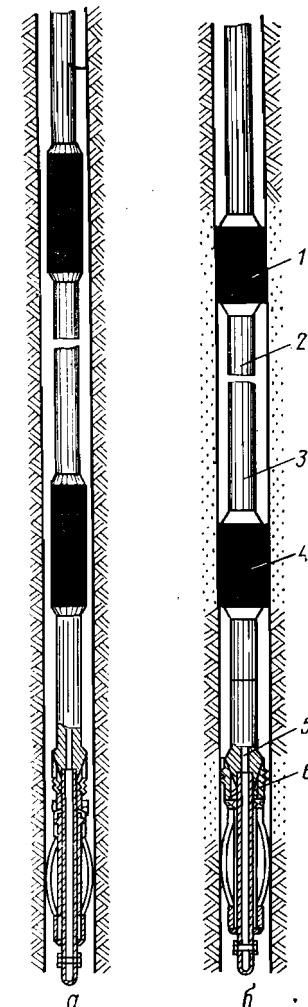


Рис. 12. Схема поинтервального испытателя пластов с опорой на стенку скважины.

а — в транспортном положении; б — при притоке жидкости из пласта.

в контакт со стенкой скважины. После этого опора воспринимает все усилия, возникающие при работе испытателя пластов, которая ничем не отличается от технологических операций, выполняемых при испытаниях с опорой на забой. Опыт применения указанных испытателей пластов показал, что из-за большого диапазона характеристик пород, в которых проводятся испытания объектов, трудно подбирать конструкцию опор и усилия для их установки. Поэтому испытательные инструменты с опорами на стенку скважины в основном применяются в обсаженных скважинах.

На рис. 13 показана схема поинтервального испытателя пластов подвесного типа, деформация пакерующих элементов в котором происходит под действием избыточного давления, создаваемого внутри бурильных труб.

Существует несколько способов создания этого давления: использование буровых насосов; применение дифференциальных поршней в забойном инструменте; при многократном испытании объектов применение насосов, установленных в бурильной колонне. Каждый из этих способов имеет свои положительные и отрицательные стороны. Так, при использовании буровых насосов можно осуществлять пакеровку и легко регулировать величину избыточного давления. Однако затем требуется снижение уровня жидкости в бурильных трубах (это достигается свабированием или применением специального компрессора с комплектом насосно-компрессорных труб). Снижение уровня жидкости в бурильных трубах необходимо для создания перепада давления между испытываемым пластом и бурильными трубами и возбуждения притока пластовой жидкости или газа в них.

Применение дифференциального поршня и использование при пакеровке гидростатического давления жидкости, заполняющей ствол скважины, обеспечивает установку испытателя пластов и разобщение объектов без применения насосов буровой установки. Данный способ создания избыточного давления в гидравлических уп-

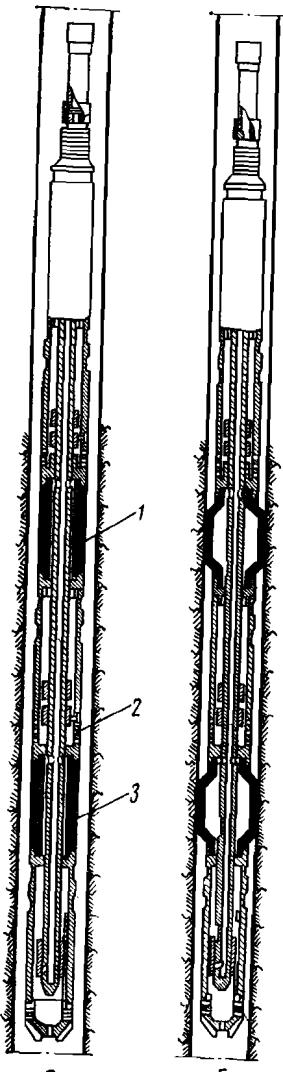


Рис. 13. Схема поинтервального испытателя пластов подвесного типа.

a — в транспортном положении; *b* — во время притока жидкости из пласта. 1 — верхний пакерующий элемент; 2 — фильтр; 3 — нижний пакерующий элемент.

лотнительных элементах требует мало времени и обеспечивает надежную работу испытателя пластов. Единственным недостатком при этом способе являются затруднения в регулировании величины избыточного давления. Поэтому в комплекте испытателя пластов предусматривается несколько дифференциальных поршней и цилиндров с разным соотношением площадей.

Установка насосов различных конструкций в бурильной колонне обеспечивает легкое регулирование величины избыточного давления в гидравлических уплотнительных элементах и возможность многократного испытания нескольких объектов за один спуск инструмента в скважину. Как и при испытаниях с опорой на забой испытатель спускают на пустых трубах. К недостаткам этого способа относятся повышенные требования к выбору интервала для установки пакерующих элементов. Так как при работе забойного насоса инструмент должен иметь достаточно прочный контакт со стенкой скважины, то выбор пород, с которыми контактирует стопорящее устройство, имеет большое значение для надежной работы инструмента в целом. Кроме того, в компоновке забойного инструмента должен быть насос, работающий при вращении бурильной колонны, что значительно усложняет конструкцию испытателя пластов. Применение всех указанных выше способов создания избыточного давления при пакеровке обеспечивает эффективность испытаний в бурящихся скважинах при различных условиях.

Главная особенность поинтервальных испытателей пластов подвесного типа — отсутствие силовой связи инструмента со стенкой скважины. Устройства, находящиеся в контакте со стенкой скважины при пакеровке, предназначаются для торможения отдельных деталей во время вращения колонны труб, воспринимают незначительные крутящие моменты и поэтому работают в благоприятных условиях. Отечественные и зарубежные испытательные инструменты такого типа выполнены с гидравлическими уплотнительными элементами, так как они являются наиболее рациональной конструкцией для поинтервального испытателя пластов.

При испытании объектов с помощью поинтервального испытателя пластов подвесного типа все подготовительные работы проводят в той же последовательности, как и при использовании испытателей с опорой на стенку скважины. Тем не менее и в данном случае большое внимание обращают на выбор интервала для установки уплотнительных элементов, подбирая наиболее устойчивые породы.

Как указывалось выше, в комплект поинтервального испытателя пластов с опорой на стенку скважины входят в основном те же узлы, что и в испытатель с опорой на забой, за исключением опоры и компоновки с двумя уплотнительными элементами и уравнительным каналом, дифференциального поршня и забойного насоса.

Опора на стенку скважины выполняет ту же функцию, что и хвостовик в испытателе пластов с опорой на забой. Она предотвращает перемещение инструмента вниз при деформации пакерующих

элементов и при управлении испытателем пластов в процессе всех испытаний.

Существует несколько конструктивных решений опоры. Наиболее отработанной конструкцией считается [шипсовая опора, принцип работы которой основан на использовании самотормозящейся конической поверхности. На рис. 14 изображена схематическая такая опора, при установке которой специальные плашки 1, скользя по конической поверхности корпуса опоры, входят в контакт со стенкой скважины и передают на нее усилия, возникающие при деформации уплотнительных элементов.

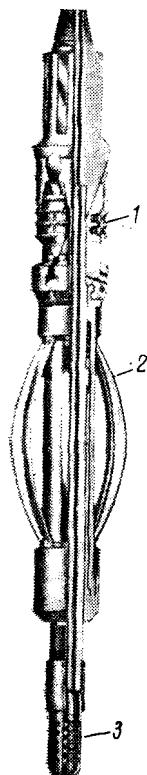


Рис. 14. Опора на стенку скважины.

1 — плашки; 2 — фонарь; 3 — фильтр.

Дифференциальный поршень, являющийся одним из основных узлов поинтервального испытателя пластов подвесного типа, предназначается, как указано выше, для создания избыточного давления внутри гидравлических элементов.

На рис. 15 изображена схема устройства дифференциального поршня. Гидростатическое давление p_r жидкости, заполняющей скважину, действует на площадь

$$F_1 = \frac{\pi (D_1^2 - D_3^2)}{4}$$

и создает осевое усилие, действующее на поршень вниз, равное

$$P = p_r \cdot \frac{\pi}{4} [(D_1^2 - D_3^2) - (D_2^2 - D_3^2)] = p_r \cdot \frac{\pi (D_1^2 - D_2^2)}{4}.$$

Это усилие, действуя на площадь

$$F_2 = \frac{\pi (D_4^2 - D_3^2)}{4},$$

создает в зоне под нижним поршнем избыточное по отношению к гидростатическому

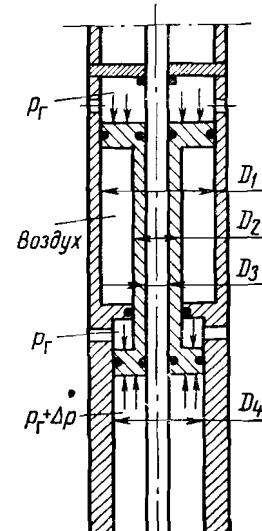


Рис. 15. Дифференциальный поршень.

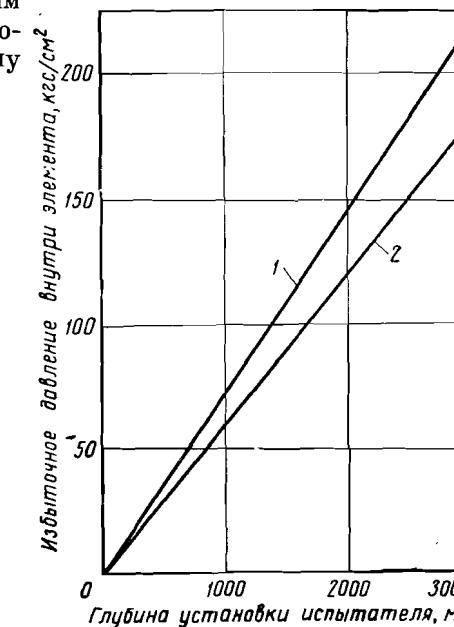


Рис. 16. Зависимость избыточного давления, создаваемого поршнем, от глубины установки испытателя в скважине.

1 — буровой раствор, $\gamma_p = 1,2 \text{ гс}/\text{см}^3$; 2 — вода, $\gamma_b = 1 \text{ гс}/\text{см}^3$.

давление Δp , которое и обеспечивает деформацию гидравлических элементов. Избыточное давление, создаваемое при помощи дифференциального поршня, определяют по формуле

$$\Delta p = p_r \cdot \frac{D_1^2 - D_2^2}{D_1^2 - D_3^2}. \quad (15)$$

На рис. 16 приведены графики зависимости избыточного давления от глубины залегания испытываемого объекта при заполнении скважины водой и буровым раствором удельного веса $\gamma_p = 1,2 \text{ гс}/\text{см}^3$. Графики рассчитаны для поинтервального испытательного инструмента и испытания объектов в скважинах, бурящихся долотами № 8 и 9 (190 и 214 мм). Для указанного испытателя пластов справедлива зависимость $\Delta p = 0,6 p_r$. Опыт показал, что при таких

соотношениях давлений обеспечивается герметичная пакеровка в скважинах диаметрами 190 и 214 мм при глубине залегания объекта 500 м и более.

Забойный насос, устанавливаемый в бурильной колонне для создания избыточного давления внутри гидравлических уплотнительных элементов, работает от вращения колонны труб. Применяются много-плунжерные или поршневые насосы. Конструкции их выполнены с таким расчетом, чтобы крутящий момент, возникающий при работе насоса, был как можно меньше и таким образом до минимума снижалась бы сила сцепления стопорящего устройства (фонаря) со стенкой скважины. Это достигается применением плунжеров и клапанов малых диаметров.

Фонарь пружинный, в испытателях пластов подвесного типа служит для удержания в неподвижном положении втулки, перекрывающей отверстия дифференциального поршня, или для торможения корпуса нижней части многократного испытателя пластов при вращении бурильной колонны. В первом случае фонарь должен воспринимать крутящий момент, возникающий при отвинчивании втулки, которая перекрывает отверстие, сообщающее внутреннюю полость гидравлических уплотнительных элементов с затрубным пространством, во втором случае — крутящий момент, возникающий при нагнетании жидкости в гидравлические уплотнительные элементы с помощью насоса, установленного в бурильной колонне. Таким образом фонарь рассчитывают на прочность в обоих случаях путем определения допустимого усилия для прижатия его пружин к стенке скважины, которое обеспечивает удержание втулки или корпуса испытателя в неподвижном положении.

Приемные, запорные, уравнительные клапаны и другие устройства в поинтервальных испытателях пластов выполнены по-разному и работают либо от вертикального перемещения бурильной колонны, либо от вращения труб, а в отдельных случаях от комбинированного перемещения бурильного инструмента, т. е. чередования вертикального перемещения с поворотом труб. Особенностью работы клапанов в испытателях пластов, применяющихся для многократного испытания нескольких объектов за один спуск инструмента в скважину, является возвращение их после испытания каждого объекта и съема инструмента в первоначальное положение, которое они занимали перед установкой в скважине.

3. ОПРОБОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРИ ПОМОЩИ ОПРОБОВАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ, ЗАБРАСЫВАЕМЫХ В БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Многочисленные исследования и опыт испытания пластов показали, что с увеличением промежутка времени между вскрытием объекта и его испытанием труднее определить действительные характеристики призабойной зоны пласта. Влияние этого промежутка времени еще больше сказывается при опробовании пластов, когда отбирают

небольшие объемы пластовой жидкости в баллончики ограниченной емкости. В этих случаях из-за большого количества проникающего в пласт фильтрата бурового раствора часто не могут получить представительной пробы пластовой жидкости, и на поверхность поднимают буровой раствор или его фильтрат.

Особенностью опробования объектов при помощи опробователей пластов, забрасываемых в бурильные трубы, является возможность определения характеристик призабойной зоны непосредственно после вскрытия пласта без подъема бурильного инструмента на поверхность. Кроме того, с их помощью возможно непосредственное определение характера фильтрата, насыщающего пласт, а по составу его уточняются геофизические данные, коллекторские свойства пласта. Интерпретация кривых нарастания давления в баллоне опробователя облегчает первичную оценку гидродинамических параметров исследованного пласта или его отдельных участков. Для этого пакер опробователя устанавливают в колонну бурильных труб над долотом, и для отбора пробы пластовой жидкости применяется специальный съемный пробоотборник, который забрасывают внутрь бурильных труб.

В связи с тем, что количество отбираемой пробы определяется емкостью баллонов пробоотборника, изучение ограничивается выявлением предварительных данных о пласте, проходом в процессе бурения.

В опробователях предусмотрено использование как пакерующих элементов механического сжатия, так и гидравлических уплотнительных элементов.

Такие опробователи с гидравлическими уплотнительными элементами получили распространение в США, ФРГ и Канаде. В СССР разработкой опробователей пластов заняты институты ВНИИБТ и ВУФНИИГеофизика. Поскольку пробоотборник спускается в скважину через колонну бурильных или насосно-компрессорных труб, то бурение прерывается не надолго, т. е. на время собственно опробования и, следовательно, отпадает необходимость в дополнительном спуске и подъеме бурильного инструмента.

Пакерующий элемент расположен в жесткой части бурильной колонны, его диаметр на 1—1,5 мм меньше наружного диаметра переводника. Благодаря этому устраняется контакт пакера со стенками скважины при спуско-подъемных операциях и в процессе бурения.

Во время бурения размер пакерующего элемента 2 (рис. 17, а), расположенного непосредственно над долотом, не изменяется. Циркуляция промывочной жидкости (см. стрелки на рис. 17, а) происходит так же, как и при обычном роторном бурении. При опробовании вскрытого объекта пробоотборник 3 забрасывают в колонну бурильных труб. Под давлением, создаваемым буровым насосом, промывочная жидкость начинает поступать в полость гидравлического уплотнительного элемента, который расширяется и контактирует со стенками скважины (рис. 17, б). Гидравлический уплотнительный элемент пакера герметизирует ствол скважины намного большего диаметра, чем диаметр уплотнительного элемента. Благодаря этому форма

ствола и неровности стенки скважины не могут существенно влиять на качество герметизации вскрытого горизонта.

С увеличением давления внутри бурильных труб открывается клапан в пробоотборнике, где давление атмосферное. Через клапан

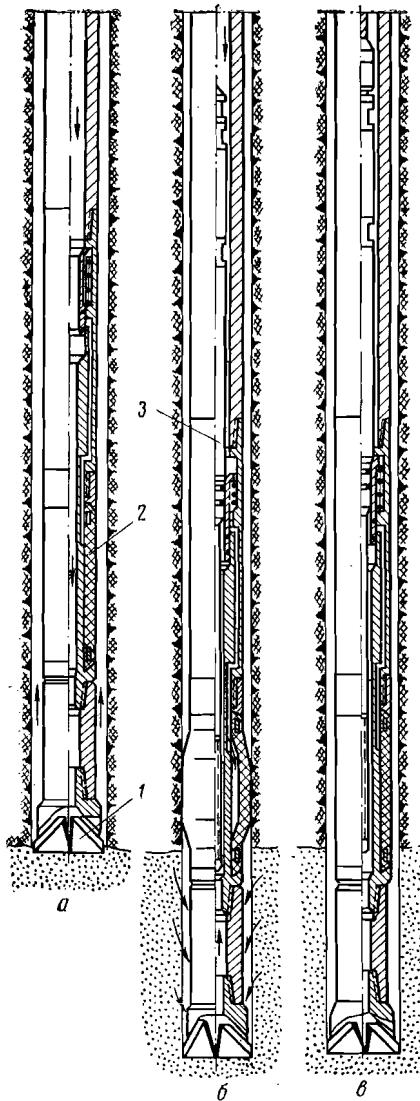


Рис. 17. Последовательность операций при опробовании пласта с помощью опробователя, забрасываемого в бурильные трубы.

а — бурение; б — отбор пробы; в — извлечение пробоотборника на поверхность. 1 — долото; 2 — гидравлический пакер; 3 — пробоотборник.

пласт и интервал ствола скважины, заключенный под пакером, сообщаются с баллонами пробоотборника и в них поступает пластовая жидкость. В таком положении опробователь находится в течение определенного промежутка времени, необходимого для заполнения баллонов пластовой жидкостью. Глубинный регистрирующий манометр, расположенный в фильтровой части пробоотборника (иногда манометр устанавливается и внутри пробоотборника), записывает кривую нарастания давления при заполнении баллонов. После этого снижают давление в бурильных трубах, клапан в пробоотборнике закрывается и отсекает пробу пластовой жидкости. Постепенно избыточное давление внутри бурильных труб снижают до нуля, и уплотнительный элемент пакера возвращается в первоначальное положение. Пробоотборник поднимают на поверхность.

Для извлечения пробоотборника спускают на тросе овершот (рис. 17, в) или поднимают его вместе с колонной бурильных труб, если в этом есть необходимость.

При опробовании пластов определяют пластовое давление и забойную температуру, характер насыщения пласта, водонефтегазовый контакт (уточняют границы продуктивной части пласта) и по кривым нарастания давления оценивают коллекторские свойства призабойной зоны.

Применяемые конструкции пробоотборников позволяют отбирать до 80—100 л пластовой жидкости, что обеспечивает получение достоверных данных при опробовании объекта, так как объем подпакерного пространства скважины, заполненной буровым раствором составляет 10—15 л, т. е. в 8—10 раз меньше, чем полезная емкость пробоотборника.

Как показал опыт применения описанных опробователей пластов, при помощи их получают данные, наиболее приближенные к естественным характеристикам опробуемого объекта. Небольшие затраты времени на проведение работ обеспечивают опробование даже небольших интервалов геологического разреза в скважине и более точное выявление водо-нефтяного или газо-жидкостного контактов. Поскольку опробования проводят по мере вскрытия интересующих исследователя интервалов в процессе бурения, то установка уплотнительных элементов в свежевскрытых пластах не требует тщательной подготовки ствола скважины. Обычно перед опробованием проводят только очистку забоя от шлама.

Специфические условия опробования пластов непосредственно после их вскрытия без подъема бурильного инструмента на поверхность предъявляют дополнительные требования к основным узлам применяемого оборудования по сравнению с применяемым при испытаниях.

Пакер опробователя пластов служит для разобщения опробуемого объекта от расположенного выше ствола скважины. В отличие от аналогичных уплотнительных элементов, применяемых в испытательных инструментах, пакер опробователя должен обладать большей прочностью и не должен мешать углублению скважины при требуемых режимах бурения. Поэтому прочность пакера должна быть равна прочности бурильной колонны. Кроме того, пакер должен предохранять от разрушения уплотнительный элемент не только при спуске инструмента, но и во время всего времени долбления, которое может длиться несколько часов. Следует также иметь в виду, что уплотнительный элемент должен обеспечивать несколько пакеровок ствола за один спуск бурильного инструмента в скважину. Для предохранения уплотнительного элемента от разрушения при спуске и бурении его наружный диаметр делают несколько меньше диаметра металлического корпуса пакера. В этом отношении гидравлические уплотнительные элементы имеют существенное преимущество перед элементами механического сжатия, для которых увеличение зазора между их наружной поверхностью и стенкой скважины очень ограничено.

В связи с тем, что опробованию подлежат отдельные интервалы по мере вскрытия пласта, в этих случаях пакер должен обеспечивать герметичную пакеровку при установке уплотнительного элемента против проницаемой части пласта. Опыт показал, что установка пакера в проницаемой части усложняет не только обеспечение герметичной пакеровки, но и съем пакера после опробования. Известны случаи прихвата бурильной колонны в проницаемом интервале геологического разреза вследствие перепада давления между скважиной

и окружающей породой. То же может произойти и при снятии пакера, когда на него действует перепад давления и уплотнительный элемент сильно прижат к стенке скважины.

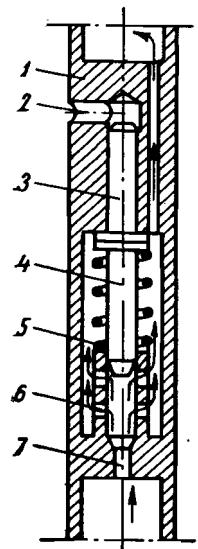
Наряду с описанными опробователями пластов, применяемыми при бурении скважин роторным способом, разработаны инструменты для опробования свежевскрытых пластов при турбинном бурении с отбором керна. В частности, создана конструкция опробователя пластов, применяемого при бурении с отбором керна турбодолотами типа КТД со съемной грунтоносской. Особенностью работы такого опробователя является возбуждение притока и отбор пробы пластовой жидкости или газа не через стенку скважины, а через ее забой.

Пробоотборник опробователя пластов, забрасываемого в бурильные трубы, служит для возбуждения притока жидкости (или газа) из пласта, отбора и доставки на поверхность пробы пластовой жидкости, а также записи нарастания давления по мере заполнения рабочих емкостей пробоотборника. Для увеличения объема отбираемой жидкости и облегчения сборки пробоотборники выполняются секционными.

Наряду с приемным и уравнительным клапанами в пробоотборнике предусмотрены специальные штуцеры для снижения начальной депрессии на пласт при открытии приемного клапана. Снижение начальной депрессии достигается также путем заполнения рабочих емкостей пробоотборника сжатым газом, например азотом. Для этих же целей в пробоотборниках отечественной конструкции применяется дроссель (рис. 18), состоящий из корпуса 1, верхнего 3 и нижнего 4 штоков, перфорированной втулки 6 и пружины 5. Через отверстие 2 дроссель сообщается с внутренней полостью бурильных труб, а через отверстие 7 — с подпакерным пространством скважины.

При установке пакера в скважине под действием избыточного давления в трубах верхний шток 3 перемещается вниз, сжимая пружину 5. Нижний шток 4 при этом занимает положение, соответствующее величине действующего перепада давления, и перекрывает часть отверстий в перфорированной втулке 6. В момент открытия приемного клапана перепад давления между внутренней полостью бурильных труб и подпакерным пространством резко возрастает, что приводит к еще большему сжатию пружины, перемещению штоков вниз и перекрытию части отверстий втулки. Тарированием пружины на определенные сжимающие усилия добиваются такого положения штока в перфорированной втулке, при котором начальный перепад давления путем автоматического регулирования скорости потока поддерживается в заданных пределах.

Рис. 18. Схема дросселя.



По мере заполнения пробоотборника пластовой жидкостью и выравнивания давления в трубах и в подпакерной зоне скважины штоки дросселя под действием пружины перемещаются вверх и открывают отверстия втулки. При выравнивании давления перед съемом пакера штоки дросселя занимают первоначальное положение и полностью открывают отверстия во втулке. Работа дросселя становится более четкой, если конструкция его позволяет открыть отверстие 2 не в бурильные трубы, а в затрубное пространство скважины, расположенное над пакером. В этом случае дроссель будет реагировать на изменение перепада давления между надпакерной и подпакерной зонами скважины и обеспечивать работу уплотнительного элемента пакера в пределах его допустимых перепадов давления.

Регистрирующие глубинные манометры опробователей пластов, забрасываемых в бурильные трубы, имеют значительные отличия от манометров, применяемых в испытателях пластов. (Для контроля работы клапанов опробователя могут быть использованы обычные манометры, применяемые в испытателях пластов.) Опыт опробования пластов с отбором ограниченного объема пластовой жидкости показал, что при возбуждении притока жидкости или газа из проницаемого пласта рабочие емкости пробоотборника заполняются за очень короткий промежуток времени. Записываемые при этом диаграммы нарастания давления трудно интерпретировать, так как запись получается в очень мелком масштабе. Для увеличения масштаба записи при опробовании пластов разработаны специальные регистрирующие манометры с ускоренным вращением каретки и бланка. Они снабжены устройствами, которые включают привод вращения только при достижении пробоотборником забоя и создании избыточного давления в бурильных трубах. При сборке оборудования на поверхности и его спуске манометр не работает, запись изменения давления происходит только в период притока пластовой жидкости.

4. ОПРОБОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРИ ПОМОЩИ ОПРОБОВАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ, СПУСКАЕМЫХ В СКВАЖИНУ НА КАБЕЛЕ-ТРОСЕ

Для получения данных о пласте или незначительном его участке используют опробователи, спускаемые в скважину на кабеле-тросе. Особенностью такого опробования пластов является изоляция небольшого участка ствола скважины и возбуждение притока жидкости (или газа) по существу из одной точки ствола. При этом значительные затраты времени и средств позволяют проводить опробование большого числа интервалов и ускоряют изучение геологического разреза скважины.

Впервые опробователи пластов, спускаемые в скважину на кабеле, были предложены в грозненском нефтяном районе в 1939 г., однако основные работы по созданию этих инструментов были проведены в послевоенный период. В 1954—1964 гг. велась разработка опробователей в ГрозНИИ [19] и параллельно в 1957—1965 гг. — в ВУФНИИГеофизике. Начиная с 1959 г., научно-исследовательские и

опытно-конструкторские работы по созданию опробователей проводятся в ВУФНИИГеофизике, где разработан каротажный опробователь пластов, серийно выпускаемый отечественной промышленностью [16].

Первые образцы опробователей пластов за рубежом были созданы и применены фирмой Шлюмберже в 1955 г. [16].

При опробовании объектов опробователь пластов спускают на каротажном кабеле практически на любую глубину, которую допускает прочность кабеля. Отбор пробы контролируется на поверхности электрическими приборами, помешанными в измерительной камере. Давление при спуске и притоке фиксируется регистрирующим манометром, устанавливаемым внутри опробователя.

Благодаря гибкой связи с опробователем возможен отбор пробы пластовой жидкости из вскрытого объекта с минимальной затратой времени либо между двумя долблениями в процессе проводки разведочной скважины, либо перед спуском обсадной колонны после окончания бурения. Опробователи применяют также после спуска и перфорации обсадной колонны.

Принцип работы каротажного опробователя заключается в том, что после его спуска на заданную глубину (рис. 19, а) под действием электрического импульса, подаваемого с поверхности, открывается клапан, через отверстие которого промывочная жидкость поступает в резервуар над верхним дифференциальным поршнем и давит на него снизу. Под этим давлением поршень перемещается вверх, нагнетая жидкость в цилиндры упорного башмака, который движется в радиальном направлении до соприкосновения со стенками скважины (рис. 19, б). Благодаря этому уплотнительная подушка с большим усилием прижимается к стенке скважины и изолирует небольшой участок испытываемого пласта от ствола.

После этого взрывают кумулятивный заряд, в результате образуется канал, и пластовая жидкость поступает через него в нижний резервуар опробователя (рис. 19, в). Иногда нижний резервуар опробователя разделяют перегородкой на две камеры, сообщающиеся между собой через отверстие штуцера. Верхнюю камеру заполняют водой (создают водяную подушку). Для устранения перемешивания пробы пластовой жидкости с водой в верхней камере устанавливают поршень. Водяная подушка и штуцер способствуют уменьшению гидравлического удара, возникающего в первый момент притока жидкости. Применение водяной подушки и штуцера необходимо в основном при опробовании горизонтов с высокими пластовыми давлениями. При низкой проницаемости пласта применение водяной подушки и штуцера необязательно.

В процессе заполнения резервуара регистрирующий манометр записывает кривую нарастания давления внутри опробователя.

Когда разделяющий поршень опустится до упора и вся верхняя зона заполнится пластовой жидкостью, верхний клапан открывается и сразу же закрывается клапан, отсекающий пробу внутри опробователя. После этого выравнивается давление между изолированным

участком пласта и скважиной. Снижается давление внутри прижимной системы и под действием пружин упорный башмак возвращается в транспортное положение (рис. 19, г). Если при этом уплотнительная подушка остается сильно прижатой к стенке скважины, то ее освобож-

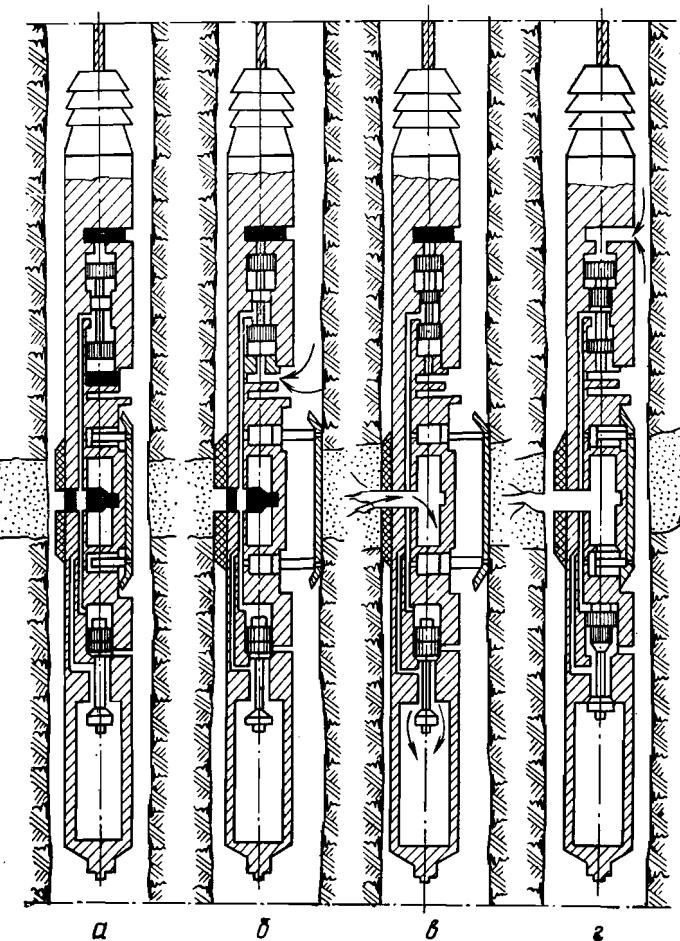


Рис. 19. Последовательность операций при опробовании пластов опробователем, спускаемым в скважину на кабеле.
а — спуск в скважину; б — установка против опробуемого пласта; в — перфорация и отбор пробы пластовой жидкости; г — подъем на поверхность.

дают при помощи взрыва кумулятивного заряда, специально помещаемого в инструменте. После этого опробователь можно поднимать на поверхность.

Рассмотренный опробователь с одним зарядом для простреливания канала, спускаемый в скважину на кабеле-канате, применяется

в основном в мягких или слабосцементированных породах. Для крепких пород, а также для исследований в колонне обсадных труб был разработан инструмент, в котором предусмотрен пристрел двух каналов для возможности регистрации начального давления при закрытом периоде испытания. Опробователь с двумя каналами обладает тем преимуществом, что при нарушении герметичности и прорыва промывочной жидкости он автоматически закрывается.

Опыт применения каротажных опробователей показал, что при помощи их можно решить следующие задачи: установить возможность получения притока жидкости и газа из пласта; определить характер насыщенности пласта; определить пластовое давление и забойную температуру; провести гидродинамические исследования пласта с целью изучения его проницаемости; оценить продуктивность пласта и соотношение нефть : газ (газовый фактор); установить положение водо-нефтяного и газо-жидкостного контактов.

Из всех перечисленных показателей наибольшее значение для определения дальнейшей судьбы бурившейся скважины приобретают выявление возможности получения притока из опробуемого пласта, установление характера его насыщенности и продуктивности. Следует также иметь в виду, что опробование объектов при помощи опробователей пластов, спускаемых на кабеле, в основном предназначается для оперативной оценки отдельных интервалов в разведочных скважинах. При этом ставятся поисковые задачи, в частности, выяснение целесообразности применения других, более трудоемких методов испытания и исследования пластов.

Объекты для опробования с помощью каротажных опробователей выбирают по данным геофизических исследований. В хорошо изученных разрезах их можно выбирать только по кривой каротажа.

Качество проведения работ в значительной степени зависит от состояния ствола скважины, поэтому перед спуском опробователя необходимо снять кавернограмму, по которой определяют интервалы установки инструмента.

В связи с тем, что опробование пласта проводят через незначительные интервалы, для получения объективной его характеристики опробование проводят не менее чем в трех точках. При такой технологии работ исключаются ошибки в оценке пластов, имеющих неоднородное строение.

5. КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

При испытании и опробовании пластов в бурящихся скважинах геофизические исследования проводят, как правило, до спуска испытательного инструмента или, если возникает необходимость в повторных замерах, после извлечения бурильной колонны с испытателем пластов на поверхность.

Для получения значительно большей информации о геологическом разрезе и параметрах продуктивных горизонтов во ВНИИБТ разра-

ботан метод комплексного исследования пластов в процессе бурения скважин. Эту работу институт ведет совместно с ВУФНИИГеофизикой, ВНИИГНИ, ВНИИКанефтегазом. При комплексном исследовании выполняют отбор керна, геофизические исследования и опробование продуктивного горизонта или небольшого его участка без извлечения бурильного инструмента на поверхность. Указанные операции могут проводиться в любой последовательности. Информация о проходимых пластах, получаемая непосредственно после их вскрытия, позволяет не только качественно оценить исследуемый участок пласта, но и получить данные о физических его параметрах, т. е. сделать количественную оценку. Следует отметить, что исследования в скважине проводятся непосредственно после вскрытия пласта, и полученные данные будут наиболее близко соответствовать естественным характеристикам пород призабойной зоны, в которую еще не проник фильтрат бурового раствора.

Бурение с отбором керна проводят роторным способом с установкой в бурильной колонне гидравлического пакера. Перед углублением в бурильные трубы забрасывают съемную грунтоноску, которая центрируется в шпинделе гидравлического пакера и не связана с его клапанной системой. По окончании долбления грунтоноску извлекают на поверхность и по результатам исследования керна намечают либо дальнейшее углubление забоя, либо проведение геофизических замеров. В том случае, когда данные исследования керна показывают наличие коллектора, может быть проведено опробование вскрытого интервала пласта. При геофизических замерах колонну бурильных труб 1 (рис. 20) приподнимают над забоем и спускают в нее на кабеле 2 геофизическую аппаратуру 4, которая через отверстие в бурильной головке 3 проходит на забой.

Опробование пласта проводят при помощи пробоотборника, спускаемого в бурильные трубы на кабеле. После достижения гидравлического пакера пробоотборник перекрывает его центральное отверстие и открывает клапан, через который внутренняя полость бурильных

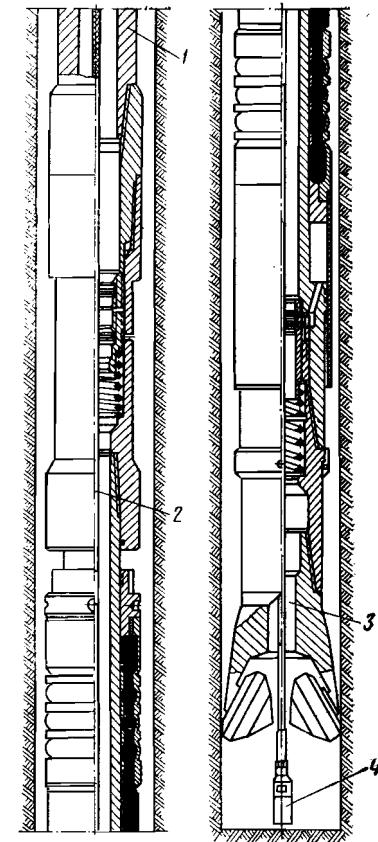


Рис. 20. Проведение геофизических замеров при комплексном исследовании пластов.

труб сообщается с гидравлическим уплотнительным элементом пакера. При увеличении давления в трубах уплотнительный элемент деформируется и плотно прилегает к стенке скважины, изолируя опробуемый участок пласта от расположенного выше ствола скважины. Повышением давления в трубах достигается открытие приемного клапана в пробоотборнике, внутри которого сохранилось атмосферное давление. В результате возникает приток из пласта. В процессе притока специальные датчики фиксируют изменение давления и передают по кабелю сигналы на поверхность, где записываются кривые восстановления давления и кривые притока. Через определенное время пробоотборник поднимают на поверхность.

Электрический канал связи с забойным инструментом обеспечивает получение данных о пласте, достаточных для определения его физических параметров (проницаемость, продуктивность, скинг-эффект и др.). Процесс комплексного исследования пластов по затратам времени приравнивается к опробованию при помощи опробователей, забрасываемых внутрь бурильных труб, а по результатам приближается к испытанию объектов при помощи испытателей, спускаемых в скважину на трубах. В этом заключается его основное преимущество по сравнению с применяемыми способами испытаний и опробований пластов. В тех случаях, когда требуется определить только характер насыщенности вскрытого участка пласта без детальных записей процесса притока, можно применять пробоотборник от опробователя пластов, забрасываемого в бурильные трубы, без электрического канала связи с поверхностью.

В отличие от наземного и забойного оборудования, применяемого при испытании или опробовании пластов инструментами, спускаемыми в скважину на трубах или на кабеле, в аналогичном оборудовании при комплексном исследовании пласта предусматривается два канала связи с забойным инструментом — гидравлический и электрический. Гидравлическая связь позволяет управлять работой пакера и клапанной системы пробоотборника, а по электрическому каналу поступает информация о притоке жидкости или газа из пласта в пробоотборник.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ И ОПРОБОВАНИЯ ПЛАСТОВ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ

В связи с увеличившимся объемом разведочного бурения и необходимостью исследования скважин в процессе разведки к разработке техники и технологии испытания и опробования пластов было привлечено внимание большого круга инженерно-технических и научных

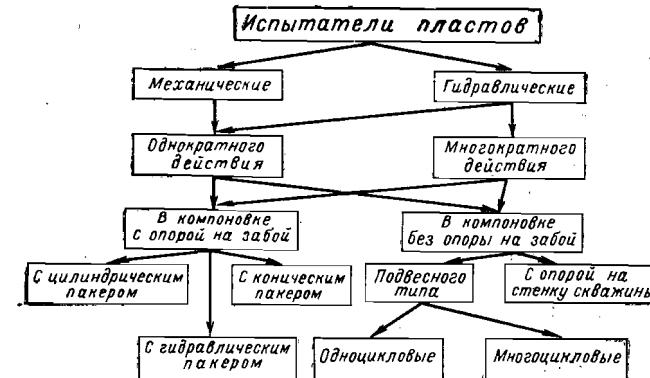


Рис. 21. Классификация испытателей пластов.¹

работников у нас в стране и за рубежом. В результате было создано множество сложных, дорогостоящих и не всегда оправдывающих себя конструкций. Однако опыт показал, что нет необходимости в большой гамме испытателей и опробователей пластов и можно ограничиться наиболее надежными и простыми из них.

На рис. 21 приведена классификация испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах. К механическим испытателям пластов

¹ По принятой в практике терминологии многократные испытатели (или испытатели многократного действия) называют многоцикловыми и наоборот.

отнесены испытательные инструменты, управление клапанами в которых осуществляется вертикальным перемещением или вращением колонны труб (т. е. от механического привода), а также путем забрасывания груза, разрушением металлической диафрагмы или срезом шпилек, удерживающих шток клапана.

Особенностью гидравлических испытателей пластов, наличие в компоновке приемного клапана гидравлических тормозных камер (реле времени) или гидравлических неуравновешенных поршней, обеспечивающих паузу между запаковкой и открытием приемного клапана испытателя. Гидравлическая камера может быть установлена и в других узлах испытательного инструмента. Различают однократные гидравлические испытатели пластов, когда за время пребывания на забое обеспечивается один открытый и один закрытый период испытаний, и многократные, когда обеспечиваются несколько открытых и закрытых периодов испытаний. Увеличение числа периодов испытаний позволяет записать несколько кривых притока и восстановления давления, что повышает достоверность результатов испытания.

Испытатели пластов как однократные, так и многократные применяются или в компоновке с опорой на забой, когда имеется специальный хвостовик с опорным башмаком, с помощью которого инструмент опирается на забой, или в компоновке без опоры на забой, когда в компоновку вводят специальную опору, с помощью которой инструмент опирается на стенку скважины, или используют гидравлические пакерующие элементы, не требующие силовых опор (испытатель пластов подвесного типа).

Испытатели пластов с опорой на забой применяются с коническими и цилиндрическими пакерующими элементами механического сжатия, а также с гидравлическими пакерующими элементами. Испытатели пластов подвесного типа могут быть одноцикловыми, когда за один рейс в скважину испытывают только один объект, и многоцикловыми — за каждый рейс в скважину испытывают до шести объектов.

Следует иметь в виду, что в данной классификации не учтены некоторые непринципиальные особенности испытательного инструмента, например, испытатели пластов с опорой и без опоры на забой могут применяться как с одним, так и с двумя пакерами (для поинтервального испытания пластов), а также могут использоваться в компоновке испытателей сдвоенные пакеры и т. д.

Опробователи пластов применяются в отечественной и зарубежной промышленности двух основных типов: сбрасываемые внутрь бурильных труб и спускаемые в скважину на кабеле. Последние подразделяются на каротажные с использованием кумулятивных зарядов для образования каналов в стенке скважины и открытия клапанов и с электромагнитными и гидравлическими клапанами. Ниже рассматриваются конструкции и особенности применения наиболее распространенных в настоящее время испытательных инструментов, а также приведены краткие данные об испытаниях и опробователях, находящихся в стадии промышленного освоения.

1. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ С ОПОРОЙ НА ЗАБОЙ, СПУСКАЕМЫЕ В СКВАЖИНУ НА ТРУБАХ

Первые отечественные конструкции испытателей пластов (ИП), разработанные ГрозНИИ, были механические [58]. Принятая компоновка испытательного инструмента ИП в принципе сохранена и в современных испытателях пластов. Эта компоновка включает опорный хвостовик с фильтром 1 (рисунок 22, а), пакер 2, уравнительный клапан 3, приемный тарельчатый клапан 4 и запорный клапан 5. После спуска инструмента на забой создают осевую нагрузку на пакер, под воздействием которой пакерующий элемент деформируется до соприкосновения со стенкой скважины. При увеличении этой нагрузки пружина 6 (рис. 22, б) сжимается и открывается тарельчатый клапан. Жидкость заполняет камеру между тарельчатым и запорным клапанами. При дальнейшем открытии запорного клапана от удара груза 7 по торцу штока этого клапана жидкость поступает в трубу. Перед подъемом инструмента на поверхность закрывается тарельчатый клапан, а затем происходит снятие пакера и возвращение его в транспортное положение (рисунок 22, в).

Механические испытатели пластов применяли в основном с 1944 по 1958 г. В связи с ростом глубин разведочных скважин и

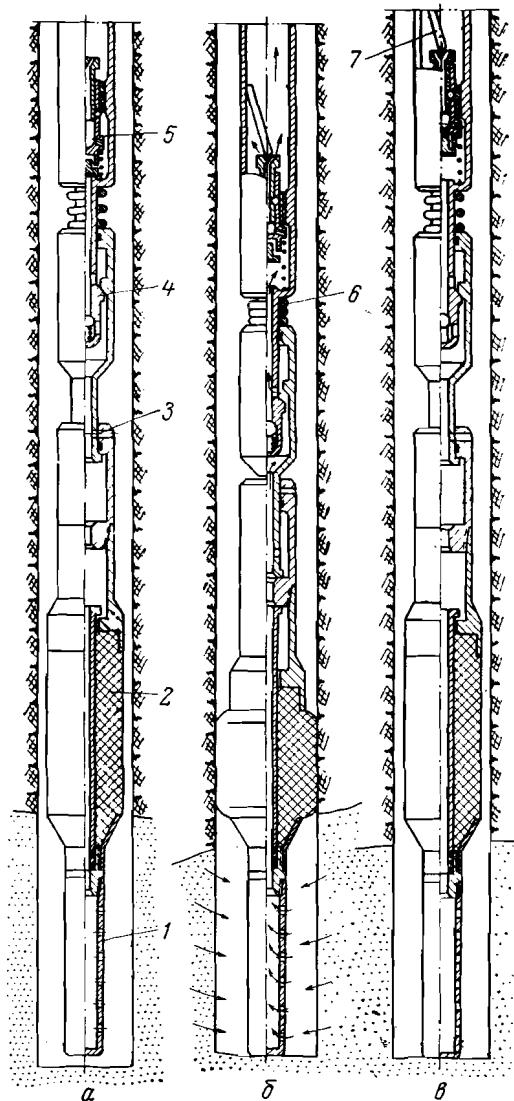


Рис. 22. Последовательность операций при испытании пластов испытателем ИП.
а — спуск в скважину; б — положение испытателя при заполнении пластовой жидкостью; в — перед подъемом из скважины.

применением бурильных труб меньшего диаметра участились неудачные рейсы в необсаженных скважинах. Анализ применения механических испытателей пластов в необсаженных скважинах показал, что основной причиной неудач была негерметичная пакеровка ствола скважины. Кроме того, в бурильных трубах малого диаметра не всегда открывался запорный клапан, особенно при бурении на утяжеленных растворах, когда в зоне над запорным клапаном образовывался осадок гематита, препятствовавший прохождению груза к клапану. С применением шпилечного запорного клапана надежность работы клапанной системы испытателей пластов несколько повысилась, однако вследствие резких торможений, возникавших при спуске инструмента, происходило преждевременное открытие запорного клапана, а усиление срезающих шпилек приводило к затруднениям при открытии клапана в процессе испытаний.

В связи с этим в ГрозНИИ был разработан гидравлический испытатель пластов типа ИПГ, в конструкцию которого была введена специальная камера, заполненная густым маслом, обеспечивающая необходимую выдержку между процессом запакеровки и открытием приемного клапана).

Гидравлические испытатели пластов ИПГ конструкции ГрозНИИ

Испытатели данной конструкции применяются в промышленности с 1958 г. [45]. Гидравлический испытатель пластов (рис. 23) состоит из башмака 1, фильтра 2, хвостовика 3, безопасного замка 4, пакера 5, безопасного замка 6, ясса 7, гидравлического испытателя 8, циркуляционного клапана 9. Испытатель спускают в скважину на бурильных трубах 10.

Наибольший интерес представляет гидравлический испытатель пластов, в котором смонтирован уравнительный клапан, приемный клапан и реле времени (рис. 24). При спуске испытателя в скважину шток приемного клапана 1 (рис. 24, а), на конце которого установленна уплотнительная головка уравнительного клапана 2, находится в крайнем верхнем положении. Через отверстие 3 уравнительного клапана жидкость перетекает из скважины под пакером, через внутренние каналы пакера и центральное отверстие 4 испытателя пластов снова в скважину. Через эти же каналы пласт сообщается со стволов скважины, расположенным над пакером, вследствие чего давление в указанных зонах после окончания отбора пробы пластовой жидкости выравнивается. Когда испытатель достигнет забоя под действием веса труб, осуществляется запакеровка. Шток 1 перемещается вниз и перекрывает центральное отверстие уравнительного клапана. При дальнейшем перемещении штока открывается отверстие 5 приемного клапана, и пластовая жидкость через отверстие 6 и центральное отверстие 7 штока поступает в трубы.

Последовательность и необходимая продолжительность операций обеспечиваются специальным гидравлическим реле времени, состоя-

щим из цилиндра, разделенного поршнем 10, с гидравлическими каналами 11 на верхнюю зону 8 и нижнюю зону 9. При движении штока вниз жидкость, заполняющая внутреннюю полость гидравлического реле, перетекает из нижней зоны в верхнюю по гидравлическим каналам в поршне, при этом создается гидравлическое сопротивление, под действием которого устанавливается определенная скорость перемещения штока вниз. Таким

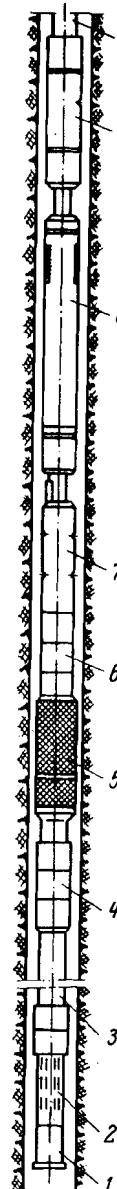


Рис. 23. Компоновка испытателя пластов ИПГ.

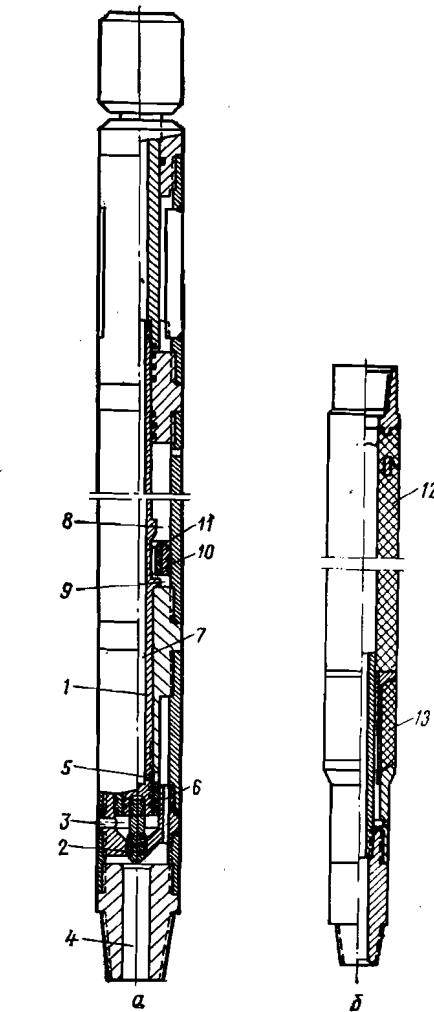


Рис. 24. Узлы испытателя пластов ИПГ.
а — гидравлический испытатель пластов; б — уплотнительный элемент.

образом, достигается необходимая выдержка между процессом за-паковки, закрытием уравнительного и открытием приемного клапанов. Регулирование выдержки между операциями достигается применением жидкостей различной вязкости (авиационные масла).

При проектировании гидравлических испытателей пластов добивались открытия приемного клапана через 2,5—3 мин после передачи сжимающей нагрузки на пакер. Первые промышленные испытания показали, что даже при забойных температурах 135—140 °С приемный клапан открывался через 8—10 мин. Было установлено также, что при сжимающих нагрузках на пакер 8—10 тс достаточна задержка в открытии приемного клапана всего на 1—1,5 мин, а при нагрузке 20 тс — 0,5 мин [45].

При снятии пакера после стояния на притоке в поршне гидравлического реле открываются каналы большого сечения для перетока жидкости из верхней зоны в нижнюю. Шток перемещается вверх, отверстия приемного клапана закрываются и открываются уравнительный клапан, через который жидкость из пласта может поступать в скважину над пакером. Это приводит к выравниванию давления между пластом и стволом скважины, что облегчает снятие пакера и извлечение испытателя пластов на поверхность.

К особенностям рассматриваемого испытателя пластов относится также применение пакеров с дополнительной резиновой опорой 13, расположенной под основным резиновым элементом 12 (рис. 24, б). Резиновые элементы были изготовлены из нитрильной резины твердостью 85—88, а впоследствии 80 единиц по Шору. Дополнительная опора из резины повышенной твердости предотвращает затекание эластичного элемента в зазор между стенкой скважины и корпусом испытателя пластов.

Были разработаны конструкции и изготовлены гидравлические испытатели пластов ИПГ-75, ИПГ-110, ИПГ-146. Наиболее широкое применение получили испытатели ИПГ-146 (диаметром 146 мм), при помощи которых в южных районах проводились испытания пластов в необсаженных скважинах на глубинах до 3600 м.

Комплект испытательных инструментов КИИ ГрозУФНИИ

Наряду с гидравлическими испытателями пластов конструкции ГрозНИИ, применявшимися в основном в южных районах страны, в восточных нефтяных районах применяли гидравлические испытатели конструкции УфНИИ. На базе гидравлических испытателей пластов конструкций ГрозНИИ и УфНИИ был разработан комплект испытательных инструментов КИИ ГрозУФНИИ, который позволяет проводить углубленные исследования пластов [43].

На рис. 25 изображена схема компоновки КИИ ГрозУФНИИ. Компоновка состоит из опоры-хвостовика 1, закрытого специальной заглушкой (башмаком), фильтра 3, в котором размещены два регистрирующих манометра 2, пакера 4, ясса 5, служащего для облегчения сня-

тия пакера, гидравлического испытателя пластов 6 (первая сборка), переводника 8 для установки регистрирующего манометра 7, бурильных труб 9, устанавливаемых между двумя испытателями пластов и служащих для создания воздушной камеры при снятии начальной кривой восстановления давления; гидравлического испытателя пластов 10 (вторая сборка), запорного клапана 11, циркуляционного клапана 12, переводника 14 для установки глубинной контрольно-измерительной аппаратуры (регистрирующего манометра 13). Испытатель пластов КИИ ГрозУФНИИ спускается в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах 15.

ИПГ первой сборки отличается от ИПГ второй сборки тем, что в последней отверстия уравнительного клапана заглушены.

В процессе спуска в скважину жидкость обтекает корпус испытателя снаружи, а часть потока проходит через внутренние каналы фильтрата, шток пакера, ясс и отверстия уравнительного клапана. Это приводит к уменьшению гидравлических сопротивлений при движении инструмента вниз и облегчает его проходимость в скважине.

При достижении забоя создают сжимающую нагрузку на пакер (весом бурильных труб), что приводит к деформации уплотнительного элемента и прижатию его к стенке скважины. Зона испытываемого пласта изолируется от расположенного выше ствола скважины. В это же время шток запорного клапана перемещается вниз, и начинают сжиматься обе сборки гидравлического испытателя пластов. Через 1—5 мин срабатывает реле времени первой сборки ИПГ, его уравнительный клапан закрывается и после этого открывается приемный клапан, обеспечивающий проход жидкости из пласта в трубы, расположенные между двумя гидравлическими испытателями пластов. Регистрирующие манометры, установленные в фильтре, отмечают резкое снижение давления.

По истечении определенного времени срабатывает реле второй сборки ИПГ, и пластовая жидкость поступает внутрь бурильных труб. Манометры, установленные в фильтре и между двумя ИПГ, регистрируют снижение давления, а затем записывают кривую притока, которую также фиксирует манометр, установленный над второй сборкой ИПГ.

Время стояния на притоке практически может изменяться в значительных пределах: от 20 мин до нескольких часов в зависимости

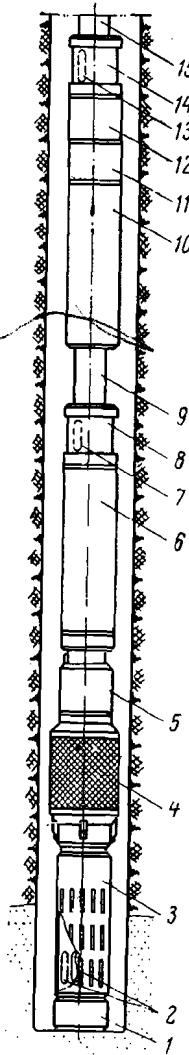


Рис. 25. Схема компоновки КИИ ГрозУФНИИ.

от интенсивности притока жидкости из пласта и состояния ствола скважины. По истечении указанного времени снижают сжимающую нагрузку и путем вращения бурильных труб (на 15—20 оборотов) закрывают запорный поворотный клапан. Доступ пластовой жидкости в трубы прекращается, что приводит к возрастанию давления под пакером, и регистрирующие манометры, установленные в фильтре и между двумя ИПГ, записывают конечную кривую восстановления давления. Для записи этой кривой инструмент выдерживают на забое в течение определенного времени, составляющего около половины времени стояния на притоке, но не менее 30 мин. После этой выдержки создают растягивающее усилие на трубы, чем обеспечивается перемещение штоков реле времени обеих сборок ИПГ вверх, закрытие приемных клапанов в них и открытие уравнительного клапана в ИПГ первой сборки. Пласт сообщается с затрубным пространством скважины над пакером, и манометры в фильтре регистрируют восстановление давления до гидростатического. Уравнивание давления облегчает снятие пакера и извлечение инструмента на поверхность.

Если инструмент не освобождается, трубы расхаживают. При расхаживании с помощью ясса обеспечивается создание ударной нагрузки на прихваченную часть инструмента, что ускоряет его освобождение. Если инструмент все-таки не освобождается, колонну проворачивают при одновременной натяжке инструмента, либо применяют другие методы освобождения инструмента.

При подъеме на поверхность регистрирующий манометр в фильтре фиксирует снижение гидростатического давления до атмосферного. В процессе подъема из труб берут пробы пластовой жидкости. Конструкция циркуляционного клапана позволяет осуществлять прямую или обратную промывку с целью подъема на поверхность пластовой жидкости через бурильные трубы или через затрубное пространство. Открытие циркуляционного клапана достигается повышением давления внутри бурильных труб до величины, превышающей давление в затрубном пространстве.

По установленным в инструменте манометрам, кроме регистрации давления, можно проводить определение четкости работы клапанов, а самый верхний манометр необходим также для контроля герметичности бурильных труб.

В последнее время на смену рассмотренной компоновке внедряется компоновка без испытателя пластов (вторая сборка), в которой используется многопозиционный запорно-поворотный клапан.

Разработаны следующие конструкции комплектов описанных испытательных инструментов: КИИ-146 (предназначается для испытания пластов в необсаженных скважинах диаметром от 190 до 295 мм); КИИ-95 (для скважин диаметром от 118 до 161 мм) и КИИ-65 (для скважин диаметром от 75 до 112 мм).

Наиболее широкое применение получили испытатели КИИ-146. Ниже рассматривается конструкция основных узлов указанного комплекта испытательных инструментов.

Фильтр (рис. 26, а) предназначен для ограничения количества и размера твердых частиц, поступающих вместе с пластовой жидкостью внутрь испытателя пластов, и состоит из двух секций 1, в стенках которых выполнены специальные щели 2. Нижняя секция заканчивается башмаком 3, служащим для опоры на забой. Для установки регистрирующего манометра в верхней секции фильтра смонтирован карман 4, опирающийся на специальную стойку 5. Манометр извлекают сверху через отверстие переводника 6 или снизу после вывинчивания стойки из нижнего переводника. В связи с большими сжимающими нагрузками, которые должен выдерживать фильтр, секции изготавливают из труб с толщиной стенки 20 мм. Общая длина фильтра в сборке 3,5—4 м.

При испытаниях в осложненных условиях, когда возникает опасность прихвата, между нижней секцией фильтра и башмаком

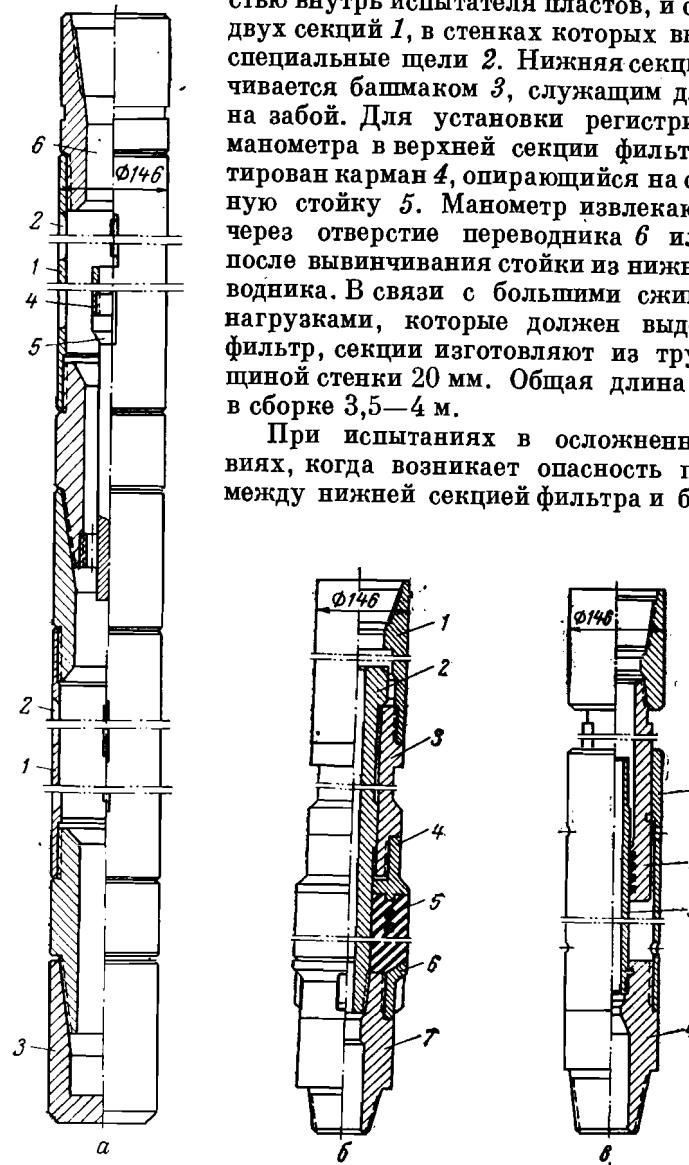


Рис. 26. Узлы КИИ ГрозУФНИИ.
а — фильтр; б — пакер; в — ясс.

устанавливают переводники с левыми коническими резьбами, которые позволяют отвинтить инструмент от прихваченной части башмака и извлечь его на поверхность.

При испытании объекта, расположенного на значительном расстоянии от забоя, над и под фильтром устанавливают хвостовик из обычных бурильных труб, в котором можно расположить второй регистрирующий манометр.

Пакер (рис. 26, б) состоит из металлического корпуса и резинового уплотнительного элемента. При запаковке сжимающая нагрузка от веса труб через переводники 1 и 3 передается на головку 4 резинового элемента 5. Под действием этого усилия резиновый элемент начинает увеличиваться в диаметре и сокращаться в длине, что приводит к перемещению названных деталей по полому штоку 2. Резиновый элемент имеет нижнюю металлическую опору 6, соединенную с нижним переводником 7 при помощи цилиндрической резьбы.

Полый шток имеет шпоночные соединения с корпусными деталями, при помощи которых передается вращение хвостовику и фильтру. Для герметизации резьбовых соединений применяется мягкое пеньковое уплотнение.

Характеристика цилиндрических пакеров испытателей пластов КИИ-146 приведена в табл. 9.

Т а б л и ц а 9

Условное обозначение	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Диаметр, мм		Сжимающая нагрузка на резиновый элемент, тс	Допустимая растягивающая нагрузка, тс
				резинового элемента	скважины		
ПЦ146	146	2300	173—195	170	190	До 18	50
				180	190—214	» 18	
				195	214	» 18	
				220	243	» 20	
ПЦ166	166	2340	285—310	245	269	До 22	75
				270	298	» 25	

Ясс. Входящий в компоновку КИИ ясс-146 является механическим. Когда шток 2 (рис. 26, в), скользя по втулке 3, перемещается вверх, приток жидкости из скважины в камеру под штоком происходит через нижнее отверстие, что замедляет движение последнего вверх. Как только шток достигнет верхнего отверстия, приток жидкости в камеру резко возрастает, что приводит к быстрому перемещению штока вверх и нанесению удара по корпусу 1. Этот удар от корпуса через переводник 4 передается на расположенный внизу прихваченный инструмент и способствует его освобождению. Ход штока при расхаживании принят равным 600 мм. Его уплотнения рассчитаны на давление 250 кгс/см².

В процессе эксплуатации его подвергают опрессовке на это давление для проверки герметичности резьбовых соединений. Одновременно проверяют износ внутренней трубы, на поверхности которой в процессе эксплуатации образуются царапины (осевые каналы);

последние могут быть причиной разрушения уплотнительных колец в штоке ясса.

Некоторые данные ясса-146 приведены ниже.

Наружный диаметр, мм	146
Длина, мм:	
в растянутом состоянии	2135
в скатом состоянии	1535
Масса, кг	150

Испытатель пластов ИПГ-146 (первая сборка) приведен на рис. 27. Основные части его: приемный клапан, уравнительный клапан и гидравлическое реле времени.

При спуске и подъеме инструмента ИПГ-146 находится в растянутом положении. Штанга 3 и шток 4 находятся в крайнем верхнем положении, отверстия 9 впускного клапана закрыты, что препятствует доступу жидкости внутрь бурильных труб. Сальник 7 находится над отверстиями 10 уравнительного клапана и через них жидкость перетекает в скважину, улучшая проходимость инструмента.

После достижения забоя под действием веса бурильных труб штанга 3 и шток 4 перемещаются вниз. Отверстия уравнительного клапана закрываются, а отверстия приемного клапана открывают гильзу 8, и жидкость через центральное отверстие штока и штанги поступает в бурильные трубы. Для регулирования депрессии на пласт и скорости потока в гидравлических каналах испытателя пластов в верхней части штанги устанавливают специальный съемный штуцер 2, который закрепляется головкой 1.

Своевременность закрытия уравнительного клапана и открытия отверстий приемного клапана обеспечивается гидравлическим реле времени, состоящим из цилиндрической камеры, заполненной маслом МС-20, и поршня 6, перемещающегося в камере вместе со штоком 4. При движении вниз поршень плотно прижимается к верхнему упорному торцу штока, и масло из нижней зоны 11 перетекает в верхнюю зону 12 через капиллярные каналы 5, выполненные в поршне в виде цилиндрической резьбы.

Размеры каналов подбирают так, чтобы обеспечить необходимую скорость движения поршня и соответствующую выдержку между операциями по запаковке и открытию приемного клапана. Длину

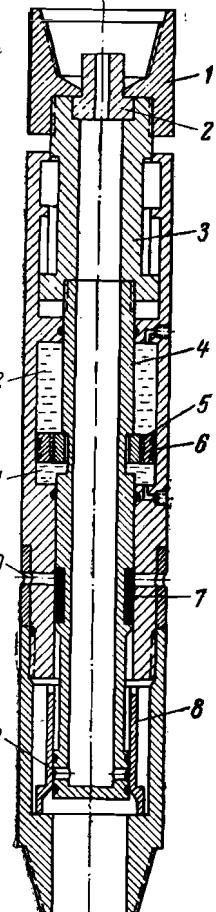


Рис. 27. Гидравлический испытатель пластов ИПГ-146.

каналов регулируют путем ввинчивания одной части поршня в другую.

При движении штока вверх вначале закрывается приемный клапан, а затем открываются отверстия уравнительного клапана. Эти операции происходят значительно быстрее, чем при перемещении штока вниз, так как при движении вверх поршень отходит от верхнего торца штока, и масло из верхней зоны 12 свободно перетекает в нижнюю зону 11 через кольцевой зазор между штоком и поршнем, что обеспечивает беспрепятственное перемещение штока вверх. В существующих конструкциях ход поршня-реле времени принимается равным 200 мм.

Так как вязкость масла, заполняющего внутреннюю полость реле времени, зависит от температуры, на заводе-изготовителе опытным путем устанавливают число витков цилиндрической резьбы, на которое необходимо повернуть внешнюю деталь поршня, чтобы обеспечить требуемое гидравлическое сопротивление движению штока и необходимое время выдержки между запиранием и открытием приемного клапана испытателя пластов. Поршни реле изготавливают с 24 витками цилиндрической резьбы.

Масло для реле времени требуется повышенной чистоты, так как даже при самом незначительном содержании твердых частиц и их попадании в капиллярные каналы поршня реле нарушается нормальная работа ИПГ. Поэтому при сборке реле времени масло подвергается очистке.

Растягивающая нагрузка, действующая на шток испытателя пластов и равная гидростатическому давлению в скважине, умноженному на разность площадей поперечного сечения нижней и верхней частей штока в местах уплотнительных колец камеры, предотвращает преждевременное открытие приемного клапана ИПГ при неожиданных кратковременных посадках инструмента в процессе спуска в скважину или при расхаживании инструмента в случае затяжки на забое.

Камеру гидравлического реле времени, уплотнения головки штока приемного клапана, а также резьбовые соединения ИПГ при сборке проверяют на герметичность. Для этого внутри ИПГ повышают давление до 250 кгс/см² и выдерживают в течение 15—20 мин.

Ниже приведены некоторые данные о гидравлическом испытателе пластов ИПГ-146.

Наружный диаметр, мм	146
Длина, мм:	
в сжатом состоянии	2220
в растянутом состоянии	2420
Масса, кг	202
Объем масляной камеры реле, см ³	1600
Максимальная длина капиллярных каналов реле, мм	6900
Сечение цилиндрической резьбы реле, мм	1,25 × 1,25
Диаметр штуцеров, мм	6; 8; 10

Гидравлическое реле времени ИПГ второй сборки в комплекте КИИ-146 настраивают на значительно большие паузы (15—20 мин), чем и ИПГ первой сборки (1,5—3 мин).

Переводник для установки приборов. В нем можно устанавливать погружные контрольно-измерительные приборы для испытаний пласта. Переводник выполнен в виде трубы 2 (рис. 28), имеющей внутри карман 3 для размещения приборов. Карман заканчивается внизу стойкой 5, соединенной цилиндрической резьбой с нижним переводником 6. По конструкции карман аналогичен карману фильтра. Прибор можно извлекать либо сверху через отверстие в верхнем переводнике 1, либо снизу при вывинчивании стойки из нижнего переводника. Для прохода жидкости в стойке выполнены отверстия 4. Данная конструкция рассчитана на размещение прибора максимальной длиной 2 м и диаметром 40 мм.

Краткая характеристика переводника ПП-146 для установки приборов:

Максимальный диаметр, мм	146
Длина, мм	2112
Диаметр корпуса, мм:	
наружный	114
внутренний	98

Глубинные регистрирующие манометры используются для контроля работы отдельных узлов испытателя пластов и снятия диаграмм давления, по которым определяют физические параметры пласта. К наиболее распространенным регистрирующим приборам, применяемым в испытателях пластов отечественной конструкции, относятся манометры МГП [65].

На рис. 29, а приведена схема устройства регистрирующего манометра типа МГП, который состоит из трех частей. В верхней герметически закрытой камере 1 устанавливается максимальный термометр 2, служащий для определения температуры на забое в процессе испытания. В средней камере 4, сообщающейся с окружающей средой через отверстие 3, смонтирована пружина 5, верхний конец которой прикреплен к корпусу манометра, а нижний присоединен к поршню 6. Поршень пропущен в нижнюю камеру 8, где поддерживается атмосферное давление.

Жидкость, проникая через отверстие 3, давит на поршень 6, который перемещается вниз и растягивает протарированную пружину 5. Вместе с поршнем перемещается вниз перо 7, прикрепленное к нижнему концу поршня, которое наносит риску на бланке, укрепленном на внутренней поверхности барабана 9. При подвижном барабане изменение давления в окружающей среде на бланке отмечается

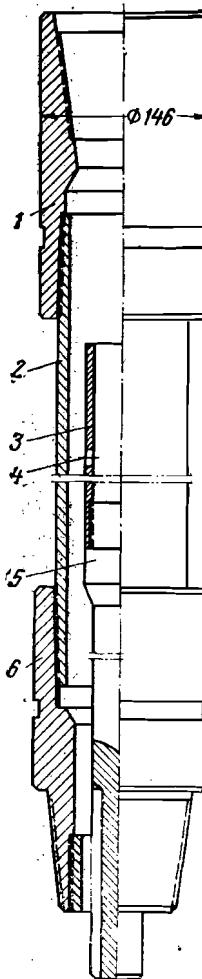


Рис. 28. Переводник для установки приборов.

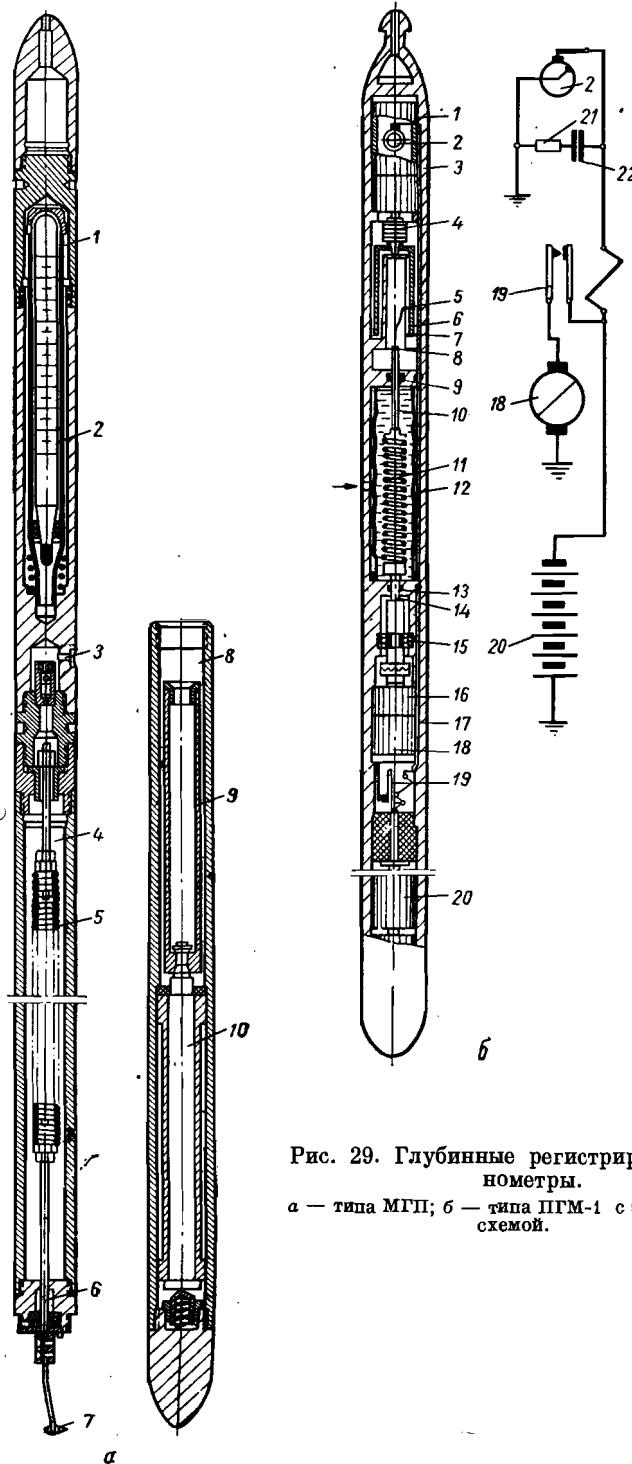


Рис. 29. Глубинные регистрирующие манометры.
а — типа МГП; б — типа ПГМ-1 с электрической схемой.

вертикальной линией. При вращении барабана, осуществляемом часовым механизмом 10, на бланке вычерчивается диаграмма изменения давления во времени.

Глубинные регистрирующие манометры МГП-3М и МГП-7 используются для измерения давлений до 160, 250 и 400 кгс/см² при максимальных забойных температурах до 80 °С.

Рассмотренные конструкции регистрирующих манометров были спроектированы для гидродинамических исследований в скважинах, поэтому они не в полной мере соответствуют условиям испытания объектов при помощи испытателей пластов. Невысокий класс точности и низкая допустимая температура ограничивает область их применения [13]. Поэтому совершенствование старых и разработка новых конструкций контрольно-измерительных приборов и особенно глубинных регистрирующих манометров были направлены на повышение их класса точности и обеспечение надежной работы при повышенных забойных температурах.

В УФНИИ был спроектирован манометр с вращающимся поршнем ПГМ-1 (класс точности 0,2%), предназначенный для использования в испытателях пластов при забойных давлениях до 400 кгс/см² и температуре до 80 °С [30].

В отличие от прежних конструкций в ПГМ-1 (рис. 29, б) предусмотрено периодическое кратковременное вращение поршня, что обеспечивает необходимую продолжительность испытаний на приток и запись диаграммы давления. Манометр состоит из трех частей. В верхней герметичной камере 3 размещено регистрирующее и управляющее устройство. В средней части прибора смонтирована пружинно-поршневая система. В нижней герметично закрытой камере помещен механизм вращения поршня манометра.

В процессе работы барабан 6, на котором закрепляется бланк, вращается часовым механизмом 1. Валик часового механизма и барабан соединены многодисковой муфтой 4. При помощи этой муфты включается и выключается барабан. При вращении барабана латунное перо 5, перемещающее по направляющим 7, фиксирует на бумаге каждое изменение давления в окружающей среде. Для предотвращения поломки в державке пера имеется шарнир 8, при помощи которого она прикрепляется к поршню.

Пружинно-поршневая система состоит из поршня 10, для предотвращения загрязнения которого установлен сальник 9, манометрической пружины 11, к нижнему торцу которой присоединен приводной валик 14, проходящий через уплотнение 13 и имеющий радиально-упорный шарикоподшипник 15. Внутренняя полость камеры, где размещена пружина, заполнена маслом и изолирована от окружающей среды резиновым кожухом 12 с целью предотвращения коррозии пружины и других металлических частей пружинно-поршневой системы.

Поршень 10 и валик 14 имеют одинаковый наружный диаметр, чтобы усилия от внешнего давления, стремящиеся задвинуть их во внутреннюю полость камеры, взаимно уравновешивались, и радиаль-

но-упорный подшипник разгружался от осевой нагрузки. Благодаря этому для вращения валика требуется меньший момент и снижаются погрешности в показаниях манометра, обусловленные деформацией опорного узла под нагрузкой.

На одном из валиков часовом механизма установлен коллектор 2, предназначенный для периодического включения электродвигателя 18. Контакты коллектора заблокированы искрогасительным контуром, который состоит из сопротивлений 21 и конденсатора 22, включенных в сеть последовательно. Для вращения поршня применен электродвигатель 18 с редуктором 16. Электроэнергию двигатель получает от батареи 20. Электродвигатель включается электромагнитным реле 19, получающим сигнал от коллектора, смонтированного на валике часовом механизма через токоподвод 17.

В ПГМ-1 электродвигатель включается периодически на 5 сек (через каждую минуту). За это время поршень совершает 2–3 оборота. Периодическое вращение поршня, кроме экономии электроэнергии, дает возможность устранить явление поляризации, в результате чего улучшается работа источника тока. Одновременно с этим во время пауз повышается э. д. с. батарей. Так, при использовании батарей «Сатурн» продолжительность работы манометра может достигать 300 ч.

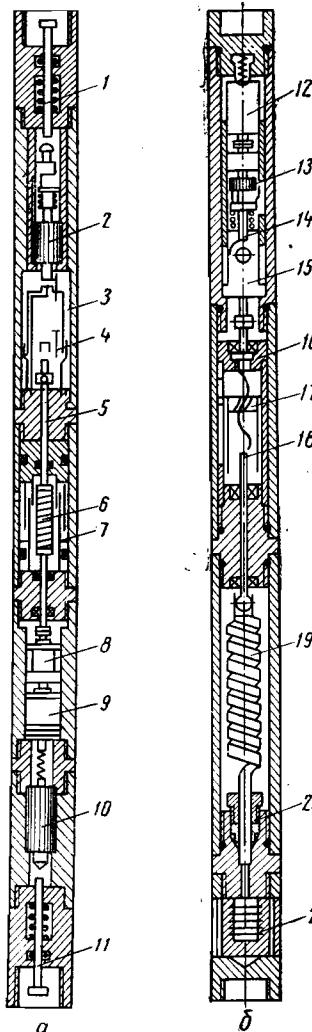
Однако существенным недостатком рассмотренной конструкции регистрирующего манометра является ограниченное применение только при небольших забойных температурах (до 80 °C), что не позволяет использовать его при гидродинамических исследованиях в глубоких скважинах.

Рис. 30. Глубинные регистрирующие манометры.

a — прецизионный типа МПП-1;

b — геликсовый типа МГИ-1.

рукции прецизионных регистрирующих манометров МПП-1 и МПП-2, а также геликсового регистрирующего манометра МГИ-1, которые специально предназначаются для использования в испытателях пластов. В манометрах МПП-1 и МПП-2 (рис. 30, *a*) измеряемое



давление воспринимается поршнем 5, поступательное перемещение которого уравновешивается натяжением винтовой цилиндрической пружины 6, размещенной в камере с лабиринтным разделителем 7. Одновременно для уменьшения трения электродвигателем постоянного тока 9, питаящимся от батареи аккумуляторов 10, приводится во вращение поршень. Таким образом, поступательное перемещение его строго пропорционально величине измеряемого давления.

С измерительным поршнем соединена корундовая игла 4, регистрирующая его перемещение на поверхности металлического диаграммного бланка. Бланк свертывается в цилиндр и вставляется в диаграммный барабан 3. При вращении барабана часовым механизмом регистрируются на бланке изменения давления во времени. Продолжительность записи связана с емкостью аккумуляторной батареи, поэтому вращение измерительного поршня предусмотрено периодическое. Для этого в приборе имеется электромеханический прерыватель с редуктором 8.

Пуск часовом механизма записи 2 и включение аккумуляторной батареи электродвигателя осуществляются гидровключателями 1, 11, которые настраиваются на любое заданное давление.

Ниже приведена краткая техническая характеристика указанных манометров.

	МПП-1	МПП-2
Пределы измерения давления, кгс/см ²	10–100 16–160 120–600	80–400 120–600 25–250 20–100
Рабочая температура, °C	±0,2	20–160
Основная приведенная погрешность, %	не более 0,1	
Порог чувствительности, %		
Длина бланка диаграммы для записи давления, мм	100±20	
Частота вращения диаграммного барабана, об/мин	1	
Время регистрации, ч:		
максимальное (при вращении в течение 5 сек с паузой 30 сек)	12	
минимальное (при непрерывном вращении поршня)	2,5	
Рабочая среда	нефть, вода, буровой раствор	
Размеры, мм:		
наружный диаметр	40	40
длина	2300	2330
Масса, кг	10,3	10,5

Глубинные геликсовы манометры с местной регистрацией МГИ-1 (рис. 30, *b*) предназначены для измерения и записи давления в призабойной зоне и в трубах при испытании объектов с помощью испытателей пластов.

Измеряемое давление через сильфонный разделитель 21 воздействует на винтовую трубчатую пружину (геликс) 19, раскручивающуюся на угол, пропорциональный величине давления. На нижнем

конце трубчатой пружины установлено уплотнение 20. Величина угла поворота регистрируется пишущей иглой 18 на диаграммном бланке, укрепленном в барабане 17. Для регистрации изменения давления во времени барабан поступательно перемещается с помощью ходового винта, вращение которого осуществляется часовым приводом записи 15. Верхний конец ходового винта закреплен в каретке 16. Часовой привод включается механизмом задержки, состоящим из вспомогательного часового привода 12, редуктора и лимба установки времени 13, а также стопора баланса часового привода 14. Особенностью манометров МГИ-1 в отличие от известных глубинных приборов является механизм задержки включения часовому приводу, который позволяет получить увеличенный масштаб записи во времени.

Ниже приведены краткие технические данные манометра МГИ-1.

Размеры манометра, мм:

диаметр	36
длина (наибольшая)	2100
Пределы измерения давления, кгс/см ²	0—100 0—160 0—250 0—400 0—600
Рабочая температура, °С	до 160
Основная приведенная погрешность, %	не более ±1
Порог чувствительности, %	0,25
Размеры диаграммы, мм:	
ширина	55±5
длина	192
Время перемещения барабана, ч	8
Масштаб записи во времени, мин/мм	2,5
Время задержки включения привода записи, ч	от 0 до 15
Рабочая среда	вода, нефть, буровой раствор
Масса, кг	8

Глубинный геликсный регистрирующий термометр с местной регистрацией ТГИ-1 предназначен для измерения и записи температуры в скважине при испытании объектов с помощью испытателей пластов. По устройству и принципу действия этот прибор мало отличается от глубинного регистрирующего манометра МГИ-1. Если к указанному манометру вместо сильфонного разделителя установить термобаллон, то увеличение температуры в окружающей среде приведет к повышению ее в термобаллоне и внутри геликсной пружины. При этом геликсная пружина раскручивается на угол, пропорциональный изменению температуры.

Как и в манометре, величина угла поворота регистрируется пишущей игрой на диаграммном бланке.

Термометры ТГИ-1, и геликсные регистрирующие манометры снабжены механизмом задержки включения часовому приводу регистрации, что позволяет получить увеличенный масштаб записи по времени.

Ниже приведена краткая характеристика ТГИ-1.

Пределы измерения температуры, °С	30—100; 30—160
Давление окружающей среды, кгс/см ²	до 600
Основная приведенная погрешность, %	не более ±1
Порог чувствительности, %	не более 0,3
Размеры диаграммы, мм:	
ширина	55±5
длина	192
Время перемещения барабана, ч	8
Тепловая инерционность, мин	не более 15—20
Масштаб записи во времени, мин/мм	2,5
Время задержки включения привода записи, ч	от 0 до 15
Рабочая среда	вода, нефть, буровой раствор
Размеры, мм:	
прибор на 100 °С	36×1950
прибор на 160 °С	36×1850
Масса, кг	10

Запорно-поворотный клапан ЗП-146 служит для разобщения бурильных труб и испытателя пластов с целью снятия регистрирующими манометрами конечной кривой восстановления давления в процессе испытания.

Когда инструмент спускают в скважину, запорно-поворотный клапан открыт, а полый шток находится в верхнем положении. Своими выступами он входит в зацепление с выступами на корпусной детали и таким образом предотвращается возможность закрытия клапана при вращении колонны труб, так как при вращении штока одновременно передается вращение и корпусу клапана.

При испытании пласта запорно-поворотный клапан оставляют открытым, и жидкость через отверстия в патрубке, навернутом на полый шток, проходит в бурильные трубы. Для закрытия клапана несколько уменьшают сжимающую нагрузку и врачают трубы. Вращение труб осуществляется при сжимающей нагрузке 5—6 тс. В процессе вращения труб и штока патрубок благодаря стопорам вместе с пробкой перемещается вверх, после 15 оборотов он перекрывает центральное отверстие полого штока и прекращает доступ жидкости в бурильные трубы. Стопоры при этом выходят из зацепления с патрубком и при дальнейшем вращении труб патрубок свободно вращается вместе со штоком.

Ниже приведены некоторые данные запорно-поворотного клапана ЗП-146.

Размеры, мм:	
наружный диаметр	146
длина	1130
Масса, кг	139
Допустимая растягивающая нагрузка, тс	67

Циркуляционный клапан предназначен для восстановления прямой или обратной циркуляции в скважине над испытателем пластов. При этом отобранный в трубы пробу пластовой жидкости можно поднять на поверхность до извлечения инструмента из скважины или в случае

Таблица 10

Условное обозначение	Размеры, мм		Масса, кг
	длина	наружный диаметр	
КЦ-146	480	146	47
КЦ-178	500	178	58
КЦЛ-146	608	146	57

прилипания колонны бурильных труб создать водяную или нефтяную «ванну». В КИИ-146 используются циркуляционные клапаны двух видов: типа КЦ (КЦ-146) и конструкции Левицкого (КЦЛ-146).

Циркуляционный клапан КЦ-146 выполнен в виде переводника с двумя цилиндрическими каналами, в одном из которых (сообщающимся с затрубным пространством) установлена пробка с пружинной защелкой. Пробка закреплена алюминиевой шпилькой диаметром 3 или 5 мм.

Для открытия циркуляционного клапана внутри труб создают избыточное давление, под воздействием которого алюминиевая шпилька срезается, пробка выдавливается вверх из втулки и удерживается в таком положении пружинной защелкой. Через образовавшийся канал жидкость из бурильных труб может перетекать в скважину и из скважины — в трубы.

Циркуляционные клапаны конструкции Левицкого (рис. 31) снабжены поршнем 3, который закрывает боковые отверстия в корпусе 1 клапана. Установленная на поршне пружина 4 стремится сдвинуть поршень клапана вниз и открыть доступ жидкости из труб в скважину. Поршень удерживается в верхнем положении шпилькой 2, срезающейся при создании избыточного давления. В процессе сборки устанавливают шпильку, которая при контрольной проверке срезается под действием давления 25—30 кгс/см².

После открытия циркуляционного клапана поршень удерживается в нижнем положении пружиной, которая не позволяет ему [подниматься вверх при обратной промывке].

В табл. 10 приведены краткие данные о рассмотренных циркуляционных клапанах.

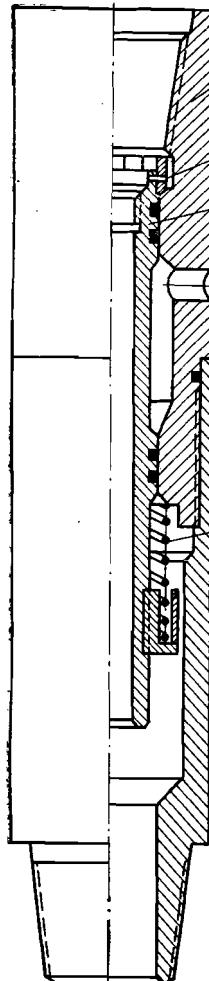


Рис. 31. Циркуляционный клапан КЦЛ-146.

Наземное оборудование, применяемое с КИИ

Наряду с забойным испытательным инструментом разработано наземное оборудование, используемое либо в процессе испытаний на буровой, либо для подготовки и обслуживания испытателей пластов.

Самоходная полевая лаборатория СПЛ-1 предназначена для подготовки к эксплуатации глубинных приборов к испытателям пластов в условиях разведочного бурения, когда исследование скважин проводится на значительном удалении от базы. Она позволяет осуществлять следующие операции: доставку глубинных приборов к скважине и подготовку их к спуску с испытателями пластов, поверку и тарировку термометров и манометров, включая определение температурных поправочных коэффициентов, расшифровку диаграммных бланков, текущий ремонт глубинных приборов, перевод проб в контейнеры.

Оборудование лаборатории монтируется в утепленном и отапливаемом кузове, установленном на шасси автомобиля повышенной проходимости.

В комплект лаборатории входят глубинные приборы для испытателей пластов (8—10 шт.): регистрирующие геликсовые манометры МГИ-1, регистрирующие термометры ТГИ-1, регистрирующие прецизионные поршневые манометры МПП-1 и МПП-2. Число приборов каждого типа и пределы измерения зависят от условий испытаний и поставленных задач. Вместе с лабораторией поставляют воздушную терmostатирующую установку ТУ-6.

Ниже приведены краткие технические данные СПЛ-1.

Испытательный гидростенд ГПЛ-1:		
давление, кгс/см ²	до 800	
производительность (за один ход), см ³	20	
Воздушная терmostатирующая установка ТУ-6:		
число термостатов		
регулирование и поддержание температуры	2	
контроль температуры		с помощью контактных термометров ТПК-6
рабочая температура в термостатах, °С	30—200	с помощью лабораторных термометров ТЛ-4
точность поддержания температуры, °С	±0,2	
температурный градиент, °С	не выше 0,3	
Стабилизатор напряжения С-ЗС:		
напряжение, в	220	
Мощность, ква:		
номинальная	3	
максимальная, потребляемая при нагреве	4—4,5	
Компаратор для расшифровки диаграммы К-5,		
шт.	1	
Грузоподъемность (с учетом веса кузова), кгс	1200—1400	
Масса, кг:		
смонтированного оборудования	600—700	
лаборатории с оборудованием	4900±100	
Габаритные размеры, мм	6250×2350×3100	

Несмотря на некоторые конструктивные недостатки СПЛ-1 широко применяются на отечественных нефтяных и газовых месторождениях.

Контейнеры одинарные (рис. 32) предназначены для отбора, хранения, перевозки и перевода в аппаратуру для исследования проб пластовых жидкостей, газов и газо-жидкостных смесей, находящихся под давлением до 500 кгс/см². Контейнер представляет собой цилиндрический толстостенный сосуд 1 из нержавеющей стали, к торцам корпуса которого приварены два донышка с отверстиями, служащими для заполнения контейнера пробой и его опорожнения. В донышки

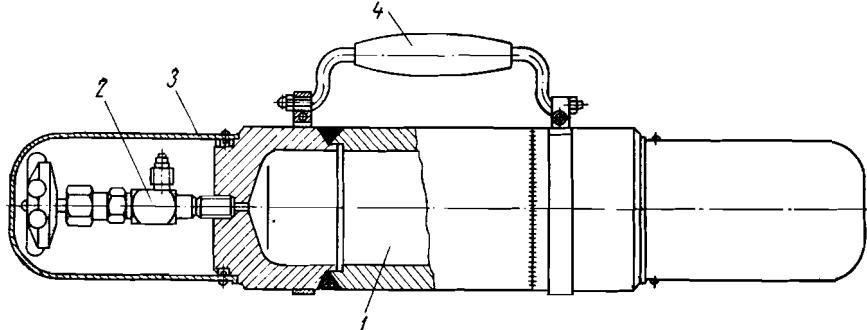


Рис. 32. Контейнер для отбора проб.

ввинчены запорные вентили 2 для герметизации полости контейнера и для соединения его при помощи трубопроводов с пробоотборником или аппаратом для исследования.

При транспортировании контейнера на специальные выступы на донышках надевают защитные колпаки 3. Для удобства переноски контейнер снабжен рукояткой 4, шарнирно закрепленной на корпусе при помощи двух хомутиков и специального зажимного устройства. Разработано три типоразмера контейнеров КЖО-4; КЖО-5; КЖО-6.

Ниже приведены краткие технические данные контейнеров.

	КЖО-4	КЖО-5	КЖО-6
Объем, см ³	400	800	800
Максимальное давление, кгс/см ²	350	350	500
Габаритные размеры, мм	87×199×463	100×239×543	113×239×543

Терmostатирующая установка «Ветер-1» предназначена для тарировки и поверки глубинных приборов (манометров, дифманометров и термометров) различных конструкций. «Ветер-1» имеет воздушную камеру терmostатирования с замкнутой циркуляцией. Для охлаждения он снабжен устройством нарушения циркуляции с выбросом горячего воздуха.

Ниже приведены краткие технические данные установки «Ветер-1».

Максимальная температура терmostатирования, °С	250
Точность поддержания температуры, °С	0,15
Размеры камеры терmostатирования, мм:	
длина рабочей зоны	1500
длина камеры	2000
Пространственная стабильность температурного поля глубинного прибора в рабочей зоне, °С	±0,3
Время разогрева (охлаждения) камеры терmostатирования, мин:	
на 250 °С	30
на 25 °С	3
Диаметры терmostатируемых глубинных приборов, мм	26—42
Общая мощность установки, квт	6
Габариты, мм	2500×1000×1165
Масса, кг	Не более 300

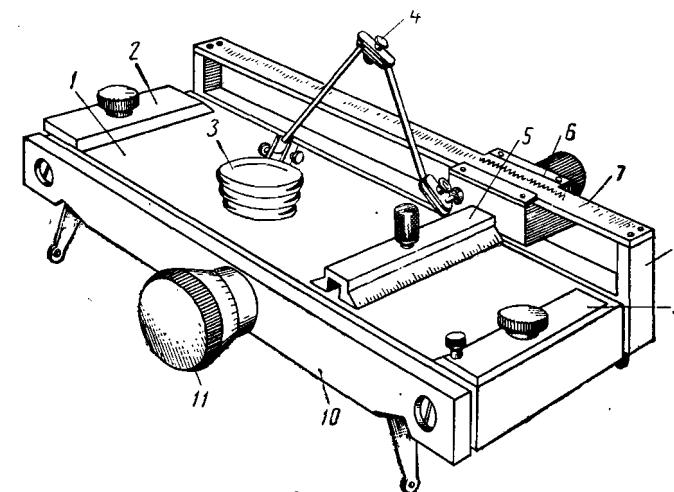


Рис. 33. Компаратор для расшифровки диаграмм глубинных манометров.

1 — предметный столик; 2, 9 — прижимы; 3 — лупы; 4 — штатив; 5 — поперечная измерительная линейка; 6 — каретка; 7 — продольная измерительная линейка; 8 — задний кронштейн; 10 — передняя планка; 11 — микровинт.

Стенд СТМ-1 предназначен для настройки тарировки глубинных манометров в промысловых службах КИП перед испытаниями в скважине. Грузовая колонка стенда снабжена электродвигателем для вращения грузов с автоматическим отключением при крайнем нижнем их положении и автоматическим включением при их подъеме.

Ниже приведены краткие технические данные СТМ-1.

Пределы измерения давления, кгс/см ²	
верхний	1000
нижний	10
Основная приведенная погрешность во всем диапазоне измерения, %	±0,05
Частота вращения грузовой колонки, об/мин	30

Переносный компаратор К-5 (рис. 33) входит в состав самоходной полевой лаборатории СПЛ-1 и предназначен для расшифровки в полевых и лабораторных условиях диаграммных бланков.

Для измерения давления на диаграммах при помощи компаратора К-5 сравнивают величины координат исследуемой точки объекта на диаграмме с высокоточной измерительной линейкой. Для более точного отсчета замер ведут через лупу. От известных приборов подобного назначения компаратор этого типа отличается простотой и надежностью конструкции, удобством эксплуатации и транспортировки.

Ниже приведены краткие технические данные компаратора К-5.

Пределы измерения по оси, мм:	
продольной	200
поперечной	132
Точность отсчета перемещений измерительной линейки и предметного столика, мм	0,05
Габаритные размеры, мм:	
без ящика	270×223×65
с ящиком	320×270×80
Масса (с ящиком), кг	5,5

Испытатель пластов многократного действия

Совершенствование стандартных испытателей пластов отечественной конструкции велось в направлении обеспечения лучшей проходимости инструмента в скважинах и возможности нескольких открытых и закрытых периодов испытания. В институте СевКавНИПИнефть создан испытатель пластов многократного действия, позволяющий выполнить несколько закрытых и открытых периодов испытания. На рис. 34 приведена компоновка указанного инструмента, в которую входят узлы стандартного испытателя пластов и вновь разработанные.

Компоновка испытателя пластов с раздвижным механизмом позволяет путем осевого перемещения колонны труб (на 1—1,4 м) открывать или закрывать приемный клапан, не нарушая герметичности пакеровки. Перемещение дает возможность также расхаживать инструмент в скважине, если возникает опасность его прихвата. Особенностью этой компоновки является лучшая проходимость инструмента в скважине. Здесь использован пакер с раздвижной металлической опорой, позволяющей достичь герметичную пакеровку при соотношении диаметров скважины и пакера $K = 1,19—1,22$. Применение указанного испытателя пластов в бурящихся скважинах показа-

ло его работоспособность при четырех открытых и четырех закрытых периодах испытания.

К разработкам последних лет относится также описанное выше устройство для заполнения бурильных труб при спуске в скважину, очень простое по конструкции, созданное СевКавНИПИнефть.

Ниже рассматриваются конструкции вновь разработанных узлов инструмента.

Раздвижной механизм (рис. 35, а) предназначен для контроля за открытием

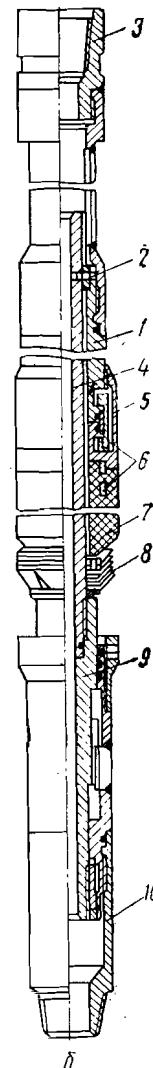
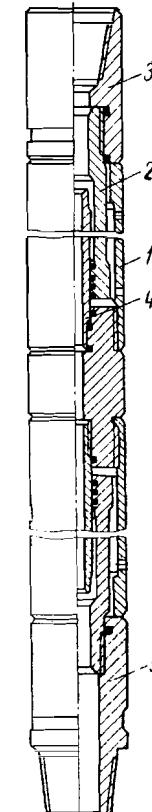
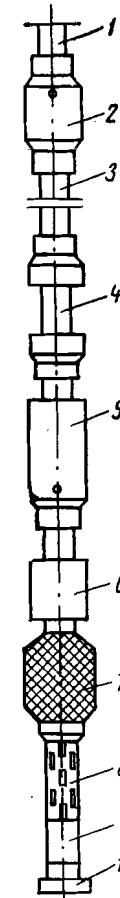


Рис. 34. Компоновка испытателя пластов многократного действия.
1, 3 — бурильные трубы; 2 — циркуляционный клапан; 4 — раздвижной механизм; 5 — испытатель пластов; 6 — ящик; 7 — пакер; 8 — фильтр; 9 — хвостовик; 10 — опора.

Рис. 35. Узлы испытателя пластов многократного действия.
а — раздвижной механизм; б — пакер с раздвижной опорой.

и закрытием приемного и уравнительного клапанов в испытателе пластов при многократном испытании объектов. Раздвижной механизм состоит из корпуса 1, верхнего переводника 3, грузового штока 2, трубы разделителя 4 и нижнего переводника 5. Верхний переводник выполнен с внутренней резьбой, а нижний — с наружной. Для передачи вращения шток и корпус механизма имеют шестиугранную поверхность. Раздвижной механизм имеет свободный ход около 950 мм.

Пакер с раздвижной металлической опорой (рис. 35, б) состоит из корпуса 1, верхнего переводника 3, верхнего штока 4, резинового элемента 7, набора металлических пластин 8, нижнего штока 9 и нижнего переводника 10. Резиновый элемент присоединен к корпусу пакера при помощи двух скоб 6, закрытых предохранительным кожухом 5.

После спуска на забой верхняя часть пакера опускается вниз до упора лепестковой опоры в нижний переводник, и при создании осевого усилия шпилька 2 срезается. Корпус и верхний переводник перемещаются вниз и сжимают резиновый элемент. Лепестки металлической опоры при этом переходят в горизонтальное положение и частично перекрывают зазор между пакером и стенкой скважины.

При снятии пакера верхняя его часть вместе с трубами поднимается вверх, а лепестки металлической опоры могут прогнуться вниз, что приведет к снижению гидравлических сопротивлений при подъеме инструмента на поверхность.

Разработаны пакеры с раздвижной металлической опорой для скважин диаметрами 190—295 мм. Основные размеры этих пакеров приведены в табл. 11.

Таблица 11

Условное обозначение	Размеры резинового элемента, мм		Размеры раздвижной опоры, мм		Диаметр скважины, мм
	наружный диаметр	длина	в исходном положении	в рабочем положении	
ПЦ-146Р	160	735	160	185	190
	180	735	180	208	214
	195	735	195	235	243
	220	770	220	265	269
ПЦ-178Р	245	770	245	290	295

Компоновка испытателя пластов с гидравлическим пакером

Стремление создать испытатель пластов с хорошей проходимостью в скважине привело к разработке во ВНИИБТ компоновки испытательного инструмента с гидравлическим пакером.

Ниже рассматриваются узлы указанной компоновки.

Гидравлический пакер и приспособление для запаковки (рис. 36, а) предназначается для испытаний объектов в бурящихся скважинах при помощи стандартных КИИ. При сохранении той же компоновки испытательного инструмента вместо пакера механического сжатия устанавливают гидравлический пакер.

При спуске в скважину поршень 3 и шток 1 насоса находятся в верхнем положении и прикреплены к цилиндру 4 насоса шпильками 2. После достижения забоя создают осевую нагрузку, шпильки 2 срезаются, и поршень, перемещаясь вниз, нагнетает жидкость во внутреннюю полость гидравлического уплотнительного элемента 6 (рис. 36, б), который деформируется до соприкосновения со стенкой скважины. После этого открывается приемный клапан испытателя пластов, и процесс испытания объекта проходит в той же последовательности, что и при использовании стандартных КИИ.

В конце испытания при перемещении бурильной колонны вверх с ней вместе поднимается и поршень, вызывая переток жидкости из внутренней полости уплотнительного элемента в цилиндр насоса. В верхнем положении он выходит из контакта с центральной трубкой 5 и обеспечивает выравнивание давления в цилиндре и гидравлических каналах испытателя. Как показал опыт, использование насоса облегчает съем пакера после испытаний, так как в результате перетока жидкости из уплотнительного элемента в цилиндр насоса под действием перепада давления пакер возвращается в первоначальное положение. Величина избыточного давления, потребного для герметичной пакетировки, регулируется размерами поперечного сечения поршня и осевой нагрузкой от перемещения бурильной колонны, что легко контролируется с поверхности.

Применение гидравлических пакеров в стандартных компоновках обеспечивает герметичную пакетировку при значительных зазорах между стенкой скважины и корпусом пакера, что очень важно при испытаниях в глубоких скважинах, где испытания обычными методами связаны с забуриванием зумпфа и повышенными требованиями к подготовке ствола скважины. Второй особенностью разработанной конструкции является отсутствие больших осевых усилий при установке пакера. Если для деформации стандартного пакерующего элемента требуются усилия до 20 тс, то в результате изменения площади поршня герметичная пакетировка с гидравлическим уплотнительным

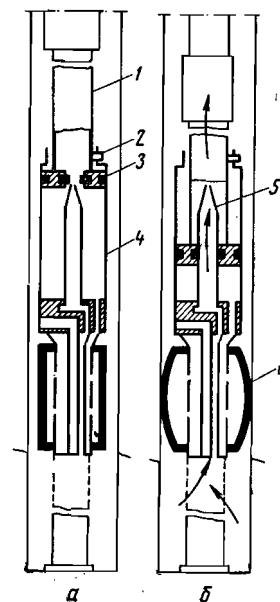


Рис. 36. Гидравлический пакер с приспособлением для запаковки.
а — при спуске в скважину;
б — после запаковки.

элементом того же размера обеспечивается при осевых усилиях 5—8 тс и даже меньше. Поэтому с применением пакеров такого типа по другому можно подходить к определению условий работы испытательного инструмента.

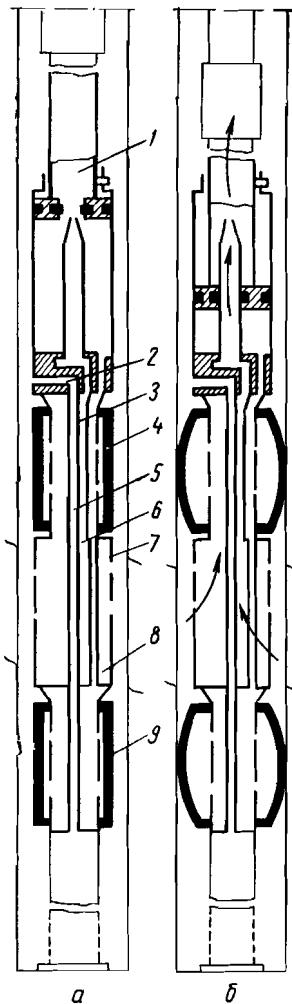
Отсутствие больших осевых нагрузок при установке гидравлического пакера открывает реальные возможности использования его при поинтервальном испытании объектов без опоры на забой с введением в комплект инструмента шлифовой опоры. В этом случае опора на стенку скважины должна воспринимать только нагрузку отвеса компоновки с двумя пакерами и усилие для среза шпилек, установленных в насосе. Осевое усилие при деформации уплотнительных элементов в значительной мере будет восприниматься самими элементами по мере увеличения контакта со стенкой скважины.

В этом направлении уже сделаны первые практические шаги. На рис. 37, а, б изображена компоновка пакерного узла для поинтервального испытания объектов при помощи КИИ. Испытания могут проводиться с опорой на забой при использовании стандартных фильтра и хвостовика или при установке испытателя пластов на верхних интервалах с опорой на стенку скважины.

В отличие от рассмотренной выше компоновки данная конструкция состоит из насоса 1, верхнего гидравлического уплотнительного элемента 4, фильтра 7, удлинителя (или переводника для установки регистрирующих приборов) 8, нижнего уплотнительного элемента 9. В верхнем уплотнительном элементе предусмотрено три канала: центральный уравнительный канал 3, имеющий выход через отверстия 2 в затрубное пространство, канал 5 для потока пластовой жидкости и кольцевой канал 6 для жидкости, нагнетаемой насосом при запакеровке.

Рис. 37. Компоновка с двумя гидравлическими пакерами.
а — при спуске в скважину;
б — после запакеровки.

В нижнем уплотнительном элементе отсутствует канал для потока пластовой жидкости. Под нижним уплотнительным элементом устанавливают хвостовик или шлифовую опору. В указанной компоновке предусмотрена также возможность применения одного уплотнительного элемента.



Применение гидравлических пакеров должно найти широкое применение при испытаниях скважин, бурящихся долотами большого размера (270—320 мм), где применение обычных пакеров связано с большими трудностями. Для таких пакеров требуются большие осевые усилия при пакеровке. Большой вес пакерующих элементов затрудняет сборку инструмента. Для изготовления таких элементов требуются прессы большой мощности. Использование гидравлических уплотнительных элементов позволит усовершенствовать и облегчить операции по испытанию объектов в процессе бурения таких скважин.

Разработана техническая документация на компоновки гидравлических пакеров к КИИ-146 для поинтервального испытания с опорой на забой объектов в бурящихся скважинах диаметрами 190—214 мм.

Ниже приведены краткие технические данные разработанных компоновок.

Наружный диаметр, мм:	
корпуса	146
уплотнительного элемента	168
Ход поршня насоса, мм:	
при одном уплотнительном элементе	1200
при двух уплотнительных элементах	2400
Объем нагнетаемой жидкости, л:	
при одном уплотнительном элементе	15
при двух уплотнительных элементах	30
Избыточное давление при запакеровке, кгс/см ²	80
Осевое усилие, требуемое при запакеровке, тс	10

В соответствии с технической документацией, разработанной во ВНИИБГ, был изготовлен опытный образец гидравлического пакера (с одним уплотнительным элементом). При испытании его в компоновке КИИ-146 в бурящейся скважине глубиной 1900 м были получены первые положительные результаты, подтвердившие работоспособность созданного устройства в целом.

Механический испытатель пластов фирмы Джонстон

В наиболее отработанной конструкции данного испытателя расжатие резинового пакерующего элемента осуществляется под действием веса колонны бурильных или насосно-компрессорных труб. На рис. 38, а показан испытатель с коническим уплотнительным элементом. Предусмотрено применение также цилиндрических уплотнительных элементов, позволяющих испытывать пласты в незакрепленных скважинах, не имеющих зумпфа (рис. 38, б), или в обсаженных скважинах с подвесным пакером (рис. 38, в).

Для возбуждения притока из пласта применяют упрощенную компоновку испытателя, состоящую из запорного, главного, уравнительного клапанов, уплотнительного элемента и опорного якоря. Кроме указанных узлов, в комплект испытателя входят запорно-поворотный клапан и клапан для создания закрытого периода испытаний.

Запорный клапан. Размеры запорного клапана определяются диаметром применяемых бурильных или насосно-компрессорных труб.

Наружный диаметр его не должен превышать диаметр замкового соединения. Клапан устанавливают над остальными узлами испытателя. Имеются две конструкции клапана: дисковый и плунжерный.

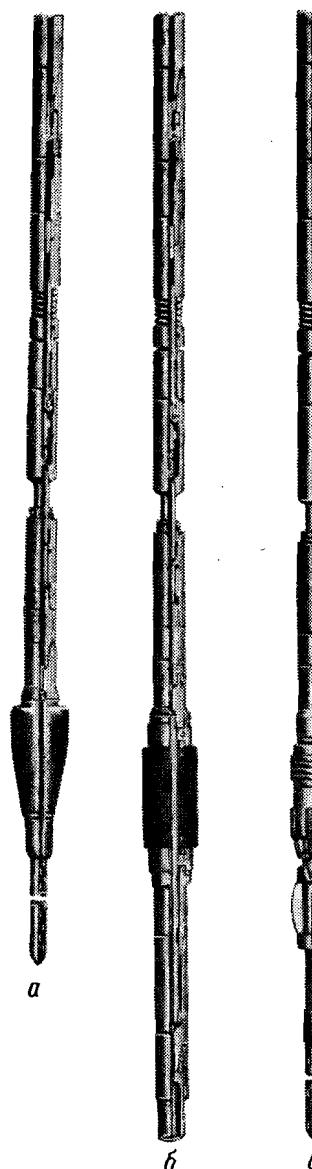


Рис. 38. Компоновки механического испытателя пластов фирмы Джонстон.

Дисковый клапан включает верхний переводник, ударник, верхнюю вставку, нижнюю вставку, диск, нижний переводник, штуцер. Для открытия клапана в бурильные трубы забрасывают груз, который, ударяя

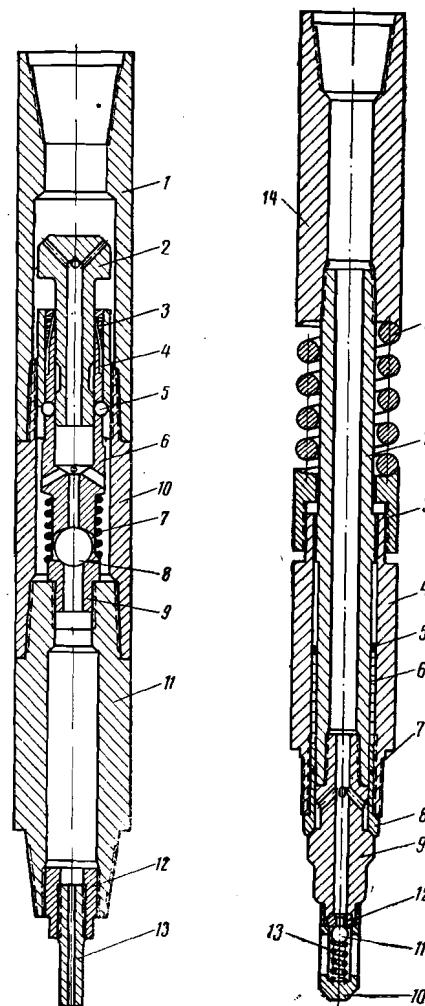


Рис. 39. Плунжерный запорный клапан.

Рис. 40. Главный клапан механического испытателя пластов.

по ударнику клапана, разрушает диск. Через образовавшееся отверстие жидкость из испытателя пластов и испытываемого пласта поступает в бурильные трубы.

Габариты и масса клапана приведены в табл. 12.

Таблица 12

Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Диаметр колонны обсадных труб, мм
60	610	31	121—168
73	603	34	121—178
89	648	46	146—178
114	762	70	178—244,5
141	762	112	273—406

Плунжерный клапан (рис. 39) срабатывает также под действием бойка, забрасываемого с поверхности, и состоит из верхнего переводника 1, плунжера 2, пружины 3, стопорного приспособления 4, шарикового замка 5, штока 6, пружины 7, основного шарика 8, гнезда 9, корпуса 10, нижнего переводника 11, буксы штуцера 12, штуцера 13.

Габариты и масса клапана приведены в табл. 13.

Таблица 13

Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Диаметр колонны обсадных труб, мм
79	711	25,4	121—168
108	736	39,5	121—178
117	864	63	146—178
146	1091	105	178—244,5
178	1219	164,5	273—406

Главный клапан (рис. 40) устанавливают под запорным и он имеет пружину 1, сердечник 2, накидную гайку 3, коробку уплотнения 4, кольцо 5, уплотнительную набивку 6, гайку уплотнения 7, гнездо клапана 8, головку клапана 9, устройство 10 под шаровым клапаном (ограничивающее движение шара 11 циркуляционного клапана с гнездом 12, пружиной 13) и верхний переводник 14.

Габариты и масса клапана приведены в табл. 14.

Таблица 14

Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Диаметр колонны обсадных труб, мм
79	915	25,4	121—168
114	965	45,7	121—178
117	1118	66,6	146—178
146	1295	116,5	178—244,5
178	1347	171,8	273—406

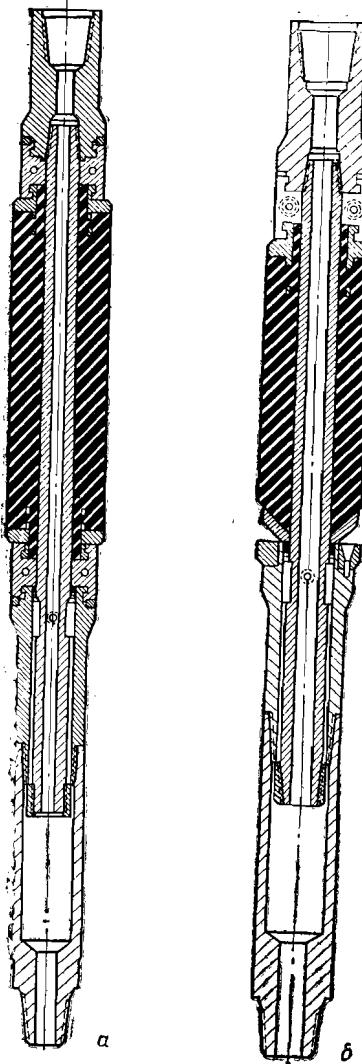


Рис. 41. Пакеры.
а — типа Х; б — типа Г.

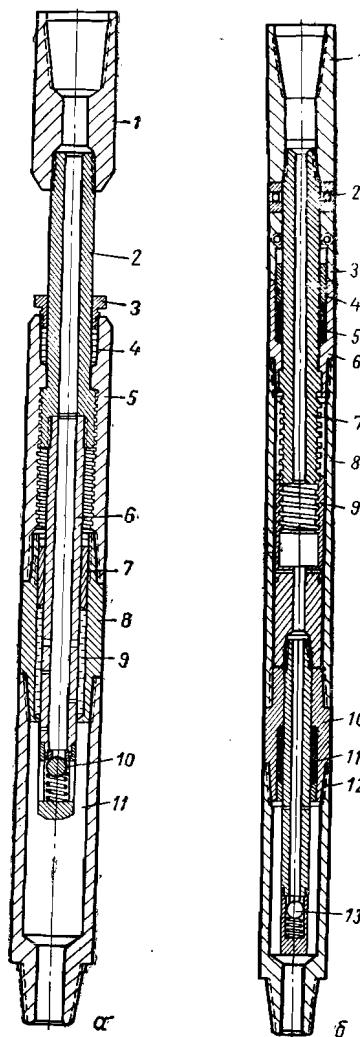


Рис. 42. Запорно-поворотные клапаны.
а — одна из первых конструкций; 1, 11 — переводник; 2, 6 — шток; 3, 7 — гайка сальника; 4, 9 — сальниковая набивка; 5 — корпус; 8 — корпус сальника; 10 — клапан.
б — клапан для закрытого периода испытаний; 1, 12 — переводник; 2 — упорный подшипник; 3 — опорное кольцо; 4 — гайка сальника; 5, 11 — сальниковая набивка; 6, 10 — корпус сальника; 7 — шток с прямоугольной резьбой; 8 — корпус; 9 — составной шток с ленточной резьбой; 13 — шариковый клапан

Уравнительный клапан устанавливают между уплотнительным элементом испытателя и его главным клапаном. Он состоит из верхнего переводника, штока, гайки сальника, уплотняющей набивки, корпуса уплотнения и нижнего переводника.

При растянутом положении клапана отверстия в штоке выходят из уплотнения и внутреннее отверстие штока соединяется с затрубным пространством скважины. При установке испытателя плунжер перемещается вниз и боковые отверстия в штоке перекрываются уплотнением.

Габариты и масса уравнительного клапана приведены в табл. 15.

Таблица 15

Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Диаметр колонны обсадных труб, мм
79	1220	38,6	121—168
95	1270	55,3	121—178
108	1270	73,8	146—178
140	1470	119,5	178—244,5
171	1520	189,5	273—406

Пакер типа Х обычно применяется в незакрепленном стволе скважины. Длина пакерующего элемента зависит от наружного диаметра и обычно находится в пределах 1,9—2,1 м (рис. 41, а и табл. 16). Разжатие пакерующего элемента осуществляется под действием веса колонны бурильных труб. Пакер рассчитан на металлическую опору постоянного диаметра. Особенностью данного пакера является применение разъемной втулки, при помощи которой пакерующий элемент крепится к оству пакера, что обеспечивает быструю замену поврежденного пакерующего элемента. Иногда резина затекает в зазор между корпусом пакера и стенкой скважины. Для устранения затекания резины и увеличения опорной поверхности пакерующего элемента был разработан новый пакер типа Г (рис. 41, б).

Таблица 16

Максимальный наружный диаметр, мм	Рекомендуемый диаметр скважины, мм	Длина, мм	Масса, кг	Диаметр сердечника, мм	Диаметр испытателя пластов, мм
95	124	1900	57,4	38	60—73
121	149	1990	97	51	89
168	216	2040	158	73	114
219	270	2090	238	89	114

Такие уплотнительные элементы выпускаются диаметром 121 и 168 мм; масса их соответственно равна 92,8 и 152,6 кг.

Запорно-поворотный клапан устанавливают в испытателе вместо дискового или плунжерного. Клапан открывается при вращении колонны труб (рис. 42).

После установки испытателя на забое и открытия главного клапана открывают запорный клапан. При вращении колонны труб вместе с ними вращается верхний шток 2, который, проворачиваясь относительно неподвижного корпуса 5, перемещается вместе с нижним штоком 6 вниз, что приводит к открытию боковых отверстий нижнего штока, и пластовая жидкость через эти отверстия и центральное отверстие штока поступает в бурильные трубы.

Через шариковый циркуляционный клапан происходит циркуляция промывочной жидкости во время спуско-подъемных операций или при испытании пласта. Габариты и масса клапана приведены в табл. 17. Запорно-поворотный клапан для закрытия проточного канала в испытателе пластов и обеспечения записи кривой восстановления давления внутри испытателя конструктивно выполнен иначе.

Одна из первых конструкций клапана изображена на рис. 42, а. Особенность данной конструкции — минимальное число вращающихся деталей. При закрытии клапана, осуществляющемся вращением колонны труб, вращается верхний переводник и верхний шток, при этом нижний шток, имеющий шпонку, перемещается только по оси вверх. Для уменьшения трения между неподвижным опорным кольцом и вращающимся верхним переводником установлен упорный подшипник.

Клапаны выпускаются диаметром 89 и 114 мм и длиной в растянутом положении соответственно 1724 и 1467 мм. Масса их равна 94 и 151 кг.

Гидравлический испытатель пластов фирмы Джонстон

Гидравлический испытатель пластов фирмы Джонстон, широко распространенный в США, позволяет отбирать образцы пластовой жидкости, определять гидростатическое давление промывочной жидкости в затрубном пространстве, выявлять эксплуатационные возможности испытываемого пласта — его температуру, давление и другие параметры. Испытатель опускают в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах.

На рис. 43 показана схема работы гидравлического испытателя пластов фирмы Джонстон. Положение А соответствует спуску и подъему инструмента; клапан испытателя закрыт, а уравнительный клапан открыт. В положении Б уравнительный клапан закрыт, а приемный клапан испытателя слегка приоткрыт, что соответствует начальному периоду притока. При полном открытии клапана обеспечивается нормальный режим притока. Положение В — приемный клапан

испытателя полностью закрыт, соответствует закрытому периоду испытания. Положение Г — уравнительный клапан открыт, и инструмент готов для подъема на поверхность.

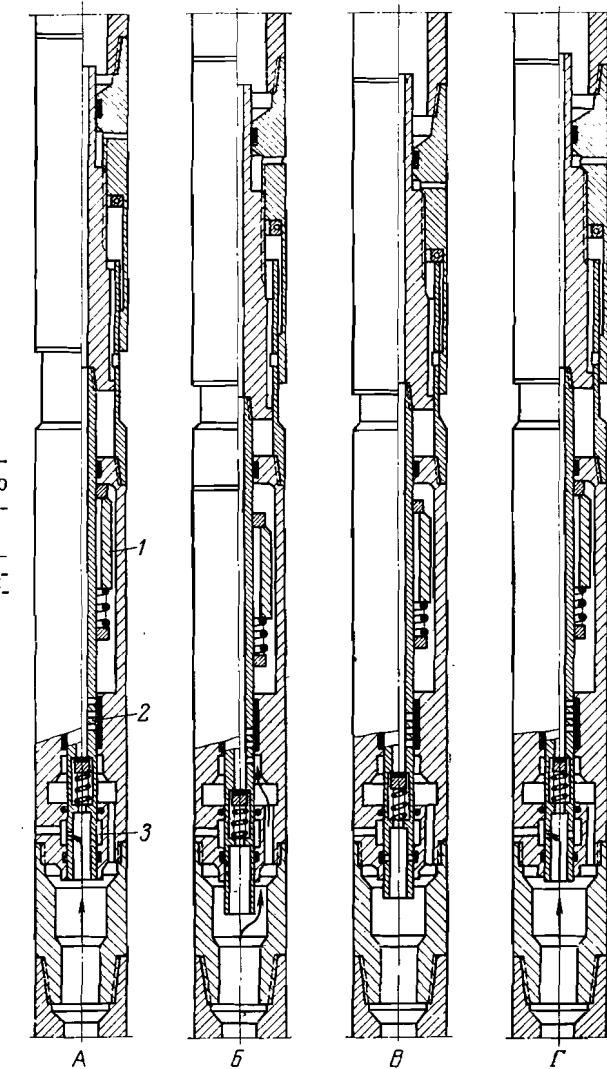


Рис. 43. Рабочие положения гидравлического испытателя пластов фирмы Джонстон.

1 — тормозная камера; 2 — приемный клапан испытателя пластов; 3 — уравнительный клапан.

Необходимо отметить три особенности в конструкции испытателя пластов фирмы Джонстон, которые отличают ее от других подобных инструментов.

Центральный канал в штоке испытателя пластов позволяет прокачивать жидкость через инструмент в подпакерное пространство скважины. Это дает возможность восстанавливать циркуляцию бурового

раствора в скважине после испытания объекта или создавать «нефтяную ванну» в случае прихвата инструмента. Кроме того, по центральному каналу можно закачивать жидкость в призабойную зону пласта, что очень важно при испытании низкопроницаемых пластов, когда требуется кислотная обработка или гидравлический разрыв.

Опыт показал, что при открытии приемного клапана испытателя пластов происходит разрушение уплотнений на штоке, и герметичность клапана нарушается.

Вторая особенность рассматриваемой конструкции — быстрое прохождение уплотнениями отверстий приемного клапана. Это достигается применением корпуса тормозной камеры переменного сечения. Когда поршень ее перемещается по суженному сечению корпуса, скорость его мала, а при достижении расширенного сечения скорость резко возрастает, уплотнения штока быстро проходят отверстия приемного клапана и остаются в работоспособном состоянии.

Третьей особенностью конструкции является резьбовой замок для закрытия приемного клапана. В конце испытания, когда необходимо закрыть приемный клапан, врачают колонну труб. Так как корпус испытателя пластов, жестко связанный с остальным инструментом, остается неподвижным, то верхний шток испытателя, имеющий ленточную резьбу, перемещается вверх, увлекая за собой и нижний шток. В результате приемный клапан закрывается (рис. 43, В). Открыть его можно только после разборки на поверхности. Это предохраняет отобранныю пробу пластовой жидкости от перемешивания с буровым раствором.

Наибольшее распространение в зарубежной практике получили испытатели пластов фирмы Джонстон диаметром 89 и 114 мм.

В комплект испытателя входят следующие основные узлы.

Циркуляционный клапан используется при испытаниях в незакрепленной скважине и устанавливается в самой верхней части испытателя пластов (рис. 44). Чтобы ввести в действие циркуляционный клапан, в колонну бурильных или насосно-компрессорных труб забрасывают боек 2, под воздействием которого гильза 6 приспособления отгибается, освобождая втулку 3. Последняя перемещается вниз и открывает отверстия 5 в боковой стенке корпуса 1, обеспечивая сообщение между затрубным пространством и внутренней полостью бурильных труб. К колонне бурильных труб клапан присоединяется при помощи нижнего переводника 4. Циркуляционный клапан можно включать в любое время и на любой глубине, независимо от того, установлен пакерующий элемент испытателя или нет.

Безопасный замок (рис. 45), выполненный в виде переводника, состоит из двух основных деталей, соединенных между собой специальной резьбой, что дает возможность легко отвинчивать их в случае прихвата инструмента на забое. Замок позволяет передавать полный момент вращения и способен противостоять любым усилиям, возникающим в процессе испытания.

Гидравлический ясс (рис. 46). Особенностью конструкции гидравлического ясса, применяемого в компоновке испытателя пластов

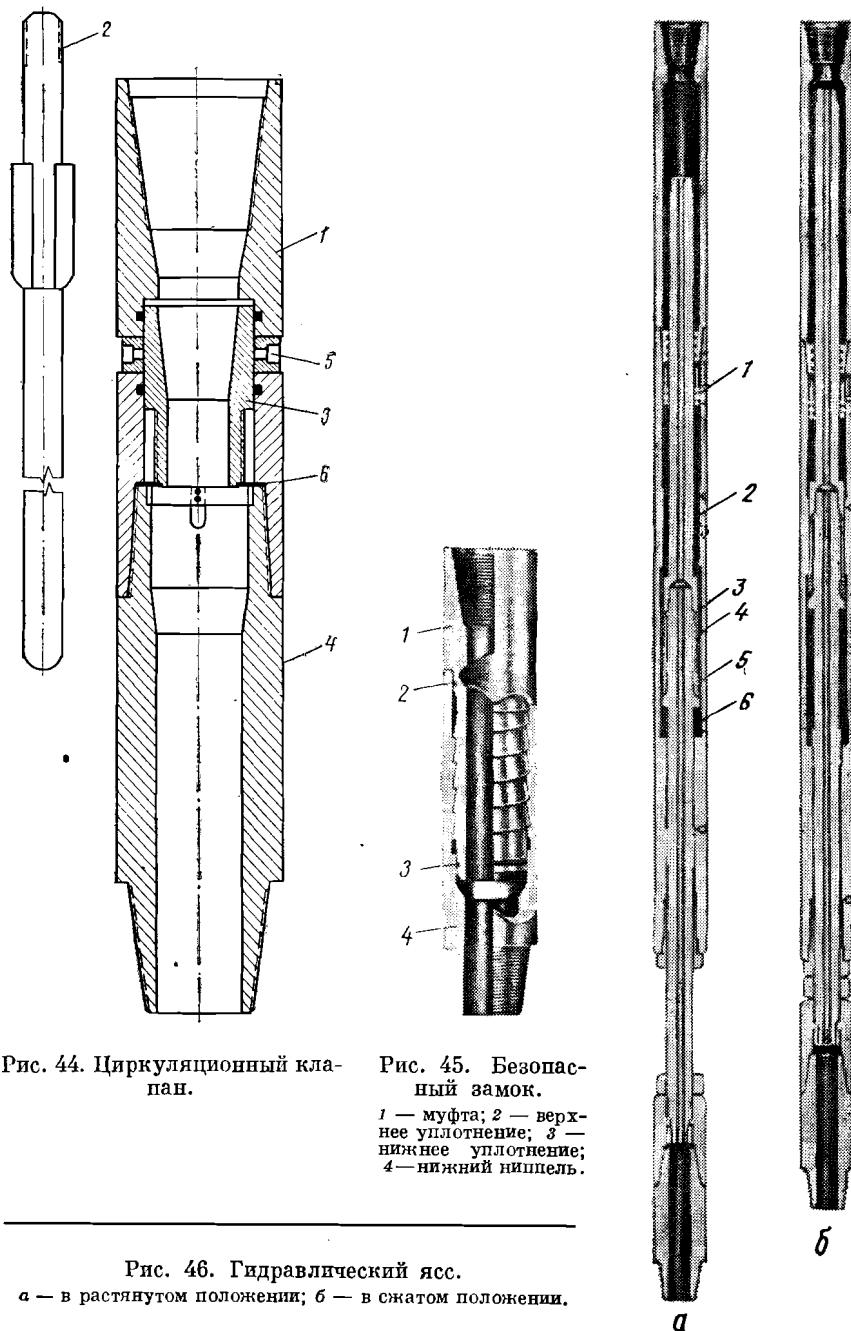


Рис. 44. Циркуляционный клапан.

Рис. 45. Безопасный замок.

1 — муфта; 2 — верхнее уплотнение; 3 — нижнее уплотнение; 4 — нижний переводник.

Рис. 46. Гидравлический ясс.
а — в растянутом положении; б — в сжатом положении.

фирмы Джонстон, является специальная камера, заполненная вязкой жидкостью (обычно минеральным маслом). Камера разделена на две части поршнем 4, который пружиной 5 прижат к упору штока 3. Верхняя часть камеры 2 меньшего диаметра, чем нижняя часть 6. При

расхаживании инструмента, когда корпус 1 ясса перемещается вверх, поршень находится в верхней части камеры, и жидкость из нижней части ее протекает вверх по незначительному зазору между поверхностями поршня и камеры. Из-за больших гидравлических сопротивлений, возникающих при перетоке жидкости, перемещение корпуса тормозится и происходит натяжка прихваченного инструмента. Когда поршень попадает в нижнюю расширенную часть камеры, корпус перемещается свободно и происходит удар по прихваченному инструменту. Для нанесения очередного удара инструмент опускают, поршень, сжимая пружину, отходит от упора штока и свободно пропускает жидкость в нижнюю часть камеры. После этого операции повторяются в той же последовательности.

Сила удара ясса регулируется скоростью подъема инструмента. На практике сила удара достигает значительных величин (до 63,5 тс). Ограничение величины прилагаемой силы вызвано не прочностью ясса, а прочностью резьбовых соединений в колонне труб или других узлов испытательного инструмента.

Запорно-поворотный клапан. На рис. 47 изображены три положения клапана при проведении испытания в скважине.

В начальный период испытания (рис. 47, а) отверстия клапана открыты, и жидкость из пласта, пройдя через испытатель по центральному каналу в штоке, попадает в трубы.

В конце периода притока для определения забойного давления закрытой скважине колонну труб проворачивают на шесть оборотов направо. При вращении колонны верхний сердечник запорно-поворотного клапана вращается внутри основ-

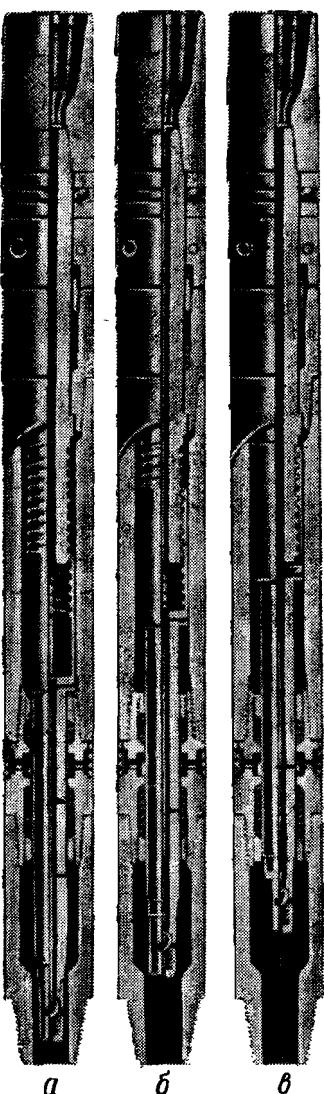


Рис. 47. Трехпозиционный запорно-поворотный клапан.

вого корпуса, а нижний перемещается вверх, перекрывая впускные отверстия (рис. 47, б). Если необходима обратная циркуляция промывочной жидкости для извлечения отобранный пластовой пробы, делают еще пять оборотов направо, чтобы боковые отверстия штока переместились вверх и расположились против промывочных отверстий.

Через отверстия поступает глинистый раствор из кольцевого пространства в бурильные трубы (рис. 47, в). Переток прекращается, когда давления в колонне бурильных труб и в кольцевом пространстве сравняются. Тогда превентер на устье скважины закрывают и включают насос с очень небольшой подачей промывочной жидкости в межтрубное пространство. Таким приемом обеспечивают обратную промывку и вынос пробы на поверхность. Насос отключают, когда нефть, газ или пластовая вода покажутся на поверхности. После появления чистого бурового раствора превентер открывают и поднимают колонну бурильных труб вместе с испытателем на поверхность.

Благодаря применению запорно-поворотного клапана устраняется опасность возникновения пожара на буровой при извлечении колонны труб, так как при обратной промывке жидкость через устьевую головку высокого давления поступает в специальную емкость и повышается точность замера объема отбиаемой при испытании пробы жидкости. В случае аномально высокого забойного давления обеспечивается быстрый переход на утяжеленный буровой раствор. Инструмент можно поднимать как днем, так и ночью благодаря тому, что на устье скважины имеется головка высокого давления и трубы поднимают, освобожденные от пробы пластовой жидкости.

Кроме того, обеспечивается получение более чистого образца пластовой жидкости.

Устанавливаемый на нижнем конце штока запорно-поворотного клапана шариковый циркуляционный клапан позволяет проводить прямую промывку скважины независимо от расположения боковых впускных отверстий в штоке клапана. Для этого повышают давление внутри клапана, шариковый клапан открывается и пропускает жидкость вниз в испытатель пластов.

В современных компоновках испытателя пластов фирмы Джонстон, кроме рассмотренного выше двухпозиционного клапана, применяется четырехпозиционный запорно-поворотный клапан, который позволяет выполнять два закрытых и два открытых периода испытания объекта. Так же, как и описанный выше, этот клапан приводится в действие путем вращения бурильной колонны с поверхности с последующей выдержкой, необходимой для регистрации процесса глубинными манометрами. При испытании объекта клапан занимает следующие четыре положения: открыт (при спуске в скважину и возбуждении притока из пласта), закрыт (начальный закрытый период), открыт (период притока) и закрыт (конечный закрытый период).

Указанный клапан устанавливают под циркуляционным клапаном. После возбуждения притока из пласта, когда приемный клапан в испытателе пластов открывается, и небольшой паузы (2–3 мин)

поворотом колонны вправо на три оборота запорно-поворотный клапан закрывают, и регистрирующие манометры, установленные в фильтре и под клапаном, регистрируют начальную кривую восстановления давления. Дальнейшим проворотом колонны на три оборота клапан открывают, и манометры записывают кривую притока. Поворотом бурильных труб еще на пять оборотов клапан закрывают, и манометры регистрируют конечную кривую восстановления давления. Конструктивно четырехпозиционный клапан мало отличается от двухпозиционного.

Комбинированный гидравлический испытатель пластов фирмы Джонстон (рис. 48) является комбинацией обычного гидравлического испытателя пластов и поворотного клапана.

После установки испытателя на забое скважины и деформации уплотнительного элемента дальнейшее увеличение осевой нагрузки приводит к осевому перемещению штока испытателя 3. Движение его вниз тормозится при помощи гидравлического реле времени. При движении штока жидкость из нижней зоны 7 через канал малого сечения 5 перетекает в верхнюю зону 4. В результате этого закрываются отверстия уравнительного клапана 10 и открываются отверстия клапана испытателя 9. Жидкость, находящаяся под пакером, через открывшийся клапан устремляется в бурильные трубы.

Для обеспечения закрытого периода испытания проворачивают колонну труб вправо на четыре оборота. Вместе с колонной вращается верхний переводник 1, имеющий прямоугольную резьбу, а шток испытателя, соединенный с корпусом 8 испытателя шпоночным соединением 2, перемещается вверх и закрывает отверстия клапана испытателя. По истечении определенного срока, во время которого восстанавливается давление в зоне испытателя, заключенной под клапаном, колонну труб натягивают, шток испытателя перемещается вверх. В тормозной камере открывается дополнительный кольцевой канал 6, через который жидкость из верхней зоны свободно перетекает в нижнюю, благодаря чему шток без торможения перемещается вверх и открываются отверстия уравнительного клапана. Затем испытатель извлекают на поверхность.

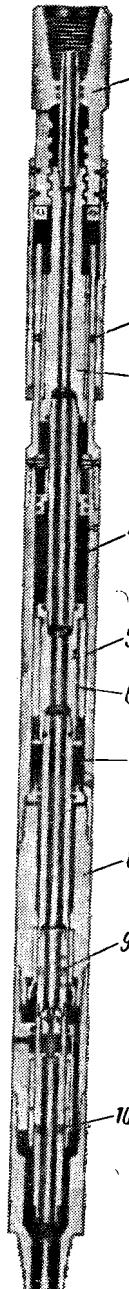


Рис. 48. Гидравлический испытатель пластов (типа С).

К преимуществам этого испытателя пластов относится постепенное снижение давления под пакером, так как устраняется закупорка отверстий опорного якоря.

Комбинированный испытатель был разработан с целью упрощения компоновки испытательного инструмента и вместе с пакером, фильтром и глубинными регистрирующими манометрами образует полную компоновку инструмента для проведения испытания объектов в бурящейся скважине.

Пакер. За последнее время пакеры к испытателям пластов конструктивно существенно улучшены. При установке пакера увеличена площадь опоры, благодаря чему кольцевое пространство, подлежащее уплотнению, уменьшается. Удачным решением, позволяющим уменьшать зазор между металлическими деталями пакера и стенкой скважины, следует признать применение металлической расширяющейся «лопестковой» опоры (рис. 49). Большое число конических стальных пластин, пазы в которых смешены относительно друг друга, обеспечивает частичное перекрытие кольцевого зазора в скважине. При расширении пакера пластины выпрямляются и суживаются указанный зазор. Этот так называемый Боб-Тейл-Пакер изготавливается фирмой Джонстон следующих размеров (табл. 18).

Таблица 18

Диаметр скважины, мм	Диаметр уплотнительного элемента, мм	Диаметр лопестковой опоры, мм	
		в свободном положении	после деформации
146—159	127	121	143
162—172	146	132	159
175—184	146	138	172
191—194	168	156	187
197—210	168	160	194
213—219	184	170	210
222—229	184	175	216
232—241	203	183	229
245—254	203	191	241

Как видно из табл. 18, при деформации расширяющейся опоры ее диаметр увеличивается до таких размеров, что зазор между опорой и стенкой скважины составляет от 1,5—2 до 5—8 мм. При таких зазорах пакерующий элемент способен выдержать значительные перепады давления и работать без затекания резины.

В этой конструкции обращает на себя внимание удобное крепление пакерующего элемента. Верхний конец его через металлическую арматуру прикреплен к корпусу пакера при помощи двух болтов и разъемной втулки. При таком принципе крепления не требуется вращение инструмента и замена пакерующего элемента легко осуществляется на мостках буровой.

Перфорированный якорь служит для прохода жидкости из пласта в испытатель и воспринимает большие сжимающие усилия, поэтому

он изготавливается из высокопрочных труб. В рассматриваемой компоновке испытательного инструмента якорь выполняют с круглыми отверстиями или щелями. Для предотвращения засорения гидравлических каналов испытателя шламом отверстия и щели делаются небольших размеров.

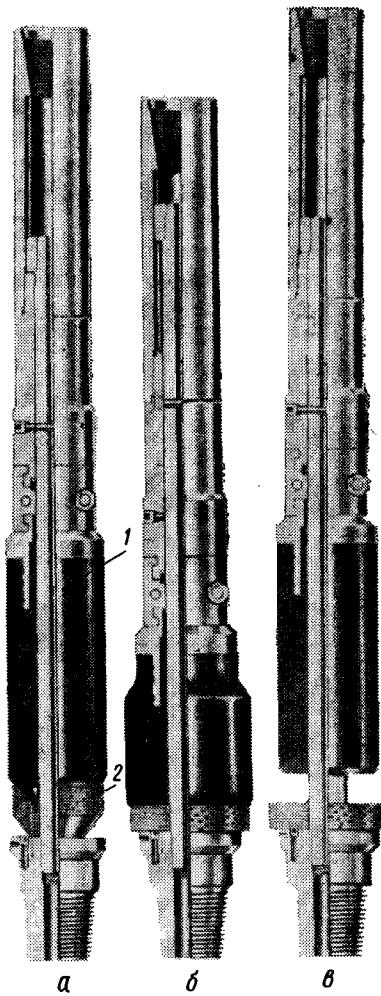


Рис. 49. Пакер фирмы Джонстон с металлической пластинчатой опорой.
а — в транспортном положении; б — в скатом положении; в — металлическая опора в рабочем положении.
1 — эластичная часть пакера; 2 — металлическая пластинчатая опора.

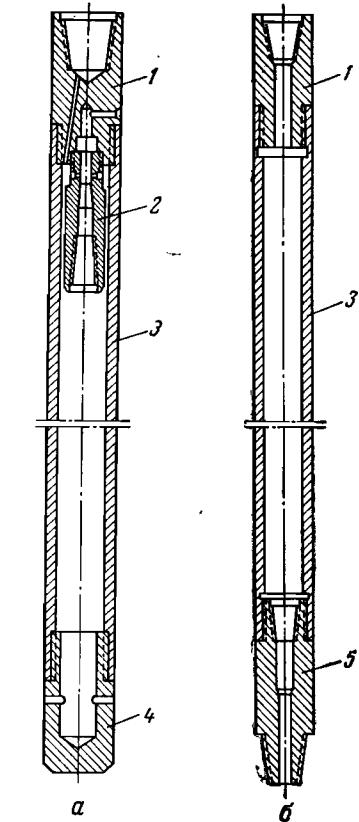


Рис. 50. Переводник для установки контрольно-измерительных приборов.
а — регистрирующего манометра в хвостовик испытателя пластов; б — манометра в испытатель пластина;
1 — верхний переводник; 2 — ниппель регистратора давления (типа Т); 3 — корпус; 4 — опорный башмак; 5 — нижний переводник.

Переводник для установки регистрирующего манометра выпускается в двух конструктивных вариантах (рис. 50). Одна конструкция служит для установки регистрирующего прибора под пакером испы-

тателя пластов (под фильтром). Такой переводник оканчивается никелированным опорным башмаком 4. Особенность данного переводчика заключается в том, что центральное отверстие ниппеля 2 может открываться как внутрь корпуса, так и в затрубное пространство, что позволяет регистрировать давление либо в каждой из этих зон отдельно, либо одновременно в обеих. Для установки регистрирующего манометра в любой другой части испытателя пластов предусмотрен переводник, имеющий в верхней и нижней частях резьбовые концы.

Регистрирующий манометр фирмы Джонстон (рис. 51) входит в комплект испытателя пластов и характеризуется высокой степенью точности измерений.

В табл. 19 приведены некоторые данные о глубинных манометрах этого типа.

Таблица 19

Давление, кгс/см ²	Длительность хода часового механизма, ч	Допустимая температура, °C
210	24	120
350	24	120
490	24	150—170
700	48	170—200
1000	48	200

Точность измерения в описываемых конструкциях манометра в значительной степени достигается за счет уменьшения трения в отдельных

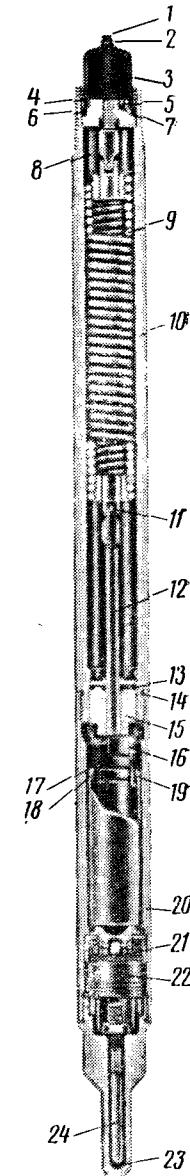


Рис. 51. Регистрирующий манометр фирмы Джонстон (типа Т).

1 — пробка; 2 — зажим; 3 — камера высокого давления; 4 — штицер; 5 — установочный винт; 6 — патрон, воспринимающий давление; 7 — якорь, пружины; 8 — скоба; 9 — пружина; 10 — корпус; 11 — запорный палец; 12 — поршень; 13 — прокладка сальника; 14 — О-образное уплотнительное кольцо; 15 — корпус камеры управления; 16 — держатель пера; 17 — запорная шайба; 18 — колпачковая гайка; 19 — перо; 20 — корпус регистрирующего прибора; 21 — записывающий узел; 22 — часовой механизм; 23 — гильза термометра; 24 — термометр.

частях механизма. Регистраторы давления имеют стальную спиральную пружину, прикрепленную к плунжеру, работающему в сальнике с исключительно низким трением.

Устьевое оборудование (вертлюжная головка с одним или двумя рукавами) также входит в комплект испытателя пластов. На рис. 52, а, б показана головка, которая крепится к верхнему концу колонны бурильных труб и обеспечивает быстрое закрытие отверстия,

предназначенного для забрасывания специального бойка, передачу вращения бурильным трубам в процессе испытания. На головке имеется вентиль, к которому можно присоединить трубопровод, и таким

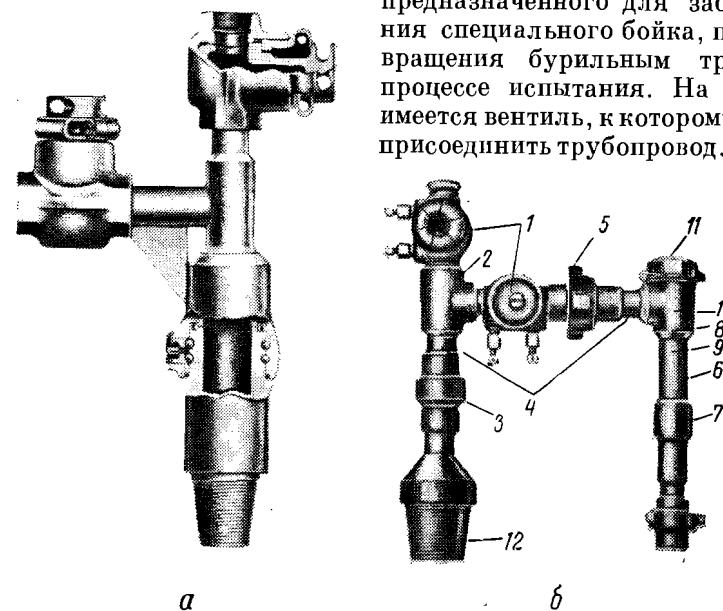
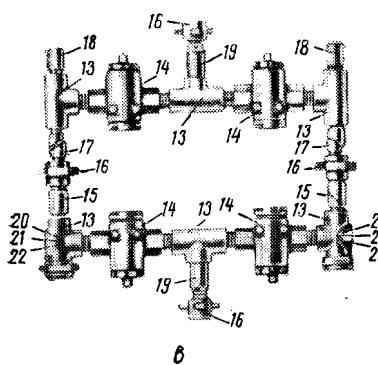


Рис. 52. Вертлюжные головки фирмы Джонстон.

а, б — вертлюжные головки низкого давления; в — головка высокого давления с двумя рукавами.
1 — задвижка; 2, 13 — резьбовые переводники; 3 — вертлюг; 4, 6, 15, 17, 19 — ниппели; 5, 16 — соединительная муфта; 7 — муфта; 8 — гильза штуцера; 9, 21 — штуцеры; 10, 22 — сетки штуцера; 11 — пробка; 12 — нижний переводник; 14 — кран; 18 — пробка высокого давления; 20 — букса штуцера.



образом продукт, полученный в результате испытания продуктивного горизонта, направить в специальный сборник.

Конструкция рассчитана на поворот ее при обвязке наземного оборудования в любое требуемое положение для присоединения переводного трубопровода к сборнику, а также на вращение бурильных труб в любое время испытания без нарушения уплотнений в головке.

Применяемая обычно в испытателях фирмы Джонстон устьевая головка рассчитана на рабочее давление 210 кгс/см². Созданы также

110

головки, рассчитанные на более высокое давление. Имеются головки и с двумя рукавами (рис. 52, в).

Аварийный циркуляционный клапан (рис. 53) предназначен для перекрытия гидравлического канала в любом узле компоновки испытателя пластов и восстановления циркуляции жидкости через этот узел, если возникает необходимость в прокачивании жидкости сверху вниз. В разработанных конструкциях клапанов открытие происходит при осевой нагрузке (на пробку сверху вниз) 135 кгс.

Испытатель пластов многократного действия фирмы Джонстон

Фирмой Джонстон разработана и широко применяется в зарубежной практике конструкция испытателя пластов многократного действия типа MFE, обеспечивающая несколько открытых и закрытых периодов испытания объекта.

В компоновку испытателя пластов MFE вместо гидравлического испытателя пластов и запорно-поворотного клапана входят три узла: испытатель пластов многократного действия, уравнительный клапан и раздвижное устройство.

Испытатель пластов (рис. 54) в отличие от рассмотренной выше конструкции имеет специальную камеру 5, через которую происходит приток пластовой жидкости в трубы, а при закрытии приемного клапана в конце испытания в ней поднимают пробу пластовой жидкости, т. е. она выполняет функцию пробоотборника. На верхнем штоке 1 имеется фигурный паз 2, по которому скользит сухарь 3, закрепленный в верхнем переводнике 4 испытателя пластов.

Уравнительный клапан (рис. 55) конструктивно весьма сложен. Он состоит из следующих основных деталей: верхнего переводника 1 с центральной втулкой 2; верхнего 3 и нижнего 4 штоков; тормозной камеры 5, корпуса 6 и нижнего переводника 7. Поршень в тормозной камере установлен таким образом, чтобы обеспечивалось торможение штока при его движении вверх.

Раздвижное устройство (рис. 56) предназначается для сохранения сжимающей осевой нагрузки на пакер в момент приподъема инструмента, когда закрывают приемный клапан испытателя пластов. Оно состоит из следующих деталей: верхнего корпуса 1; переводника 2, с системой переточных каналов 3, клапанов 4; нижнего корпуса 5 и центрального штока 6, заканчивающегося резьбовым переводником 7.

Система клапанов в переводнике установлена на торможение движения корпуса при его перемещении вверх.

Работа указанной компоновки в скважине сводится к следующему. После достижения забоя, при передаче осевого усилия на испытательный инструмент шток уравнительного клапана свободно перемещается вниз и перекрывает боковое отверстие в нижнем переводнике 7 (см. рис. 55). Также свободно перемещается вниз и корпус раздвижного устройства. После этого происходит деформация пакерующего элемента. Шток испытателя пластов перемещается вниз (из б в в) и сдвигает центральную втулку 2, которая перекрывает

111

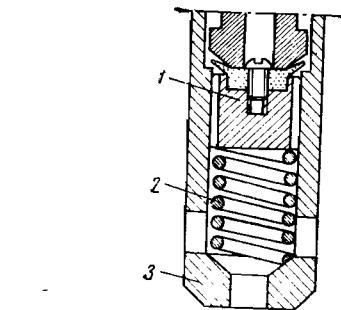
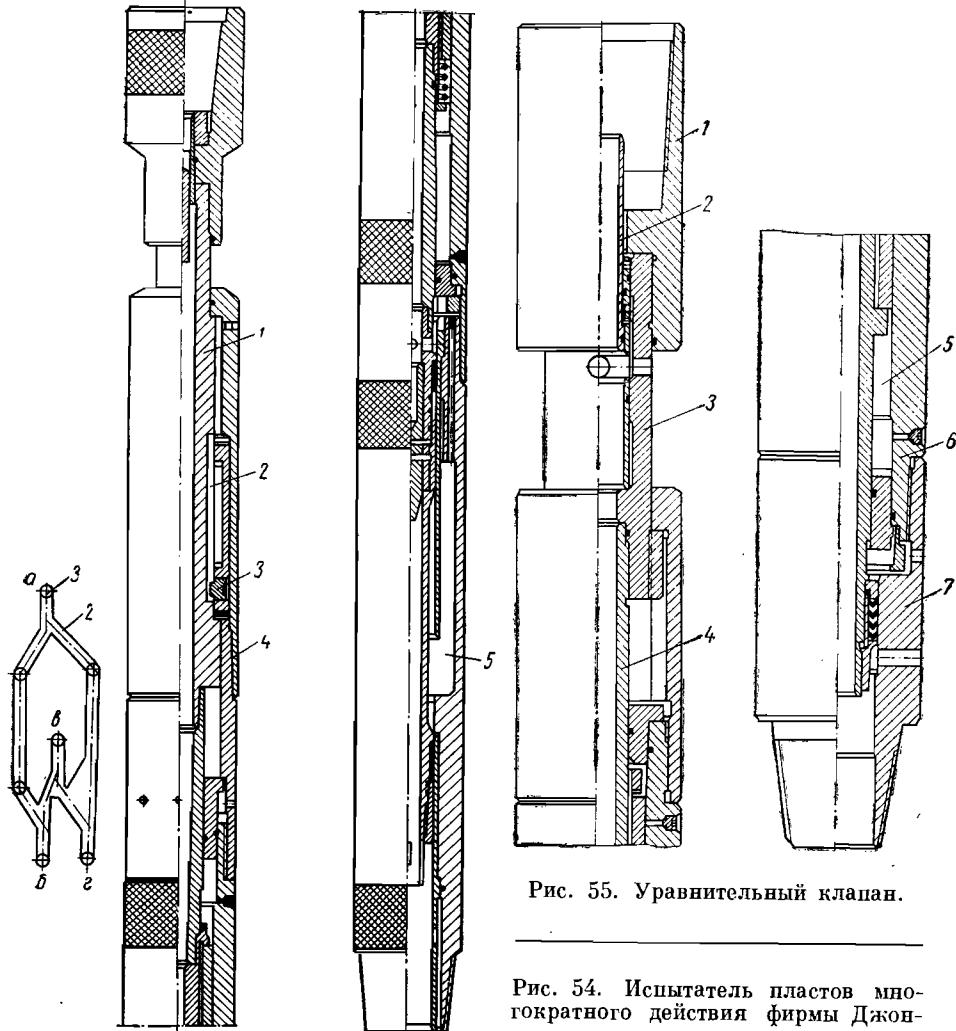


Рис. 53. Аварийный клапан.
1 — пробка; 2 — пружина; 3 — корпус.



боковые отверстия в верхнем штоке 3 уравнительного клапана. При подъеме штока (из *в* в *г*) и последующем спуске из положения *г* (см. рис. 54) в положение *а* открывается приемный клапан испытателя пластов. Для закрытия приемного клапана и обеспечения закрытого периода испытания инструмент приподнимают, шток свободно перемещается в положение *б*, при этом резко возрастает нагрузка на инструмент, так как натяжение инструмента через сухарь передается на корпус испытателя пластов. Это является сигналом на поверхность к прекращению подъема инструмента и его опускают в положение *в*. После пребывания испытателя пластов в закрытом положении бурильную колонну приподнимают и приpusкают, шток перемещается в положение *а*, снова открывается приемный клапан и возникает приток жидкости из пласта в бурильные трубы.

Для закрытия клапана инструмент снова поднимают и шток переходит в положение *в* через *б*.

После этого все операции можно повторить в той же последовательности для выполнения нескольких открытых и закрытых периодов испытания.

Следует отметить, что при указанных перемещениях инструмента боковые отверстия уравнительного клапана остаются закрытыми, что достигается при помощи тормозной камеры, и только при длительно приложенной растягивающей нагрузке в конце испытаний они открываются и выравнивается давление в подпакерной и надпакерной зонах скважины.

Вертикальные перемещения инструмента не приводят к уменьшению сжимающей нагрузки на пакерующий элемент, так как незначительные перемещения корпуса раздвижного устройства вызывают переток жидкости из верхней камеры в нижнюю (см. рис. 56) и давление на нижний поршень, связанный с корпусом пакера, остается неизменным до тех пор, пока имеется жидкость в верхней камере. Как только вся жидкость перетечет в нижнюю камеру, дальнейшее перемещение корпуса раздвижного устройства вверх приведет к уменьшению сжимающей нагрузки на пакера, что происходит при снятии пакера после испытаний.

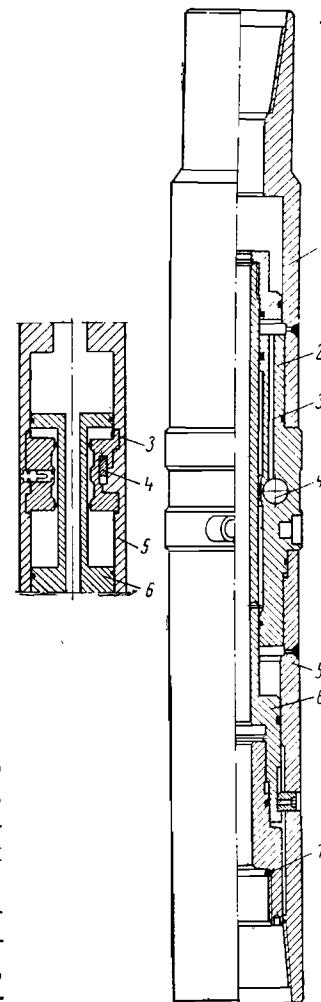


Рис. 56. Раздвижное устройство.

Испытатель пластов фирмы Халлибуртон

Эти испытатели пластов используются за рубежом как в незакрепленных, так и в обсаженных скважинах. Как и в испытателях пластов других типов, принцип действия описываемого испытателя за-

ключается в снятии давления столба жидкости на пласт и сообщении призабойной зоны испытываемого объекта с пространством, в котором давление равно атмосферному. Последовательность операций при работе с указанным испытателем пластов аналогична рассмотренным выше. Различие заключается в основном в конструктивных особенностях основных узлов испытателя.

К наиболее современным конструкциям испытателей, спускаемых в скважину на трубах, относится гидропружинный испытатель пластов, управление которым осуществляется при помощи вертикального перемещения колонны бурильных или насосно-компрессорных труб. Конструкция его рассчитана на несколько

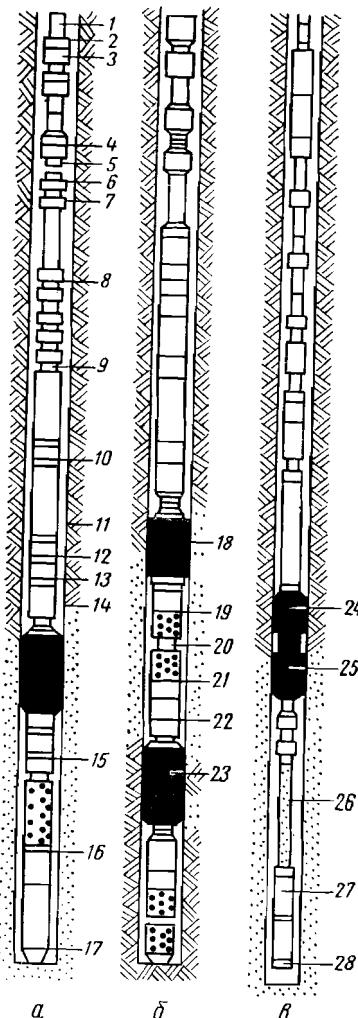


Рис. 57. Компоновка гидропружинного испытателя пластов фирмы Халлибуртон. а — с опорой на забой и одним пакерующим элементом; б — с опорой на забой и двумя широкими расставленными пакерами; в — с подвесным пакером.

1, 5 — бурильные трубы; 2, 4, 6 — замковое соединение; 3 — запорно-поворотный клапан; 7 — рабочий переводник и узел штуцера; 8 — гидропружинный испытатель; 9, 16, 21 — переводники с глубинным регистрирующим манометром; 10 — гидравлический ясс; 11 — стол скважины; 12 — безопасный замок; 13 — пакер; 14 — продуктивный пласт; 15 — фильтр хвостовика; 17 — хвостовик с опорным башмаком; 18 — верхний пакерующий элемент; 19 — фильтр; 20 — трубка уравнительного канала; 22 — удлинитель; 23 — нижний пакерующий элемент; 24 — пакерующий элемент подвесного пакера; 25 — опора на стенку скважины; 26 — фильтр; 27 — переводник для установки контрольно-измерительных приборов; 28 — нижняя муфта.

разных компоновок (рис. 57). Для испытания пласта под уплотнительным элементом, выполнен испытатель с одним пакером (рис. 57, а). Имеется испытатель с двумя пакерами, деформация уплотнительных элементов в котором осуществляется под действием веса бурильных или насосно-компрессорных труб при опоре испытателя пластов на забой (рис. 57, б). И, наконец, при третьей компоновке с подвесным пакером (рис. 57, в) возможно испытание пласта в обсаженной сква-

жине без опоры испытателя на забой. Сжимающее усилие при запаске-ровке воспринимается здесь специальной шлипсовой опорой, закре-пленной на стенке обсадной колонны. Таким образом, последняя компоновка относится уже к испытателям пластов без опоры на забой.

Такое разнообразие компоновок испытателей фирмы Халлибуртон обеспечивается комплектом узлов, рассмотренных ниже.

Циркуляционный клапан (рис. 58) устанавливается в колонне труб над испытателем пластов и позволяет при помощи обратной промывки удалять содержимое бурильных труб после завершения испытания. Это важно для уменьшения опасности воспламенения свободной нефти или газа в трубах при выходе из скважины. Клапан служит также для циркуляции бурового раствора.

Для открытия циркуляционного клапана в бурильные трубы забрасывают груз, в результате чего срезается шток герметизирующей пробки. Сальниковая часть пробки входит при этом в бурильную трубу под действием перепада давления в трубах и затрубном пространстве.

Переводник выпускается в соответствии со всеми стандартными раз-мерами бурильных труб.

Двухпозиционный клапан ТС Хауко выполнен конструктивно как циркуляционный и запорно-по-воротный (рис. 59). Он при-водится в действие враче-нием колонны труб в пра-вую сторону и позволяет замерять статическое дав-ление при закрытой сква-жине. Конструкция кла-пана предусматривает воз-можность циркуляции и одновременно снятия кри-вой восстановления давле-ния в закрытом периоде ис-пытания.

Клапан может работать в любом месте бурильной колонны над испытателем пластов. Обычно его располагают на два-три замковых соединения выше испытателя.

Клапан ТС позволяет отсекать пробу пластовой жидкости, полу-ченную в конце испытаний.

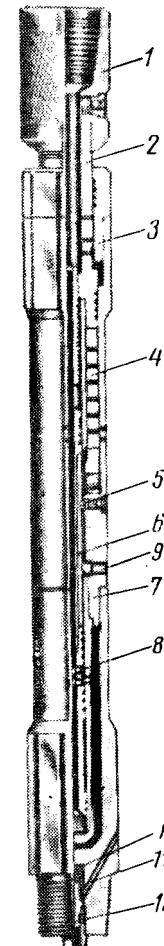


Рис. 58. Циркуляционный клапан.

1 — груз; 2 — корпус; 3 — герметизирующая пробка со штоком.

Рис. 59. Двухпозиционный клапан ТС фирмы Халлибуртон.

Основные составные части клапана следующие:

- 1) стопорная гайка, предотвращающая вращение штока до установки пакера и открытия клапана испытателя пластов;
- 2) пружина и гидравлический неуравновешенный шток, удерживающий стопорную гайку в рабочем положении;
- 3) втулка с трапециoidalной резьбой, служащая для преобразования вращательного движения труб в поступательное перемещение гильзового затвора;
- 4) гильзовый затвор, расположенный в нижней части ТС, служащий для открытия или закрытия отверстий циркуляционного и запорного клапанов.

При спуске инструмента шток 2, соединенный с резьбовым переводником 1, находится в верхнем положении и пружиной 4 прижат к торцу стопорной гайки 3. Нижние боковые отверстия 8 в штоке 6 при этом открыты (см. рис. 59). После открытия клапана испытателя жидкость свободно проходит через боковые отверстия и центральное отверстие штока. Для закрытия боковых отверстий увеличивают осевую нагрузку, которая сжимает пружину клапана, и шток 2, перемещаясь вниз, отходит от упорного торца стопорной гайки 3. При вращении колонны труб вместе с ней вращаются верхний переводник и шток 2, а нижний шток 6, имеющий шпоночное соединение 5 с корпусом клапана 7, благодаря резьбе перемещается вверх, обеспечивая закрытие боковых отверстий. Если возникает необходимость в создании циркуляции промывочной жидкости, то дальнейшим проворотом колонны достигается перемещение штока 6 еще выше и сообщение боковых отверстий 8 с затрубным пространством через отверстия 9.

Интересно устроено приспособление, регулирующее перепад давления между внутренней полостью клапана и затрубным пространством. При увеличении этого перепада выше допустимого поршень нижнего клапана 12, сжимая пружину 10, перемещается вверх и обеспечивает сброс жидкости через отверстие 11 в скважину. Благодаря этому давление внутри клапана снижается, и поршень снова занимает первоначальное положение.

Данная конструкция клапана применяется с трубами наружным диаметром 76, 98 и 146 мм.

Рабочий переводник со штуцером (рис. 60) устанавливается в испытательной компоновке между двухпозиционным клапаном Хауко и гидропружинным испытателем пластов. Штуцер предназначен для регулирования скорости поступления жидкости из пласта и ограничения начальной депрессии на пласт. Штуцер способен пропускать значительный поток жидкости через отводной канал, когда возникает необходимость в этом. Рабочий переводник применяется при подъеме отдельных узлов испытательного оборудования при их сборке на поверхности. Рабочие переводники выпускаются для использования с бурильными трубами диаметром 73, 89, 114 мм.

Гидропружинный испытатель (рис. 61) представляет собой сочетание приемного и уравнительного клапанов, приводимых в действие от вертикального перемещения колонны бурильных труб. К основ-

ным частям инструмента относятся: пружина, удерживающая его в растянутом положении на поверхности и помогающая закрываться впускному клапану при снятии сжимающей нагрузки в конце испытания; тормозная камера, заполненная жидкостью, с двухходовым клапаном, тормозящим движение сердечника испытателя пластов вниз, но допускающим быстрое перемещение его вверх; приемный клапан, открывающий и закрывающий доступ жидкости в пространство между испытателем пластов и запорным клапаном; уплотнительная головка и металлическое седло, служащие для открывания и закрывания отверстий уравнительного клапана. Клапаны устроены таким образом, что отверстия уравнительного клапана закрываются прежде, чем открывается приемный клапан испытателя.

Благодаря тормозной камере четко разграничиваются операция по установке пакера и момент открытия приемного клапана, что фиксируется регистрирующим манометром. Кроме того, торможение при движении сердечника вниз предупреждает преждевременное открытие клапанов испытателя при внезапных посадках инструмента в процессе спуска в скважину. Однако сердечник перемещается медленно только в начале установки пакера, пока уплотнения не дошли до отверстий приемного клапана. После этого он перемещается быстро вниз, и приемный клапан испытателя открывается. Резкое открытие клапана соответствует увеличению нагрузки на крюке, что фиксируется на поверхности и позволяет контролировать работу испытателя в скважине.

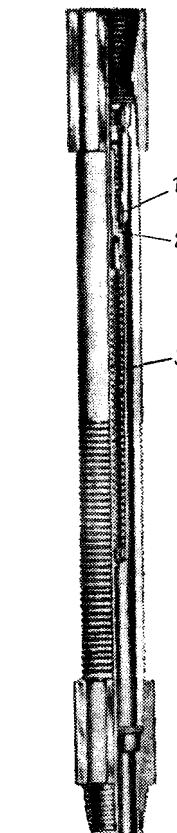


Рис. 60. Рабочий переводник со штуцером.

1 — гидравлический кольцевой канал; 2 — сменный штуцер; 3 — фильтр.

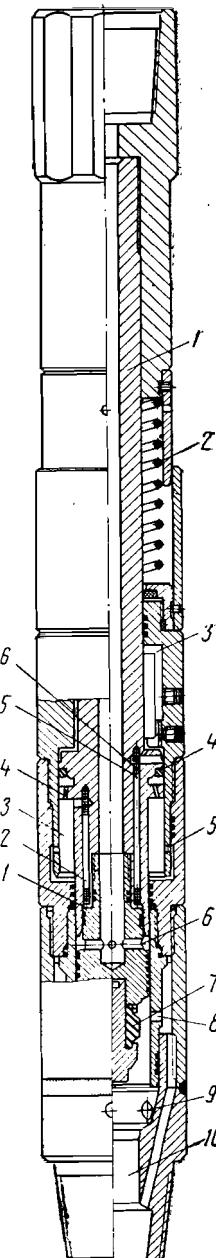


Рис. 61. Гидропружинный испытатель пластов фирмы Халлибуртон.

Опыт показал, что вследствие быстрого перемещения уплотнений по сердечнику они сохраняются в работоспособном состоянии на несколько рейсов в скважину.

При уменьшении осевой нагрузки на испытатель в конце испытания сердечник быстро возвращается в исходное положение, закрывая приемный клапан испытателя и открывая отверстия уравнительного клапана, так что усилие, удерживающее приемный клапан испытателя в открытом положении, должно быть приложено на весь период испытания.

При спуске инструмента в скважину шток 1 (рис. 61) испытателя пластов находится в крайнем верхнем положении и внутренняя полость инструмента через отверстия 9 уравнительного клапана сообщается с затрубным пространством. Для открытия приемного клапана создают осевую нагрузку, и шток, сжимая пружину 2, перемещается вниз. Этому движению препятствует сила гидравлического сопротивления, возникающего в тормозной камере. При перемещении штока и поршня вниз жидкость из нижней камеры 13 через каналы 12, кольцевое пространство 11 и канал 15 поступает в верхнюю камеру 3.

Для регулирования величины гидравлического сопротивления в отверстиях установлены специальные стержни 16. Уплотнение поршня в цилиндре достигается при помощи резинового кольца 4. Перед открытием приемного клапана уплотнительная головка 7 перекрывает центральное отверстие 10 и разобщает внутреннюю полость испытателя пластов от затрубного пространства. После этого уплотнительное кольцо 4 опускается ниже отверстия 5, через которое начинается переток жидкости в тормозной камере, гидравлическое сопротивление падает, и скорость перемещения штока испытателя резко возрастает. За короткий промежуток времени отверстия 6 в приемном клапане устанавливаются против отверстий 8 в гильзе и через них начинается приток жидкости в испытатель пластов. В конце испытаний создают натяжку инструмента, уплотнительное кольцо 4 выходит из своего гнезда и свободно скользит по цилиндру, а жидкость из верхней камеры через отверстия 14 свободно перетекает в нижнюю камеру и не препятствует перемещению штока вверх. При движении его вверх закрываются отверстия приемного клапана, а затем открывается центральное отверстие 10, и снова внутренняя полость инструмента сообщается с затрубным пространством, что приводит к выравниванию давления в подпакерной и надпакерной зонах скважины.

В комплект узлов гидропружинного испытателя пластов входит гидравлический регулируемый штуцер, который устанавливают в верхней части гидропружинного испытателя. Гидравлический штуцер предназначен для регулирования начального потока жидкости, поступающей из-под пакера, и снижения таким образом гидравлической нагрузки на пакер в первый период после открытия приемного клапана.

Это достигается путем перемещения штока вверх и соединения радиальных отверстий в нем с отверстиями в корпусе.

Штуцер устанавливают таким образом, чтобы поток жидкости, проходящей через испытатель, проходил и через штуцер. Когда приемный клапан испытателя открывается, то диаметр проходного канала штуцера уменьшается до 3,175 мм. Под действием пластового давления сердечник в гидравлическом регулируемом штуцере движется вверх, в результате чего диаметр проходного канала постепенно увеличивается с 3,175 до 4,75, затем до 9,5 мм и, наконец, канал полностью открывается.

Это автоматическое устройство, хотя и предназначено для регулирования начального потока жидкости при полностью открытом гидравлическом канале, позволяет проводить испытание в случае фонтанирования без дополнительных гидравлических сопротивлений, так как при полном открытии сечение гидравлического канала соответствует сечениям остальных гидравлических каналов испытателя пластов. Время открытия штуцера регулируют на поверхности перед спуском испытателя в скважину путем предварительного сжатия пружины. Это время зависит от давления под пакером в начальный период испытания. Гидропружинный испытатель пластов выпускается наружными диаметрами 98,127 и 149 мм.

Яссы устанавливают в испытателе пластов непосредственно над пакером.

В гидравлическом яске испытателя пластов фирмы Халлибуртон (рис. 62, а) используется гидростатическое давление жидкости, находящейся в скважине. При установке пакера шток ясса находится в нижнем положении. В случае прихвата инструмента колонну труб натягивают, шток ясса медленно перемещается вверх, а затем вследствие снижения гидравлического сопротивления получает возможность перемещаться быстро, благодаря чему происходит удар в направлении снизу вверх по корпусу ясса. Сила удара зависит от растягивающего усилия, приложенного к трубам. Яссы выпускаются диаметром 98 и 127 мм.

На рис. 62, б изображен яс испытателя пластов фирмы Халлибуртон открытого типа, центральный шток в котором выполнен из двух частей, соединяющихся на резьбе. Резьбовая муфта верхней части штока образует две гидравлические камеры, сообщающиеся со скважиной через специальные отверстия. При движении штока вверх жидкость из верхней камеры через верхнее отверстие вытесняется в скважину, а небольшая ее часть перетекает через зазор между наружной поверхностью резьбовой муфты и стенкой корпуса ясса. В связи с тем, что указанный зазор подбирают небольшого сечения, возникающие гидравлические сопротивления тормозят движение штока вверх. Как только резьбовая муфта переместится выше нижнего отверстия корпуса, начинается свободный приток жидкости из скважины в нижнюю зону, гидравлические сопротивления уменьшаются, скорость движения его резко возрастает и вследствие гидравлического удара прихваченный инструмент освобождается.

При движении штока вниз в начальный период через верхнее отверстие жидкость поступает из скважины в гидравлическую

камеру, а через нижнее свободно вытесняется в скважину, и шток легко перемещается вниз. И только в конце хода для снижения силы удара штока по нижнему переводнику ясса резьбовая муфта перекрывает нижнее отверстие в корпусе, и движение штока затормаживается.

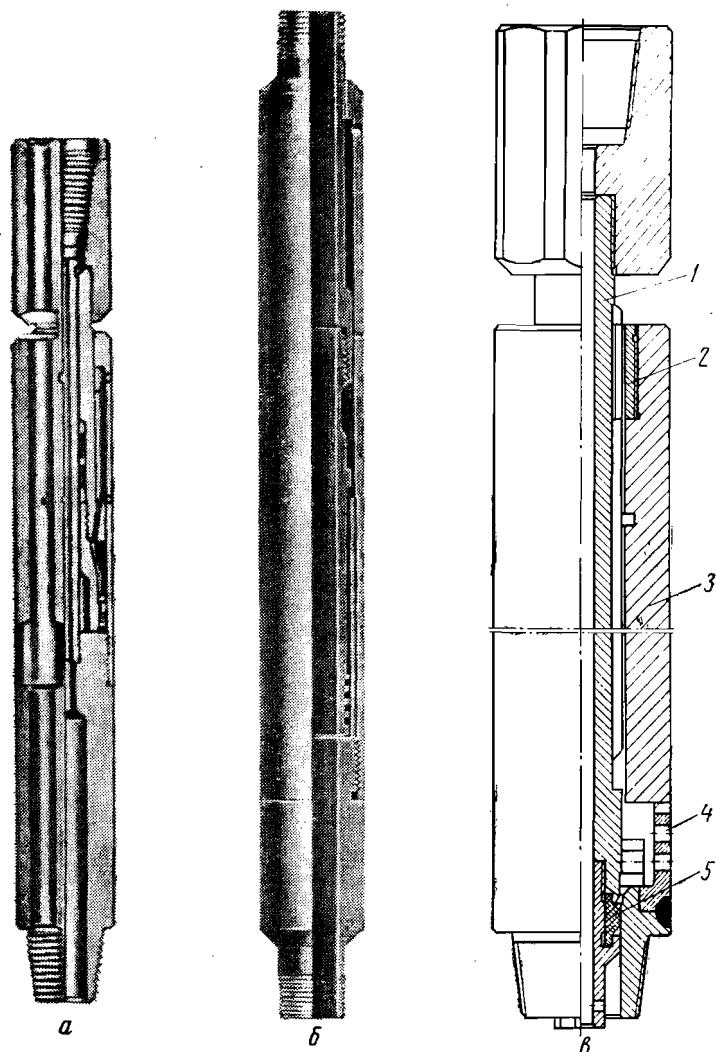


Рис. 62. Узлы испытателя пластов.

А — гидравлический ясс; б — ясс открытого типа; в — безопасный замок.

Безопасный замок предусматривается использовать при испытании как в обсадной колонне, так и в незакрепленной скважине и устанавливается непосредственно над пакером. Замок предназначен для отсоединения бурильных труб или испытателя от пакера в случае их

прихвата на забое скважин. Шток 1 (рис. 62, в) замка соединен с корпусом 3 при помощи втулки 2, имеющей левую резьбу. Для предотвращения преждевременного разъединения в случае проворота труб в корпусе имеются специальные пазы, в которые входят выступы штока. Поэтому для отсоединения штока от корпуса необходимо вращать трубы направо и одновременно перемещать их вертикально вверх и вниз. Втулка 2 при этом отвинчивается. Ввиду вращения трубы вправую сторону устраивается возможность развинчивания инструмента в каком-либо другом резьбовом соединении. Безопасный замок имеет встроенный перепускной клапан, который действует в качестве вспомогательного клапана гидропружинного испытателя пластов. При растянутом положении шток 1 находится вверху, и жидкость из скважины через отверстия 4 свободно перетекает в испытательный инструмент. После достижения забоя шток замка перемещается вниз и уплотнительной головкой 5 перекрывает внутренний канал в корпусе замка. За счет избыточного давления, действующего со стороны ствола скважины, шток может находиться в нижнем положении до конца испытания, т. е. до выравнивания давления в испытателе и в скважине.

Безопасные замки выпускаются диаметром 76, 98 и 127 мм.

Цилиндрический пакер фирмы Халлибуртон состоит из металлического остова, вверху и внизу заканчивающегося присоединительной резьбой, и двух пакерующих элементов, изготовленных из резины различной твердости. Нижний опорный элемент изготавливается из более твердой резины и отделен от верхнего металлическим опорным кольцом.

На рис. 63 показано взаимодействие пакерующих элементов. Когда пакер сжимают с поверхности, опорное кольцо опускается на свою нижнюю опору и воспринимает непосредственно часть нагрузки верхнего пакерующего элемента. При движении опорного кольца нижний твердый элемент деформируется, выступает за пределы своих nominalных размеров до соприкосновения со стенкой скважины. В результате верхний мягкий элемент не может затекать в зазор между корпусом испытателя пластов и стенкой скважины. Нижний пакерующий элемент выдерживает только ту нагрузку, которая действует на небольшую часть пакера, выступающую за металлическое опорное кольцо. Поэтому после снятия этой нагрузки он легко принимает свою первоначальную форму, что облегчает снятие инструмента в конце испытаний.

Цилиндрический пакер, работающий по данному принципу, изображен на рис. 64, а. В компоновке данного испытателя используются также подвесные пакеры (рис. 64, б, в).

Якорные трубы с гладкопроходными соединениями (замками) применяются для установки ниже пакера при испытаниях в незакрепленной скважине (рис. 65, а). Основное назначение якорной трубы — создание опоры, воспринимающей механические и гидростатические нагрузки, приложенные к пакеру.

Якорные трубы с гладкопроходными соединениями изготавливают из толстостенных труб высоколегированной стали. Они имеют

замковый ниппель и замковую муфту. Благодаря гладкопроходным соединениям наружный диаметр якорной трубы всюду одинаковый, в результате чего уменьшается опасность прихвата. Якорные трубы выпускают наружным диаметром 95, 127 и 146 мм и длиной от 0,3

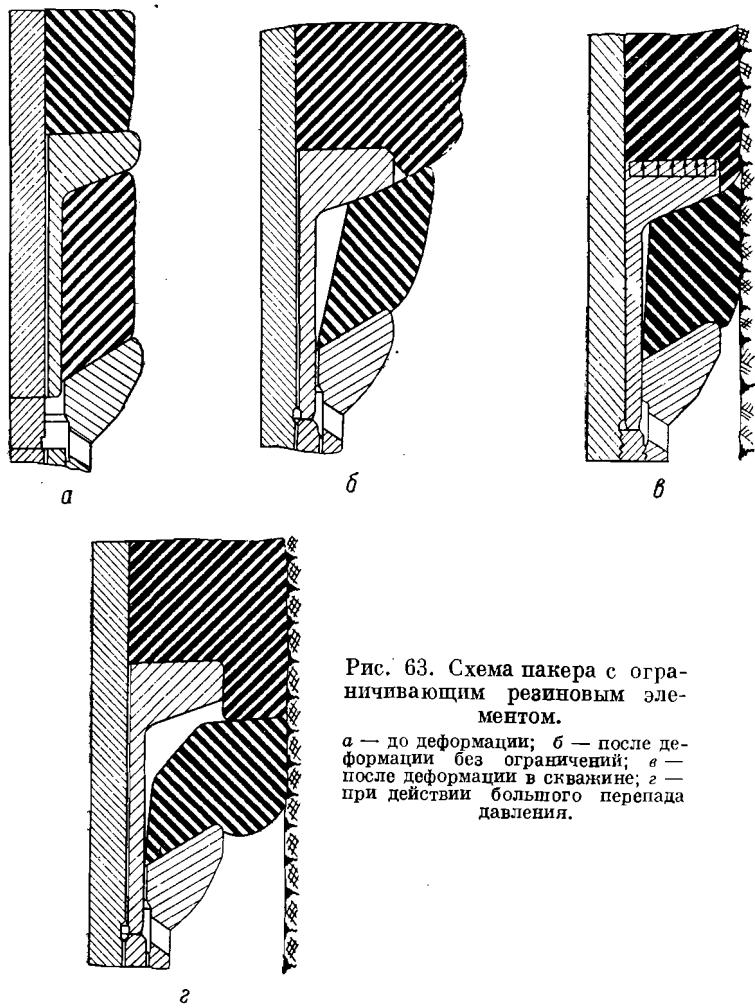


Рис. 63. Схема пакера с ограничивающим резиновым элементом.
а — до деформации; б — после деформации без ограничений; в — после деформации в скважине; г — при действии большого перепада давления.

до 1,5 м (0,3; 0,6; 0,9; 1,2; 1,5 м), что позволяет устанавливать пакер на необходимом расстоянии от забоя.

Жидкость из пласта проникает в якорные трубы через перфорированную часть (фильтр). Диаметр отверстий составляет 3,175 или 4,75 мм, что предотвращает поступление глины или других крупных частиц.

Башмак якоря (рис. 65, б), навинчиваемый на нижний конец якорной трубы, упирается в забой скважины, воспринимая всю

нагрузку в процессе испытания. Нижний торец башмака якоря закрыт, что обеспечивает распределение нагрузки на большую площадь забоя.

Таблица 20

Давление, кгс/см ²	Длительность хода часовового механизма, ч	Температура, °C
125	12	80
250	24	120
450	24	150—170
600	24—48	170
700	24—48	170—200
1000	48—72	200
1400	48—72	200—250

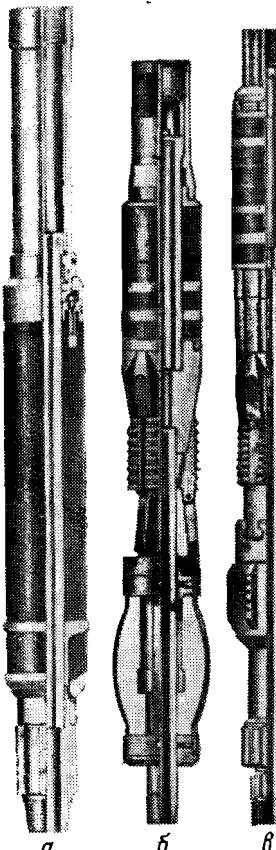


Рис. 64. Пакеры фирмы Халлибуртон.
а — с резиновым опорным элементом; б, в — подвесные.

Регистрирующий манометр Хаукко ВТ предназначен для регистрации изменений давления в скважине во время испытаний.

Он рассчитан на регистрацию давления в пределах 175—1405 кгс/см². Часовой механизм специальной конструкции, применяемый для управления прибором, способен противостоять удару и температуре до 250 °C и рассчитан на номинальную скорость записи при продолжительности вращения 12, 24, 48 и 72 ч. Корпус, используемый для спуска манометра ВТ, может служить для установки его либо над, либо под пакером при испытаниях как в необсаженной скважине, так и в обсадной колонне.

В табл. 20 приведены данные о регистрирующих манометрах, выпускаемых фирмой Халлибуртон.

Переводники выпускаются трех видов: один для установки манометра над пакером и два для



Рис. 65. Опорный хвостовик испытателя пластов.
а — фильтр; б — опорный башмак.

установки под пакером. Переводник является неотъемлемой частью компоновки испытательного инструмента и служит надежной защитой для манометра ВТ, имеющего на каждом конце резиновые амортизаторы, укрепленные в специальных гнездах переводников.

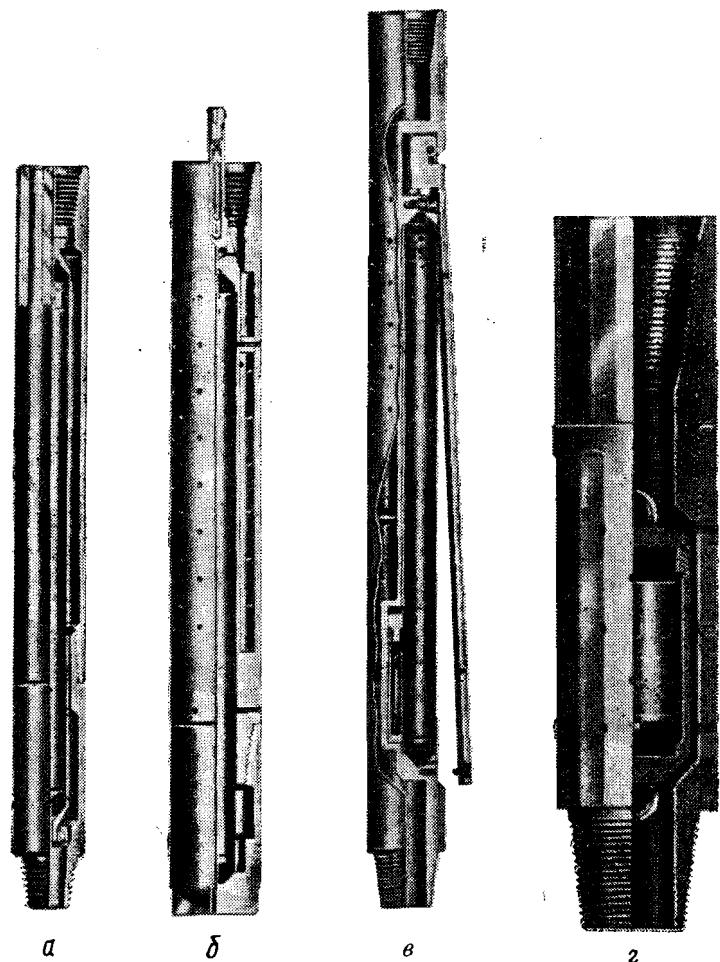


Рис. 66. Регистрирующие приборы и переводники для их установки.
а — переводник АРВТ для глубинного манометра; б — якорный башмак и переводник для установки нижнего глубинного манометра; в — перфорированная труба с крышкой для установки нижнего глубинного манометра; г — регистрирующий термометр.

На рис. 66, а изображена конструкция переводника для установки манометра над пакером. В переводнике имеется канал для движения потока жидкости, омывающей корпус манометра. Таким образом манометр регистрирует гидродинамическое давление во время испытания. Переводник выпускается наружным диаметром 95 и 127 мм.

При установке манометра под пакером используется переводник с якорным башмаком (рис. 66, б). Он является частью якорной трубы и служит опорой для пакера. Корпус переводника перфорирован для проникновения пластовой жидкости при испытании. Манометр в этом случае не омыается потоком жидкости и регистрирует давление в затрубном пространстве, которое передается через отверстия во внутреннем корпусе, удерживающем манометр. При установке манометр регистрирует пластовое давление, даже если отверстия закупорились, и манометр, установленный выше пакера, не дает показаний. Переводник выпускается наружным диаметром 127 и 146 мм для установки на обычной якорной трубе с гладкопроходным соединением фирмы Халлибуртон. Выпускается также переводник той же конструкции, но без якорного башмака и поэтому его можно устанавливать в любом месте под пакером.

Переводник третьего вида (рис. 66, в) по назначению аналогичен переводнику с якорным башмаком: его устанавливают под пакером как часть якоря и манометр в нем не омыается потоком жидкости, который здесь проходит через внутреннюю полость корпуса переводника. Особенностью этого переводника является навешенная на петлях крышка, открыв которую, можно удалить манометр из переводника после подъема инструмента на поверхность. Таким образом, диаграмму давления можно немедленно использовать, не ожидая развинчивания испытательной компоновки.

Регистрирующий глубинный термометр НТ-500 (рис. 66, г) служит для регистрации температуры в скважине. Перед спуском испытателя на забой термометр помещают в камеру специального переводника с отверстиями в корпусе для прохода жидкости. Переводник с термометром, как правило, устанавливают в нижней части фильтра испытателя. Для извлечения прибора на поверхность отвинчивают верхнюю резьбовую муфту.

Запись температуры в приборе НТ-500 осуществляется на специальных металлических диаграммах с ценой деления $5,6^{\circ}\text{C}$. Каждый комплект прибора снабжен набором указанных диаграмм с пределами измерений температуры $21-77$, $65-121$ и $121-177^{\circ}\text{C}$. Таким образом, максимальная температура, записываемая прибором, составляет около 180°C .

Оптический микрометр используется для расшифровки диаграмм глубинных манометров по завершении испытания.

Устьевая головка фирмы Халлибуртон предназначается для выполнения тех же операций, что и в других испытателях пластов, но имеет некоторые конструктивные отличия.

В зависимости от ожидаемого давления и дебита скважины могут применяться головки с одним или двумя рукавами (соответственно для низких и высоких пластовых давлений). Во всех конструкциях устьевой головки предусмотрены главный клапан для перекрытия потока пластовой жидкости или газа и обратный клапан для закачивания в колонну бурильных или насосно-компрессорных труб промывочной жидкости при необходимости глушения скважины.

Для возможности вращения колонны бурильных труб во время испытания устьевые головки выполнены вертлюжными (рис. 67). При высоком пластовом давлении, когда пластовая жидкость поднимается выше устья, головку соединяют трубопроводом или шлангом со специальным резервуаром. Соединение осуществляется при помощи манифольдов для возможности открытия вентиляй и штуцеров в процессе работы.

В практике испытаний широкое распространение получила устьевая головка фирмы Халлибуртон LT-20 (рис. 68), рассчитанная на давление выше 700 кгс/см² и предназначенная

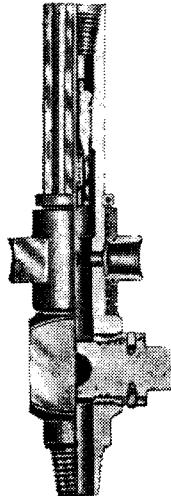


Рис. 67. Вертлюжная головка с низкого давления (типа СВ).

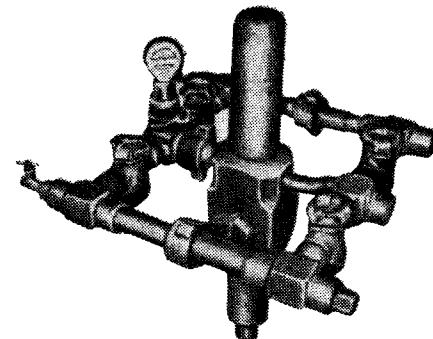


Рис. 68. Головка высокого давления с двумя рукавами (типа LT 20).

для испытания нефтяных и газовых скважин. Специальные вставки с О-образными уплотнениями служат для защиты резьбовых соединений. Все краны пробковые. Корпус устьевой головки и переводник для соединения с бурильными трубами достаточно прочны, чтобы воспринимать вес колонны бурильных или насосно-компрессорных труб.

Устьевую головку устанавливают на удобный для работы высоте. К устьевой головке можно присоединить квадрат, через который при необходимости нагнетают жидкость в бурильные трубы для регулирования давления.

Кроме рассмотренных узлов гидропружинного испытателя пластов, в комплект оборудования входят еще приспособления для кислотной обработки пласта.

Приспособление для кислотной обработки пласта (рис. 69) служит для промывки призабойной зоны пласта кислотой непосредственно перед спуском испытателя на колонне бурильных труб. Эта операция оправдывает себя при испытании пластов с низкой проницаемостью и при закупорке призабойной зоны пласта.

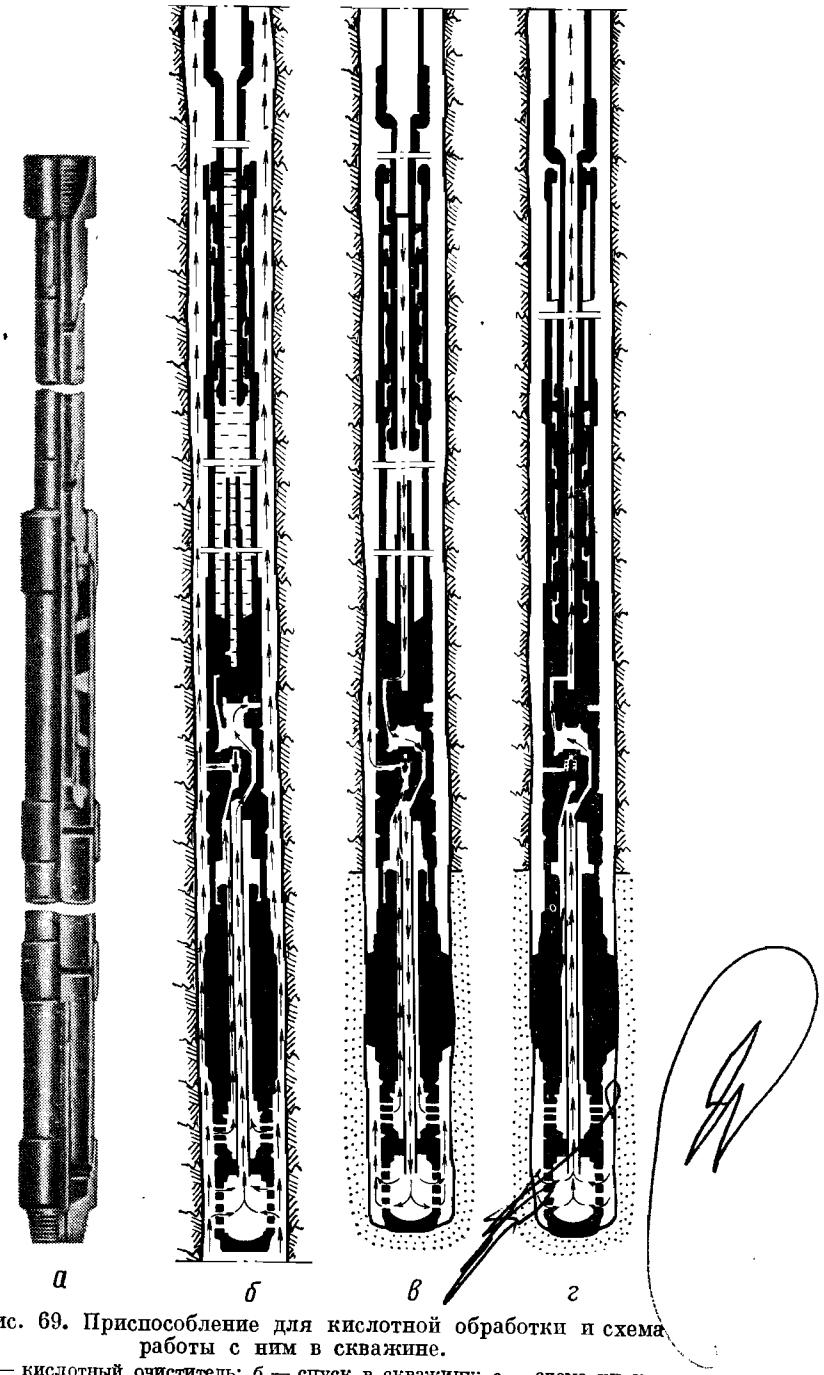


Рис. 69. Приспособление для кислотной обработки и схема работы с ним в скважине.

а — кислотный очиститель; б — спуск в скважину; в — схема циркуляции при кислотной обработке пласта; г — положение испытателя пласта в процессе притока жидкости.

Приспособление состоит из насоса для нагнетания кислоты, перепускного клапана и перфорированного переводника для направления кислоты в затрубное пространство после промывки пласта. Насос помещается в колонне труб над гидропружинным испытателем пластов. При спуске приспособления в скважину кислота находится в цилиндре насоса между поршнем и закрытым клапаном испытателя пластов. Насос работает под действием веса бурильных труб. При открытии клапана в испытателе пластов под действием веса труб поршень движется вниз и вытесняет кислоту через колонну труб и испытатель в пространство под пакер, а затем через перепускной клапан в затрубное пространство скважины под пакером. Когда поршень насоса достигает нижней крайней точки своего хода, штанга насоса открывает дисковый клапан, и бурильные трубы сообщаются непосредственно с зоной испытываемого объекта.

Переток кислоты в процессе обработки пласта и движение пластовой жидкости во время притока в трубы на рис. 69, б, в, г изображено стрелками.

Испытатель пластов фирмы Лайнз

За последнее время на американских промыслах нашел применение испытатель пластов, разработанный фирмой Лайнз. Компоновка этого испытательного инструмента в основном та же, что и испытателей пластов с опорой на забой фирм Джонстон и Халлибуртон, но указанный испытатель имеет некоторые особенности. Так, в компоновку введено устройство для отбора пробы пластовой жидкости (рис. 70). Кроме того, фирмой Лайнз разработан и применен в испытателе запорно-поворотный клапан, который позволяет достигать трех закрытых и трех открытых периодов испытаний. Конструктивные отличия имеют и другие узлы испытателя пластов с опорой на забой фирмы Лайнз.

Фильтр (рис. 71), как и в любом другом испытателе пластов с опорой на забой, выполнен в виде толстостенной трубы, изготовленной из высокопрочной легированной стали. Обращает на себя внимание отсутствие сварных соединений.

Глубинные регистрирующие манометры и термометры, применяемые в испытателе пластов фирмы Лайнз, рассчитаны на предельные давления до 1406 кгс/см² и температуру до 260 °С.

На рис. 72, а приведена конструкция глубинного регистрирующего манометра типов К-2 и К-3.

Давление жидкости из внешней среды через отверстия 11 фильтра 10 передается во внутреннюю полость спиральной трубы Бурдона 9, заполненной специальным никелево-углеродистым раствором. Нижний конец трубы прикреплен неподвижно к корпусу манометра, а верхнему ее концу присоединена кассета 8, на внутренней поверхности которой установлен бланк 5 для записи давления. За последнее время наиболее широкое распространение получили латунные

бланки с черным покрытием. В контакте с бланком находится острая игла 6, закрепленная в направляющей втулке 7.

При увеличении давления внутри трубы Бурдона она поворачивается на определенный угол и увлекает за собой кассету с бланком. Одновременно игла с направляющей втулкой перемещается вверх по ходовому винту 3, который вращается при помощи часовового механизма 1. Направляющая втулка (и игла) при этом не поворачивается, так как поступательно перемещается в пазе корпуса 4. Поворот кассеты и вертикальное перемещение иглы обеспечивают запись изменения давления во времени. Продолжительность завода часовового механизма может быть изменена переключением шестеренчатого редуктора 2.

Часовой механизм манометра (рис. 72, б) состоит из балансира 1, храпового механизма 2, вкладышей 3, конической шестеренчатой передачи 4, главных пружин 5. Все механизмы установлены в разъемном корпусе 6.

Ниже приведены краткие технические данные указанных регистрирующих приборов.

	К-2	К-3
Размеры, мм:		
наружный диаметр	25,4	31,7
длина с фильтром	1012,8	1079,5
длина с температурным элементом	1292,2	1353,5
Пределы измерения:		
давления, кгс/см ²	70,3—1406	
температуры, °С	0—260	
Точность измерения:		
давления, %	0,25	
температуры, °С	2	
Максимальный ход иглы, мм	76,4	101,6
Размер бланка, мм	57,1×92	66,6×98,4
Часовой механизм:		
продолжительность хода, ч . . .	6	24
диапазон регулирования хода, ч	3; 6; 12	12; 24; 48
	12	30; 60;
частота вращения, об/ч	10	12

Редуктор часовового механизма может передавать вращение от него к ходовому винту без изменений (1 : 1), с увеличением в 2 раза (1 : 2) или с уменьшением в 2 раза (2 : 1). Переключение редуктора легко выполняется непосредственно перед установкой манометра в испытатель пластиов.

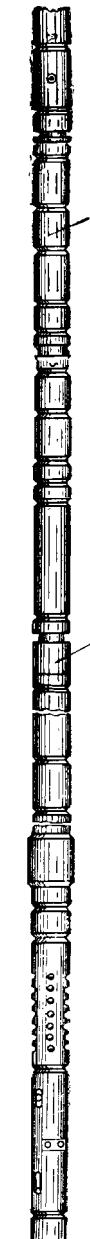


Рис. 70. Компоновка испытателя пластов фирмы Лайнз.
1 — приспособление для отбора проб пластовой жидкости; 2 — приспособление для отсекания отобранный пластовой жидкости.

Переводник для установки глубинных регистрирующих приборов выполнен в двух вариантах. Переводник для приборов, регистрирующих изменения давления и температуры на забое скважины, приведен на рис. 72, в. Приборы в нем размещаются вне потока жидкости, поступающей в испытатель пластов, и сообщаются с затрубным пространством на забое скважины.

Одновременно можно установить три манометра или два манометра и забойный термометр. Переводник выполнен прочным, так как подвергается действию больших осевых нагрузок.

Переводник для установки приборов, регистрирующих изменение давления внутри испытателя пластов (рис. 72, г), помещают над пакером непосредственно под испытателем пластов.

Пакер (рис. 73) незначительно отличается от аналогичной конструкции фирмы Халлибуртон. В нем также использованы два резиновых элемента, причем нижний, выполненный из более жесткой резины, служит для предотвращения затекания основного уплотнительного элемента в зазор между корпусом пакера и стенкой скважины. В указанном пакере несколько изменено крепление резинового уплотнительного элемента к металлической арматуре и изменена конструкция телескопического поршня, обеспечивающего перемещение верхнего торца элемента при максимальной деформации на 242 мм.

Гидравлический испытатель пластов (рис. 74) работает по той же схеме, что и аналогичные инструменты фирм Джонстон и Халлибуртон. При перемещении штока вниз происходит замедление его движения под действием гидравлической тормозной камеры. Полный ход штока для открытия приемного клапана составляет 102 мм. Конструкция реле времени выполнена

таким образом, что первые 76 мм штока проходит очень медленно (гидравлические сопротивления в тормозной камере при этом максимальные), а последние 26 мм — очень быстро. При такой схеме предотвращается разрушение резиновых уплотнительных колец на штоке, так как они при открытии приемного клапана быстро проходят отверстия, и шток не успевает их вырвать из гнезда. Кроме того, быстрое открытие приемного клапана четко фиксируется на поверхности и позволяет контролировать работу испытателя пластов.

Запорно-поворотный клапан (рис. 75) позволяет осуществить три открытых и три закрытых периода испытания. В начальный период отверстие 8 сообщается с кольцевым пространством 6, через которое жидкость поступает из испытателя пластов во внутренний канал 5 и через него в бурильные трубы. Для закрытия клапана необходимы десять оборотов бурильной колонны, при этом верхний переводник 1 с верхним штоком 2 вращаются вместе с ней, а нижний шток 4, соединенный с верхним при помощи ленточной резьбы, перемещается вверх.

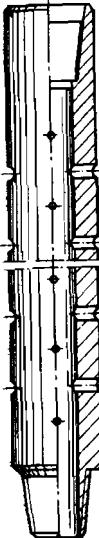


Рис. 71.
Фильтр.

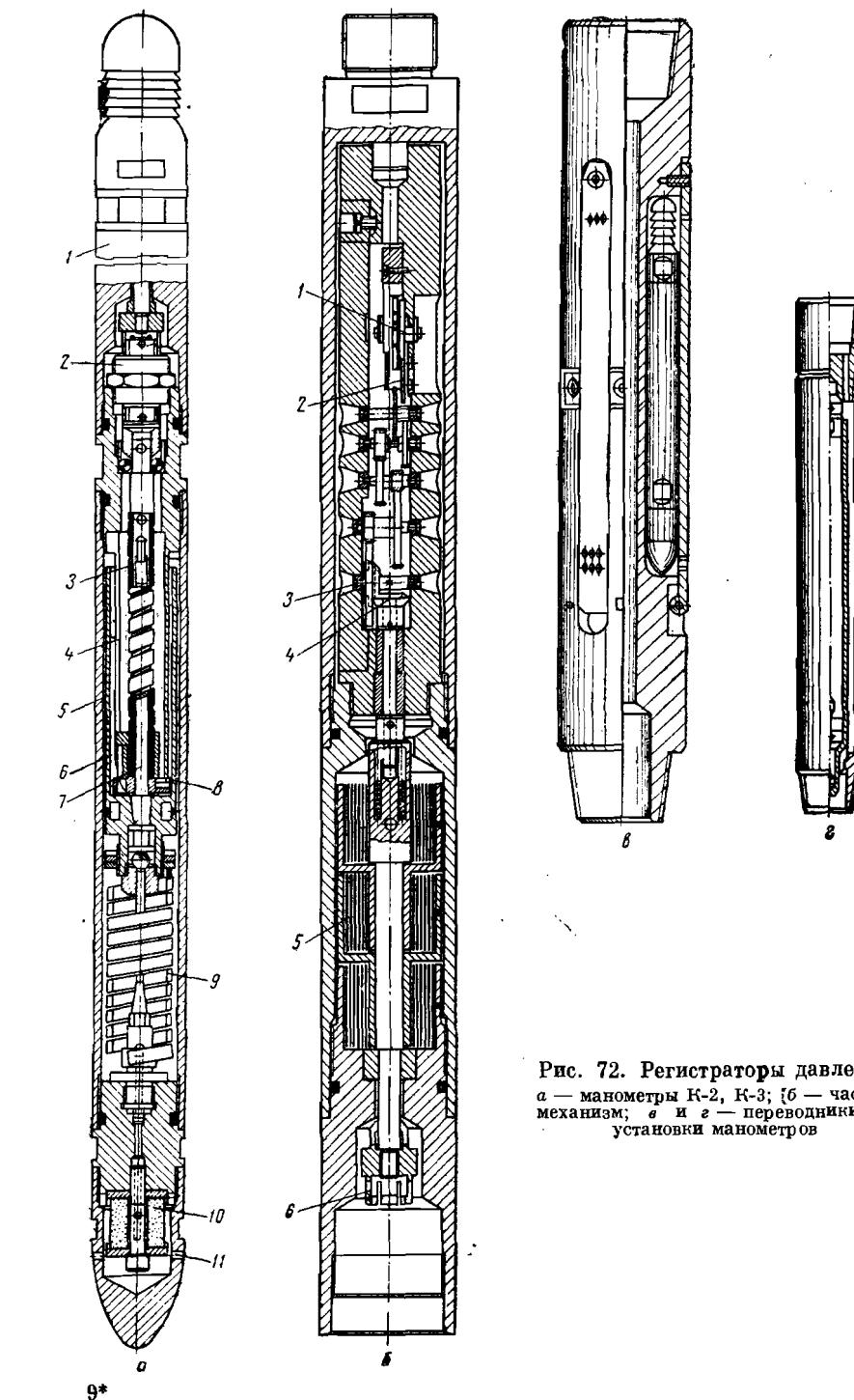


Рис. 72. Регистраторы давления.
а — манометры К-2, К-3; б — часовой механизм;
в и г — переводники для установки манометров

Нижний шток от проворота удерживает шпонка 3. Периодическими вращениями бурильных труб на десять оборотов достигается то закрытие клапана, то совмещение отверстия 8 с отверстиями 7.

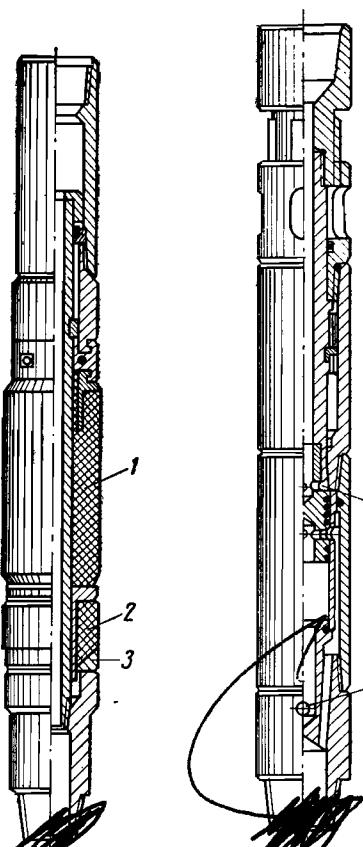


Рис. 73. Пакер.
1 — уплотнительный элемент; 2 — ограничивающий резиновый элемент; 3 — опорное металлическое кольцо.

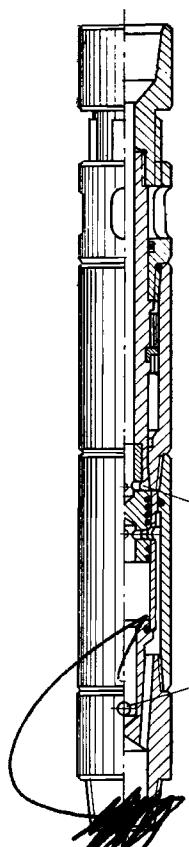


Рис. 74. Гидравлический испытатель пластов.
1 — отверстие приемного клапана; 2 — отверстие уравнительного клапана.

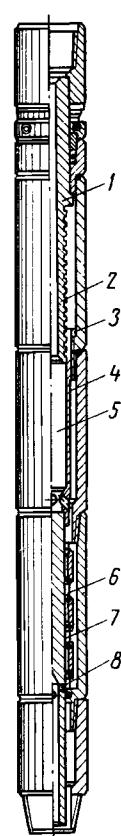


Рис. 75. Трехпозиционный запорно - поворотный клапан.

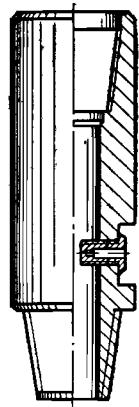


Рис. 76. Циркуляционный клапан.

Вертлюжная головка (рис. 77) при помощи переводника 5 присоединяется к бурильным трубам. В верхней ее части установлен собственно вертлюг, в котором крестовина 2 и прикрепляемая к ней выкидная линия 1 остаются неподвижными, а стержень 3 может проворачиваться вместе с бурильными трубами. В головке установлен отсекающий клапан 4, рассчитанный на высокое давление и служащий

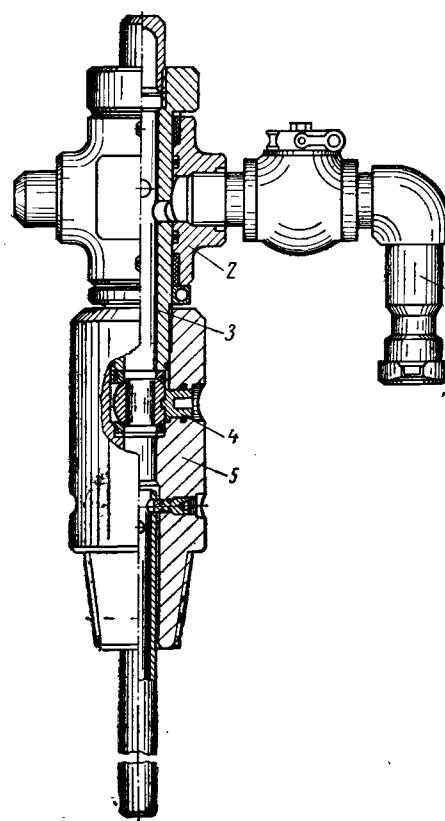


Рис. 77. Вертлюжная головка.

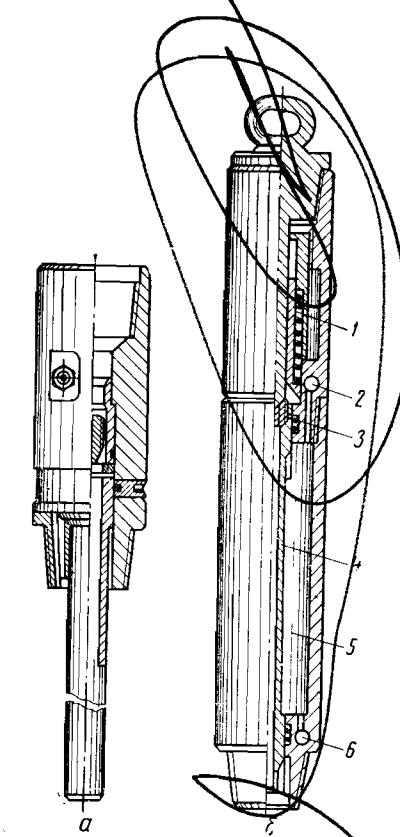


Рис. 78. Специальные переводники.
а — для отсекания отобранный пробы;
б — для отбора проб жидкости или газа

Для предотвращения закупорки каналов шламом центральные отверстия в клапане выполнены диаметром 25,4 мм.

Циркуляционный клапан (рис. 76) выполнен в виде переводника, имеющего боковое отверстие, заглушенное пробкой. Для сообщения внутренней полости труб с затрубным пространством в трубы забрасывают стержень, который, ударяя по пробке, срезает ее; при этом образуется канал. Для облегчения срезания пробка имеет надрез.

для закрытия внутренней полости бурильных труб. Вертлюг имеет устройство, позволяющее забрасывать в бурильные трубы стержень для открытия циркуляционного клапана.

Кроме рассмотренных выше узлов, в компоновку испытателя пластов фирмы Лайнз входят: механические и гидравлические яссы, безопасные замки, глубинные, регистрирующие термометры фирмы Кастер, которые ничем не отличаются от аналогичных конструкций, применяемых фирмой Халлибуртон, и потому здесь

не рассматриваются. Однако фирмой Лайнз разработано несколько устройств для выполнения вспомогательных операций, которые могут устанавливаться в испытательном инструменте при проведении углубленных исследований пласта. Конструкции указанных узлов описаны ниже.

Переводник для отсекания отобранной пробы (рис. 78, а) устанавливают в компоновке на любом расстоянии от испытателя пластов. Он служит для разобщения верхней части колонны и интервала бурильных труб, заполненных пластовой жидкостью (между испытателем пластов и указанным переводником). Для закрытия отверстия в переводнике в него забрасывают стержень. При подъеме бурильных труб на поверхность переводник устанавливают на роторе, к нему присоединяют устьевое оборудование и направляют пластовую жидкость в специальные резервуары.

Устройство для отбора проб жидкости или газа (рис. 78, б) устанавливается либо в непосредственной близости от испытателя пластов, либо в любом другом месте бурильной колонны. При необходимости может быть установлено несколько устройств в различных местах колонны. При движении жидкости по центральному гидравлическому каналу на входе в сопло 3 возникает перепад давления, действующий снизу вверх, под влиянием которого шток 4 перемещается вверх (когда этот перепад достигает $1,4 \text{ кгс}/\text{см}^2$), сжимая пружину 1, и открывает кольцевую камеру 5. Через нее жидкость перетекает вверх в бурильные трубы.

Как только циркуляция прекращается, давление во всех зонах выравнивается, и под воздействием пружины шток возвращается в нижнее положение, отсекая жидкость в кольцевой камере 5. Для отбора пробы жидкости из указанной камеры предусмотрены каналы 2 и 6, в которых установлены специальные запорные краны. Рабочая емкость камеры позволяет отобрать около 3 л жидкости. Небольшие размеры данного узла позволяют отбирать пробы и проводить их анализ как непосредственно на буровых, так и в лабораториях, куда это устройство доставляется как обычный контейнер.

Комплект испытательного инструмента с опорой на забой, разработанный фирмой Лайнз, широко применяется в США и других странах.

Результаты применения испытателей пластов с опорой на забой в бурящихся скважинах

Отечественный и зарубежный опыт применения испытателей пластов показал, что они являются наиболее эффективным инструментом при испытании объектов в процессе бурения разведочных скважин и что результаты испытаний в значительной степени определяются состоянием скважины. Испытание вскрытых продуктивных горизонтов представляет собой временный ввод скважины в эксплуатацию и предрешает характер и метод ее заканчивания. В связи с этим испытанию должна предшествовать самая тщательная подготовка скважины, заключающаяся прежде всего в том, что ствол в испытываемом

интервале тщательно прорабатывается и промывается в течение 4—6 ч высококачественным буровым раствором, водоотдача которого не превышает $2-3 \text{ см}^3/\text{з} 30 \text{ мин}$.

Если скважина до начала испытаний длительно простаивала, то прорабатывать ствол необходимо от башмака последней спущенной колонны до забоя. Скорость проработки зависит от длительности простоя, состояния ствола скважины, геологических условий и конструкции испытателя. В зарубежной практике эту скорость поддерживают обычно в пределах $15-30 \text{ м}/\text{ч}$.

До начала испытания вскрытого продуктивного горизонта должны быть проведены каротажные работы и снята кавернограмма, так как результаты этих работ предопределяют место установки испытателя. Снимать каротажную диаграмму и кавернограмму, как правило, рекомендуют только в интервале испытываемого горизонта.

Испытание продуктивных горизонтов в незакрепленном стволе скважины, особенно при больших глубинах и высоких забойных температурах, связано с трудностями и риском, так как возможны осложнения. Однако и за рубежом, и в отечественной промышленности приобретен достаточный опыт применения испытателей в глубоких скважинах. На месторождениях объединения Ставропольнефтегаза проведены десятки успешных испытаний в необсаженных разведочных скважинах глубиной 3200—3800 м при забойных температурах до 145° С . В этом районе проведены первые опыты по испытанию объектов на большой глубине. Так, в разведочной скв. 7. Отказненской площади Ставропольнефтегаза испытатель пластов со сдвоенным пакером диаметром 130 мм дважды спускали в незакрепленный ствол, причем верхний уплотнительный элемент был установлен на глубине 4622,7 м, а нижний — на глубине 4624 м, забойная температура равнялась $170-180^\circ \text{ С}$. При испытаниях были использованы термостойкие уплотнительные элементы.

Спуск испытателя осуществляли на комбинированной бурильной колонне, составленной из труб диаметрами 89, 114 и 141 мм. При установке испытателя пакер был сжат усилием 13 тс. При первом рейсе герметичность не была достигнута, а при втором испытания прошли успешно, и испытатель после стояния на притоке в течение 40 мин был без осложнений поднят на поверхность. Испытания подтвердили возможность применения испытателей в глубоких скважинах в процессе бурения.

Второй комплекс испытаний в этой скважине был проведен после спуска обсадной колонны на еще большей глубине: в интервале 4685—4700 м. Было сделано два рейса в скважину. Испытания проводились в скважине, обсаженной хвостовиком диаметром 146 мм. Компоновка была принята такая же, как и при испытаниях в необсаженном стволе. Нагрузка на пакер при запакеровке равнялась 15—16 тс. При первом рейсе испытатель стоял на притоке в течение 3 ч, перепад между пластовым давлением и давлением внутри испытателя составлял $190 \text{ кг}/\text{см}^2$. Притока из пласта не получили. Несмотря на увеличение перепада давления при втором рейсе до $274 \text{ кг}/\text{см}^2$ и стоянии

испытателя в течение 1 ч, приток не возбудили, из этого был сделан вывод, что испытываемый объект «сухой».

За последние годы объем применения испытателей пластов с опорой на забой в глубоких скважинах значительно увеличился. В нефтяных районах страны ежегодно проводят до 500 испытаний объектов, залегающих на глубине 3000—4000 м и до 50 испытаний на глубине 4000—5000 м. Испытания объектов в скважинах глубиной выше 4000 м проводятся в Волгоградской области, Краснодарском крае, Башкирской АССР, Белорусской ССР и др. Максимальная глубина применения испытателей пластов в СССР превысила 5000 м. Практика испытания пластов в незакрепленном стволе скважин ограничивается определенной глубиной, ниже которой работы по испытанию связанны с большим неоправданным риском. Такой глубиной американские инженеры считают 5500—6000 м.

Примером испытания продуктивного горизонта на большой глубине может служить испытание скважины в северном Техасе (рис. 79). В этой скважине был испытан горизонт, расположенный на глубине 5430—5490 м. Проведение работ осложнялось тем, что ствол оказался сильно искривленным. До глубины 4145 м скважина была обсажена трубами диаметром 194 мм. Ниже башмака этой колонны бурение велось долотом диаметром 166 мм до глубины 5490 м. Исключительно твердые породы и крутое падение пластов обусловили искривление скважины до 36° (рис. 79, б).

Перед испытанием ствол тщательно подготовили: буровой раствор был хорошо обработан и доведен до удельного веса 1,64 гс/см³. Буровой раствор представлял собой баритогелевую систему, обработанную каустической содой и квебрахо, содержащую 3% дизельного топлива. Для установки пакера в верхней части испытываемого интервала потребовалось добавить 60 м толстостенных перфорированных гладких якорных труб диаметром 114 мм.

Компоновка испытателя пластов не отличалась от применяемой на небольших глубинах (рис. 79, а).

Общая длина испытателя 13,25 м, а полной компоновки, включающей, кроме испытателя, толстостенные якорные трубы, — 57,8 м.

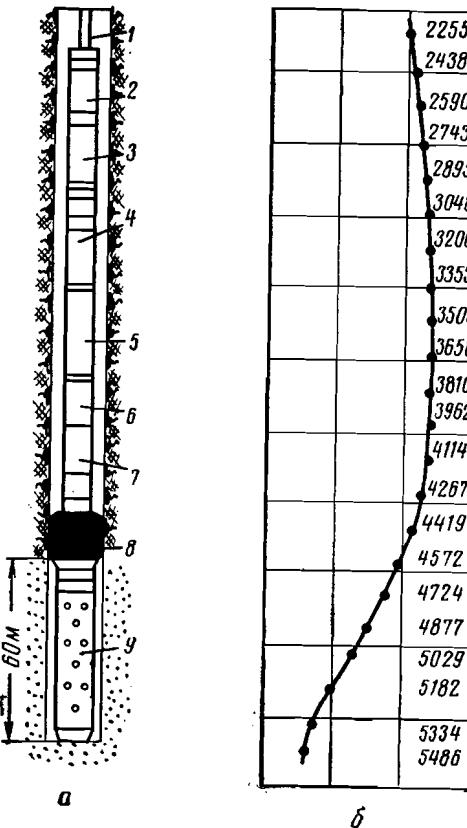
После подготовки ствола скважины был спущен испытатель с перфорированным якорем. До глубины 3570 м колонну труб, на которых спускали испытатель пластов, периодически заполняли водой, остальная часть колонны была спущена пустой. Сжатие пакерующего элемента осуществлялось весом колонны бурильных труб, составлявшим 11,300 тс. Испытатель пластов оставался открытый в течение 65 мин.

С целью закрытия запорного поворотного клапана (для снятия кривой восстановления давления при закрытом периоде в конце испытания) колонну бурильных труб врашали вправо на 14 полных оборотов. Для надежности измерения забойного давления инструмент оставался в этом положении в течение 30 мин. Забойная температура в скважине составляла 132° С.

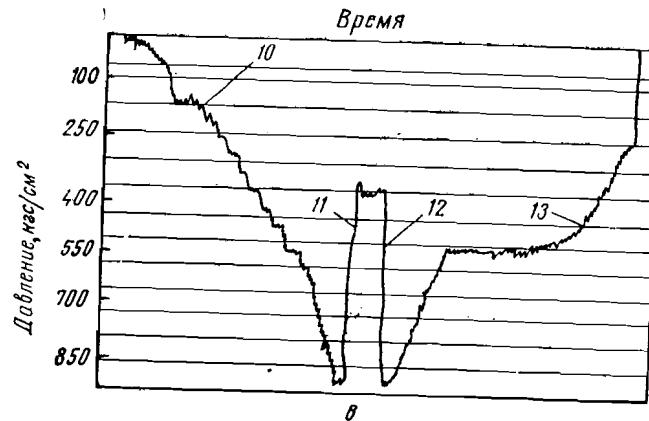
Рис. 79. Испытания скважины в Техасе.

а — компоновка применявшегося испытателя пластов; б — профиль ствола скважины; в — диаграмма давления, снятая в процессе испытания;

- 1 — бурильные трубы; 2 — рабочий переводник; 3 — запорно-поворотный клапан; 4 — гидропружинный испытатель пластов; 5 — переводник для установки глубинного манометра; 6 — гидравлический ясс; 7 — безопасный замок; 8 — уплотнительный элемент; 9 — опорный якорь; 10 — спуск инструмента; 11 — открытие клапана испытателя; 12 — закрытие клапана; 13 — подъем инструмента.



Глубина замера кривизны, м



Изучение полученных диаграмм показало, что гидростатическое давление, измеренное глубинным регистрирующим манометром, составляло 868 кгс/см² (рис. 79, в). Начальное давление было 355, а конечное 358 кгс/см².

В Оклахоме при глубине скважины 6700 м несмотря на осложнения, объясняемые специфическими условиями в скважине, испытатель пластов сработал нормально. Хотя притока из пласта не получили, тем не менее была доказана возможность испытаний на больших глубинах.

Наибольшая глубина скважины, в которой проводились испытания, составила в США 7720 м. Испытываемый интервал находился между 7690 и 7720 м. Испытание проводилось при помощи испытателя пластов фирмы Халлибуртон. Для спуска и установки пакерующего элемента потребовалось немногим больше 13 ч; скорость спуска составляла 55 м/мин в колонне диаметром 194 мм; в хвостовике диаметром 127 мм скорость спуска была снижена до 18,3 м/мин. Для сжатия пакерующего элемента было приложено усилие 6,6 тс.

В зарубежной практике применения испытателей пластов известны случаи удачных испытаний сильно искривленных скважин. В Калифорнии была испытана скважина, кривизна которой составляла 70°.

Опыт применения испытателей пластов на отечественных нефтяных месторождениях показал, что искривление ствола скважины на угол до 28° не влияет на качество проведения работ. Условия испытаний объектов в искривленных скважинах осложняются в тех случаях, когда искривлением ствола вызвано желобообразование.

При испытаниях в скважинах, бурящихся в осложненных условиях, когда возникает опасность обвалов и прихвата инструмента на забое, как в отечественной, так и в зарубежной практике вскрытие продуктивных горизонтов осуществляется долотом малого диаметра с отбором керна. Интервал предполагаемого продуктивного горизонта, выявленный по данным отобранныго керна, исследуют при помощи испытателя пластов, а затем ствол скважины расширяют до нормального диаметра, и процесс повторяют при испытании расположенного ниже пласта; бурение и испытание ведется таким образом до проектной глубины. Однако приведенный метод связан с повышенными материальными затратами.

Уже при составлении проекта на проводку скважины необходимо предусмотреть диаметр ее, достаточный для ведения работ по испытанию вскрытого продуктивного горизонта.

Как известно, герметичная пакеровка испытываемого горизонта достигается обычно в твердых породах (песчаник, известняк, доломит и др.), поскольку они не размываются восходящим потоком промывочной жидкости, не набухают при поглощении фильтрата бурового раствора. В результате диаметр скважины сохраняется длительное время неизменным. Глинистые сланцы, смоченные буровым раствором, размягчаются и делают поверхность ствола скважины непригодной для установки пакера. При последующих испытаниях пример-

но на той же глубине для установки пакерующего элемента должно быть выбрано по возможности другое место. Если исследуемый интервал представлен трещиноватыми породами, то для предупреждения перетока жидкости из скважины над пакером в пласт устанавливают два пакерующих элемента.

При проведении испытаний с помощью испытателей пластов, спускаемых на бурильных или насосно-компрессорных трубах, рекомендуется применять трубы возможно больших диаметров для данной скважины, так как в колонне поступает много жидкости. При малых проходных сечениях в трубах создается слишком высокое гидравлическое сопротивление.

Практика испытаний пластов в незакрепленных скважинах в США показала, что более половины всех неудачных или неудовлетворительных испытаний является следствием плохой подготовки ствола скважины. Так, например, если скважина не проработана, плохо проработана или не промыта, то испытатель пластов, проходя через суженные места, сдвигает глинистую корку и несцементированные кусочки породы, которые падают на забой скважины и закупоривают отверстия перфорированной части якорных труб.

Плохое качество промывочной жидкости приводит к тому, что в период спуска инструмента на забой выпадает много шлама, вследствие чего испытатель пластов нельзя установить на заданной глубине, так что непроизводительно спускается инструмент. После этого необходимы дополнительные работы для обеспечения нормального спуска испытателя пластов (проработка ствола). Плохое качество промывочной жидкости может быть также причиной прихвата инструмента.

Испытание вскрытого продуктивного пласта может быть также неудовлетворительным, если забой скважины, на который должен опираться якорь испытателя, представлен мягкой породой. Вследствие больших нагрузок якорь будет вдавливаться в породу, пакерующий элемент также будет перемещаться вниз, скользя по стенке скважины, и, вероятно, будет разрушен.

Хвостовик должен служить надежной опорой для резинового пакерующего элемента и не подвергаться заметной деформации. Прежде чем пакерующий элемент достигнет заданной глубины, он должен пройти несколько тысяч метров, поэтому при испытаниях предъявляются такие высокие требования к состоянию ствола скважины и качеству промывочной жидкости.

Чрезвычайно большое значение имеет продолжительность испытания в незакрепленном обсадными трубами стволе скважины. При определении продолжительности испытания во внимание должны приниматься два фактора. Во-первых, если испытание ведется только для определения содержания жидкости в пласте, то оно должно быть более длительным, чтобы обеспечить благоприятные условия для поступления пластовой жидкости в скважину. Во-вторых, поскольку в испытатель сначала поступает фильтрат бурового раствора и только затем пластовая жидкость, необходимо, чтобы водоотдача промывочной жидкости была минимальной.

В скважинах, разрез которых представлен породами, предрасположенными к набуханию и обвалам, продолжительность испытания обычно ограничивают. Эти ограничения тем больше, чем больше глубина испытываемых скважин. Очевидно, при проведении испытания в колонне обсадных труб длительность его не ограничена ни состоянием породы, ни глубиной скважины.

В отечественной практике время стояния испытателя на притоке колеблется в широком диапазоне (от 15—20 мин до нескольких часов). В большинстве случаев, если позволяют условия испытания, это время должно быть не менее 1 ч. По данным американской практики, например в районе Голф-Кост, оно составляет 20—30 мин, а на месторождениях Мид-Континента увеличивается до 1 ч.

Режимы испытаний объектов при помощи испытателей пластов, применяемые за последнее время в зарубежной практике, приведены в табл. 21.

Таблица 21

Условия испытания	Продолжительность периодов испытания			
	начальный открытый	начальный закрытый	вторичный открытый	вторичный закрытый
Притока нет	2 мин	20 мин	До конца испытания	—
Слабый приток	2	20 »	1 ч	3 ч
Сильный приток	2	20 »	3 ч	4,5 ч

График показывает зависимость давления от времени испытания. Ось времени имеет деления на 2, 20 и 1 ч. Ось давления имеет деление на 3 ч. Кривая для слабого притока (20 ») показывает быстрое нарастание давления, достигающее 3 ч за 1 ч. Кривая для сильного притока (20 ») показывает медленное нарастание давления, достигающее 3 ч за 4,5 ч. Кривая для отсутствия притока (2 мин) показывает мгновенное достижение максимального давления (3 ч).

К числу причин неудачных испытаний следует отнести также и те, которые обусловлены технологией. Чрезмерная нагрузка на пакерующий элемент приводит к тому, что резиновый уплотнительный элемент начинает затекать в зазор между стенкой скважины и корпусом испытателя пластов. Возникает остаточная деформация, что в конечном счете может привести к заклиниванию инструмента. В этом отношении гидравлические пакерующие элементы имеют значительные преимущества перед сплошными как при спуске, так и при извлечении из скважины. Высокая степень расширения гидравлического пакерующего элемента позволяет при спуске инструмента соблюдать большие зазоры, которые облегчают проходимость инструмента и сводят к минимуму опасность повреждения стенок скважины. Кроме того, после снижения внутреннего избыточного давления в пакерующем элементе последний восстанавливается до своего исходного диаметра и, следовательно, при извлечении инструмента из скважины также соблюдается большой зазор.

Поскольку основные усилия направлены сейчас на поиски нефти и газа на больших глубинах, разрабатываются новые, улучшенные методы испытания и опробования объектов на каждом этапе проводки нефтяных и газовых скважин. Испытание возможных продуктивных

горизонтов в разведочных скважинах должно быть неотъемлемой частью технологии проходки. В эксплуатационных скважинах испытания проводят в том случае, когда возникают какие-либо сомнения в отношении продуктивного горизонта.

Необходимо отметить, что область применения испытателей не ограничивается только непосредственно испытанием пластов, они могут использоваться и при осложнениях в бурении, авариях для ликвидации прихватов, с успехом применяются при восстановлении давно ликвидированных или признанных сухими скважин, а также для контроля каротажных диаграмм и других целей.

В одной из скважин, ликвидированной из-за отсутствия нефти, был испытан интервал 1457—1459 м. Через 18 мин после открытия клапана испытателя пластов на поверхности появился в небольшом количестве газ; через 45 мин испытатель пластов извлекли на поверхность, при этом колонна бурильных труб на длине 51 м была заполнена буровым раствором, сильно насыщенным газом. Инструмент был извлечен из скважины без каких-либо осложнений.

«Отрицательное» испытание не всегда свидетельствует о непригодности пласта к промышленному использованию. Это особенно относится к таким районам, где разрез представлен мелким песком с большим количеством глинистых прослоев, т. е. такими породами, которые непригодны для установки пакерующих элементов.

В другом случае на основе каротажных диаграмм был обнаружен пласт такого песчаника и было решено его испытать. Сложность испытания заключалась в том, что первоначально 11 лет назад скважина была пробурена на глубину 2300 м, а продуктивный песчаник располагался в интервале 1454—1453 м. Спуск обсадной колонны в данном случае был бы нецелесообразен. Наличие незакрепленного ствола длиной 850 м ниже предполагаемого продуктивного песчаника не позволяло спустить испытатель с обычным пакером, так как в случае вскрытия газовых или водяных горизонтов, расположенных ниже, трудно было бы определить, из какого пласта получен приток жидкости или газа.

На скважине было вновь смонтировано буровое оборудование. Скважину промыли до глубины 1550 м, после чего спустили на бурильных трубах испытатель пластов с широко расставленными пакерующими элементами. На заданной глубине испытатель пластов сработал нормально. После окончания первого испытания инструмент был освобожден и извлечен на поверхность без затруднений. Так как первое испытание было проведено на 1,8 м ниже требуемого места, то было решено провести еще испытание в интервале, залегающем на 2 м выше.

Испытатель пластов находился в рабочем положении в течение 1 ч. Бурильные трубы на длине 9 м содержали газированный буровой раствор. Давление в конце притока составляло 1,4 кгс/см², конечное давление при закрытой скважине 30,5 кгс/см². По окончании испытания инструмент был легко освобожден и извлечен из скважины. На все работы, связанные с повторным испытанием, включая монтаж бурового оборудования, было затрачено 5,5 сут.

В последние годы испытатели пластов успешно применялись для освобождения прихватченных бурильных труб. Как показали исследования, тяжелые затяжки и прихваты инструмента возникают в результате значительных перепадов давления, действующих между скважиной и проницаемым пластом. Если гидростатическое давление в скважине ниже пластового давления, то между стволом скважины и породами пласта возникает перепад давления, действующий по направлению от скважины к пласту. Под влиянием этого перепада бурильный инструмент прижимается к стенке.

Применение испытателей пластов для освобождения прихваченного инструмента основано на создании резких депрессий на пласт, при которых изменяется величина, а при необходимости и направление действия, что способствует освобождению прихваченного инструмента.

Компоновка инструмента, обычно используемая для ликвидации прихвата, состоит из следующих узлов: безопасный замок для освобождения инструмента на случай, если прихват не удается ликвидировать; один или два ясса; утяжеленная бурильная труба, которая служит для создания необходимой нагрузки на яссы; перфорированная якорная труба, обеспечивающая связь затрубного пространства под пакерующим элементом с внутренней полостью бурильных или насосно-компрессорных труб; пакерующие элементы испытателя; непосредственно испытатель пластов; комплект яссов, применяемых для освобождения прихваченного пакера (устанавливается в тех случаях, когда имеется опасность прихвата пакера); утяжеленные бурильные трубы, под действием веса которых сжимается пакерующий элемент; бурильные или насосно-компрессорные трубы, на которых спускают инструмент в скважину.

Скомплектованный инструмент присоединяют к прихваченным трубам, затем разжимают пакерующий элемент, и клапан испытателя пластов автоматически открывается. Вследствие создания перепада давления на прихваченный инструмент действуют значительные усилия и прихват ликвидируют в течение нескольких минут.

Так, в одной из скважин в штате Северная Дакота при глубине забоя 2413 м произошел прихват бурильных труб, когда приподняли колонковое долото над забоем для наращивания инструмента. Интересно, что прихват возник на глубине 2270 м, т. е. против проницаемого интервала. Применение нефтяной ванны и две попытки восстановить циркуляцию не дали результатов. Инструмент был отвернут на глубине 2260 м и в скважине остались 15 утяжеленных труб, колонковый снаряд и алмазная бурголовка. Тогда была спущена компоновка испытателя пластов, при помощи которой за один рейс инструмент был освобожден и поднят на поверхность.

2. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ БЕЗ ОПОРЫ НА ЗАБОЙ, СПУСКАЕМЫЕ В СКВАЖИНУ НА ТРУБАХ

Испытатели пластов указанного типа, так же как и испытательные инструменты с опорой на забой, спускают в скважину на пустых или частично заполненных трубах. Отдельные конструкции таких испытателей требуют полного заполнения труб. Технологические операции при управлении работой их клапанов во многом сходны. Разработаны две принципиально различные конструктивные схемы испытателей: подвесного типа (с гидравлическими уплотнительными элементами) и с опорой на стенку скважины. Обе конструкции применяются в промышленности.

Испытатель пластов без опоры на забой ИП-8 конструкции ВНИИБТ

Испытатель пластов ИП-8 относится к испытателям подвесного типа и выполнен с двумя гидравлическими уплотнительными элементами. Он предназначается для поинтервального испытания объектов без опоры инструмента на забой.

Созданная в СССР система установки гидравлических уплотнительных элементов с использованием гидростатического давления жидкости, заполняющей скважину, позволяет спускать испытатель в скважину на пустых или частично заполненных трубах и максимально приблизить технологические приемы по управлению процессом испытания к технологии применения стандартных испытателей пластов с опорой на забой, так как для возбуждения притока из пласта не требуется снижения уровня жидкости в бурильных трубах и применения для этого специальных механизмов [80, 82].

Отсутствие осевых нагрузок при установке испытателя пластов благоприятно сказывается на проведении испытаний в глубоких скважинах, где использование стандартного испытателя с опорой на забой из-за сложности регулирования осевых нагрузок связано со значительными трудностями, а также при испытании сильно искривленных скважин, где трудно регулировать осевую нагрузку на пакер.

Впервые в СССР испытатель пластов без опоры на забой, предназначающийся для поинтервального испытания пластов, разработан во ВНИИБТ. Он состоит из следующих основных узлов: запорного клапана 1 (рис. 80, а); блока управления, включающего дифференциальный поршень 8, пружинный фонарь 2, приемный клапан 10, расположенный в корпусе 9, и уравнительный клапан 11; верхнего уплотнительного элемента 12; фильтра 13; нижнего уплотнительного элемента 14.

При спуске испытателя в скважину после достижения глубины залегания испытываемого пласта (рис. 80, а) слегка приподнимают колонну труб (на 0,25—0,5 м), в результате чего кулачковая полукумуфта 4 фонаря заходит в зацепление с такой же полукумутой резьбой втулки 3. При последующем вращении труб вправо (на десять оборотов) резьбовая втулка 5, сцепленная с неподвижным фонарем, перемещается вверх и открывает отверстие 6, через которое жидкость из скважины поступает в кольцевое пространство 7, где сохранилось атмосферное давление.

Как только промывочная жидкость из скважины попадает в полость над верхним поршнем (низкого давления), оба поршня перемещаются вниз и вытесняют масло из подпоршневой зоны в уплотнительные элементы, вызывая их деформацию. Объем гидравлических элементов увеличивается до соприкосновения их боковых поверхностей со стенками скважины. Внутри уплотнительных элементов поддерживается заранее выбранное избыточное давление, в случае повышения которого открывается специальный клапан, и избыток масла сбрасывается в затрубное пространство. Величина избыточного

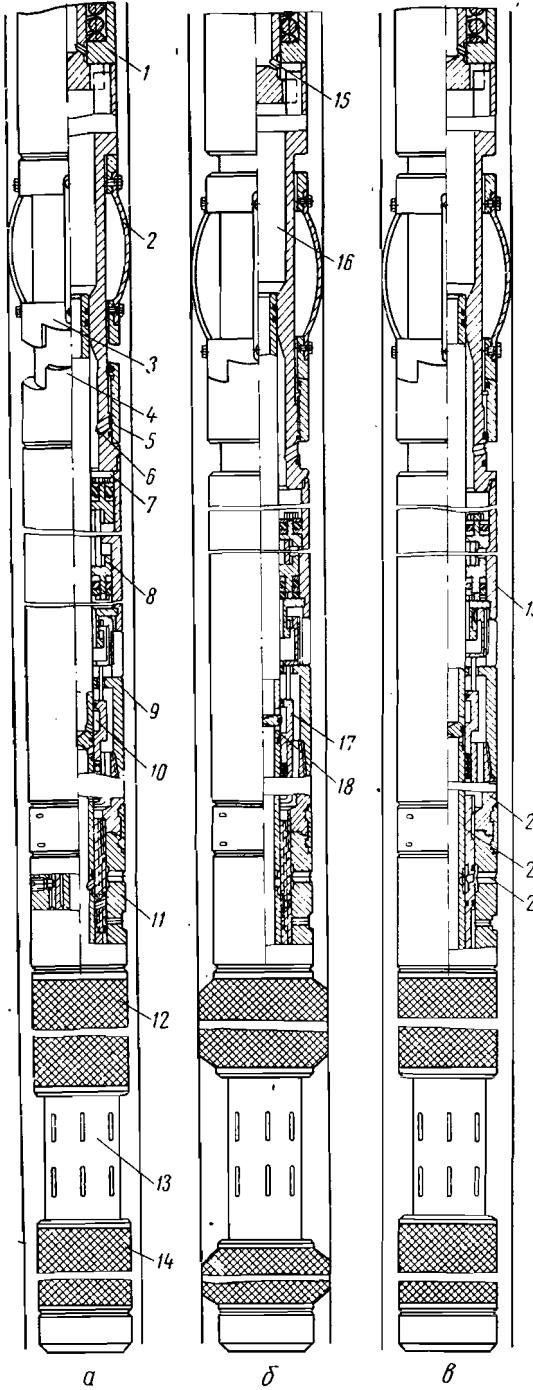


Рис. 80. Последовательность операций при испытании пластов при помощи ИП-8.

а — спуск в скважину; б — приток жидкости из пласта;
в — подъем на поверхность.

давления может меняться в зависимости от соотношения площадей верхнего и нижнего поршней. В первоначальной конструкции это соотношение было принято равным 0,25, а в последующих увеличено до 0,62—0,91.

Глубинный регистрирующий манометр, помещенный в фильтровой части межпакерного пространства испытателя пластов, фиксируя возрастание гидравлического давления при спуске испытателя, процесс запаковки отмечает в виде прямой линии, параллельной оси времени, т. е. фиксирует постоянство гидростатического давления.

В конце хода дифференциального поршня под воздействием избыточного давления втулка 17 (рис. 80, г, б) перемещается вниз и открывает отверстие приемного клапана 18, и через образовавшийся канал пластовая жидкость поступает в камеру 16. Регистрирующий манометр, расположенный в фильтре, регистрирует резкое снижение давления в момент открытия клапана и затем записывает возрастание давления по мере заполнения воздушной камеры пластовой жидкостью, т. е. записывает начальную кривую восстановления давления. Если в воздушной камере будет помещен манометр, то он также запишет начальную кривую восстановления давления. Под действием перепада давления, возникшего между затрубным пространством и зоной скважины, отсеченной пакерами, возникают сжимающие усилия, вызывающие доуплотнение пакерующих элементов.

Следует отметить, что уравнительный канал обеспечивает выравнивание давления в затрубном пространстве скважины, расположенном над верхним уплотнительным элементом, и в пространстве скважины, находящемся под нижним уплотнительным элементом. В результате этого сжимающие усилия от перепада давления передаются только на фильтровую часть испытателя пластов, заключенную между пакерами, а остальная часть инструмента и бурильной колонны никаких дополнительных растягивающих усилий не воспринимает, что очень важно для проведения испытаний в скважинах малого диаметра, когда применяют бурильные трубы малого размера, особенно на больших глубинах.

После определенной выдержки испытателя пластов в таком положении начинают спуск колонны труб и открывают отверстия 15 запорного клапана (рис. 80, б). Жидкость из пласта проходит через испытатель в бурильные трубы. Регистрирующие манометры записывают кривую притока.

Заключительным этапом испытания является выравнивание давления в зонах над и под уплотнительными элементами и между ними, необходимое для возвращения уплотнительных элементов в первоначальное положение и нормального (без затяжек) подъема испытателя на поверхность. Выравнивание давления осуществляется путем сообщения затрубного пространства через уравнительный клапан с межпакерной зоной следующим образом. После определенного времени стояния на притоке создают натяжку инструмента, запорный клапан закрывается. Вращением бурильных труб вправо достигается

проводорот цилиндра 19 и шлицевой втулки 20, находящейся в зацеплении с ленточной резьбой втулки 21, которая, перемещаясь вверх, обеспечивает совмещение всех уравнительных отверстий 22 (рис. 80, б). Через указанные отверстия скважина сообщается с внутренней полостью уплотнительных элементов и интервалом пласта, заключенного между пакерами испытателя. Следует отметить, что мгновенное снижение давления в испытателе пластов вызовет быстрое закрытие впускного клапана, и пластовая жидкость, расположенная над клапаном, будет отсечена от фильтровой части испытателя пластов и от ствола скважины.

После выравнивания давления испытатель пластов выдерживают некоторое время под натяжкой, обеспечивая возвращение уплотнительных элементов в транспортное положение. Если пакеры при такой выдержке снять не удается, то проводят расхаживание инструмента. Если требуется извлекать отобранный в бурильные трубы пластовую жидкость до подъема инструмента, то в компоновку испытателя вводят циркуляционный клапан, который обычно применяется для испытания объектов при помощи испытателей пластов с опорой на забой.

Поскольку осевое перемещение бурильной колонны в процессе испытаний не влияет на герметичность пакеровки, так как гидравлические уплотнительные элементы деформированы под воздействием избыточного давления жидкости, то при испытании можно обеспечивать несколько закрытых и открытых периодов с записью кривых восстановления давления и притока. Это достигается путем открытия и закрытия запорного клапана испытателя пластов.

Ниже описаны конструкции узлов указанного инструмента.

Запорный клапан (рис. 81) предназначен для создания нескольких закрытых и открытых периодов испы-

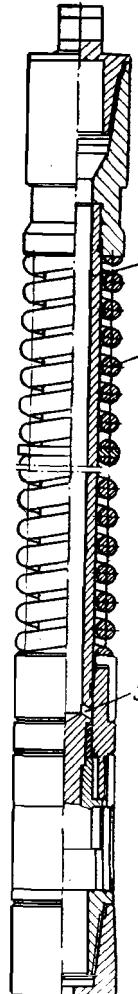


Рис. 81. Запорный клапан.

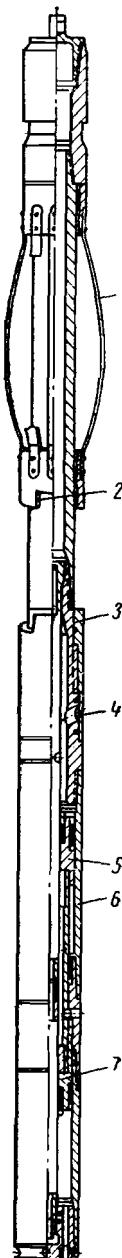


Рис. 82. Блок дифференциального поршня.

тания, а также для отсечения отобранный пробы пластовой жидкости в конце испытания. Клапан работает от осевого перемещения бурильной колонны. Под действием осевого усилия шток 1, преодолевая сопротивление пружины 2, перемещается вниз и открывает отверстия 3, через которые происходит приток жидкости в бурильные трубы. Осевым перемещением бурильных труб может быть достигнуто многократное закрытие и открытие клапана.

Блок дифференциального поршня с фонарем (рис. 82) служит для деформации уплотнительных элементов при установке испытателя пластов в скважине. При вращении колонны труб пружина 1 фонаря, находящиеся в контакте со стенкой скважины, препятствует вращению фонаря и резьбовой втулки 3, соединяемой с ним при натяжке инструмента специальным выступом 2. Вращение вызывает осевое перемещение втулки и открытие отверстий 4 в цилиндре 6 дифференциального поршня 5. Гидростатическое давление действует на верхний поршень и перемещает его вниз. При этом жидкость нагнетается из-под нижнего поршня 7 в уплотнительные элементы пакера.

Блок управления¹ (рис. 83) предназначен для выравнивания давления в конце испытания во всех зонах скважины и уплотнительных элементов. При повороте бурильной колонны верхняя часть 1 корпуса проворачивается относительно нижней части 2 и вызывает поступательное перемещение резьбовой втулки 5, находящейся в зацеплении с верхней частью корпуса при помощи ленточной резьбы. Резьбовая втулка при этом не вращается из-за специального штыря 6, установленного в пазе 7. При достижении верхнего положения втулки отверстия 3 и 4 сообщаются и обеспечивается выравнивание давления в надпакерной, подпакерной и межпакерной зонах скважины и внутри гидравлических уплотнительных элементов.

Гидравлический уплотнительный элемент выполнен в двух вариантах. На рис. 84, а изображен верхний уплотнительный элемент, в котором предусмотрено три канала. Центральное отверстие 1 выполняет функцию уравнительного канала, сообщающего надпакерное и подпакерное пространство скважины. Кольцевой канал 2 служит для перетока пластовой жидкости из пласта в испытатель и по каналу 3 жидкость нагнетается в уплотнительные элементы.

На рис. 84, б изображен нижний уплотнительный элемент, отличающийся от верхнего наличием центратора 1 и отсутствием канала для перетока пластовой жидкости.

Фильтр (рис. 85) выполнен из прочных толстостенных труб с отверстиями, центральной трубки, служащей уравнительным каналом толстостенных трубок, через которые нагнетается жидкость в уплотнительные гидравлические элементы. Пластовая жидкость поступает в испытатель пластов через кольцевое пространство. Секции фильтра соединяются друг с другом при помощи резьбовых переводников. Кроме указанных секций, в компоновке предусмотрены секции

¹ Авт. свид. № 274045 от 12/VIII 1968 г. — «Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки», № 31, 1970.

фильтра, в которых вмонтированы держатели для глубинных регистрирующих приборов.

Помимо рассмотренных выше узлов, в компоновку испытателя пластов без опоры на забой могут быть включены циркуляционный клапан, предохранительные замки и ясс, применяющиеся в стандартных испытателях с опорой на забой.

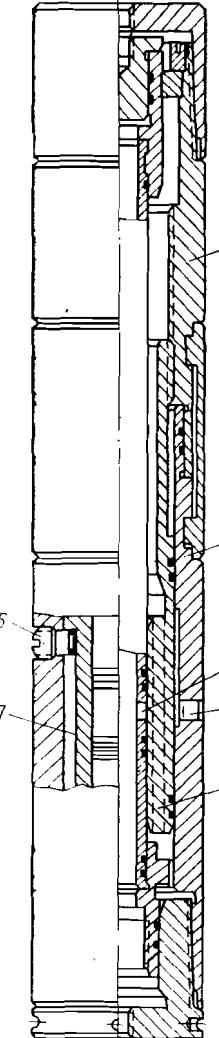


Рис. 83. Блок управления.

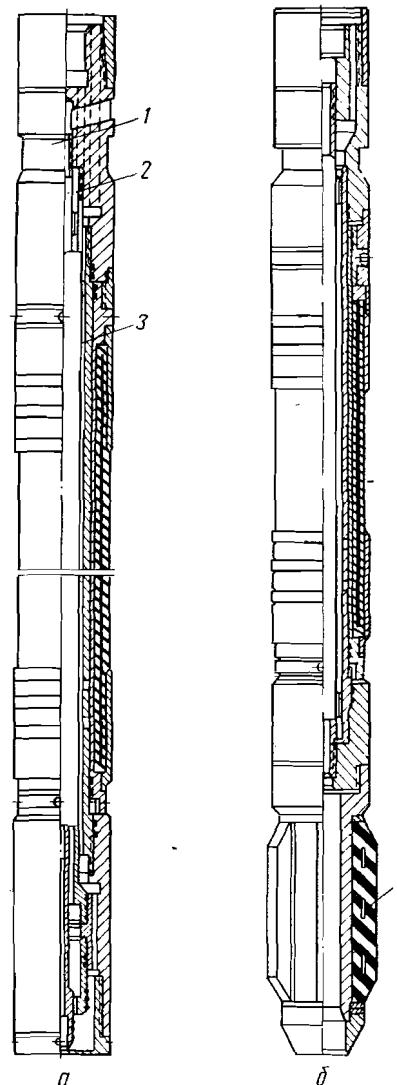


Рис. 84. Гидравлические уплотнительные элементы.
а — верхний; б — нижний.

Разработанная конструкция испытателя пластов ИП-8 предназначается для испытаний объектов в бурящихся скважинах диаметром 190 и 214 мм. Ниже приведены краткие технические данные ИП-8.

Наружный диаметр, мм . . .	170
Диаметр скважины, мм . . .	190—214
Гидравлический пакерующий	
элемент:	
число	2
наружный диаметр, мм . . .	168
длина (ориентировочно), мм	1200
Расстояние между пакерами, м:	
минимальное	2
максимальное	25

Объекты для испытаний определяют по результатам предыдущих исследований, проведенных в близлежащих скважинах, или по данным геофизических испытаний. Тем не менее перед спуском испытателя в скважину требуется проведение каротажа и снятие кавернограммы, по которым уточняют интервал испытания и места установки пакеров. В соответствии с этими данными составляют компоновку испытателя пластов, причем расстояние между пакерами устанавливают несколько большее интервала, подлежащего испытанию. Это необходимо для того, чтобы испытать весь пласт (или его отдельный участок), а также для установки пакеров в непроницаемой зоне пласта.

Если по данным кавернометрии скважина не имеет сужений, то испытатель пластов обычно спускают без предварительной проработки ствола, а вся подготовка скважины ограничивается промывкой.

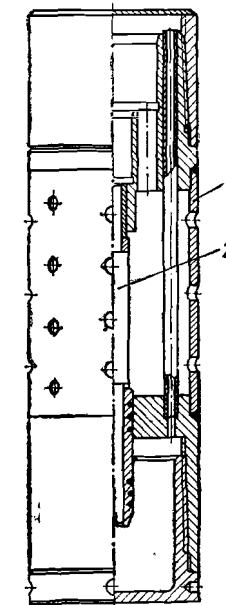


Рис. 85. Фильтр.
1 — корпус; 2 — центральная трубка.

Многоцикловый испытатель пластов без опоры на забой

Во ВНИИБТ разработана конструкция испытателя пластов без опоры на забой, при помощи которого за один рейс в скважину можно испытать несколько одновременно вскрытых объектов.

На рис. 86 приведена компоновка указанного испытателя пластов, состоящего из циркуляционного клапана 1, устройства для запаковки (насоса) 2, блока управления многократного действия 3, верхнего и нижнего уплотнительных элементов соответственно 4 и 7, фильтра 5, переводника для регистрирующих приборов 6 и фонаря 8. При необходимости в компоновке испытателя могут быть установлены ясс и безопасный замок.

Инструмент спускают в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах. Для регулирования величины начальной

депрессии на пласт, как и при испытании стандартными испытателями пластов, трубы могут быть частично заполнены жидкостью. При достижении требуемой глубины установки испытателя пластов колонну бурильных труб вращают вправо. Уплотнительные элементы 4 и 7, корпус насоса 2 и фонарь 8 остаются при этом неподвижными. Жид-

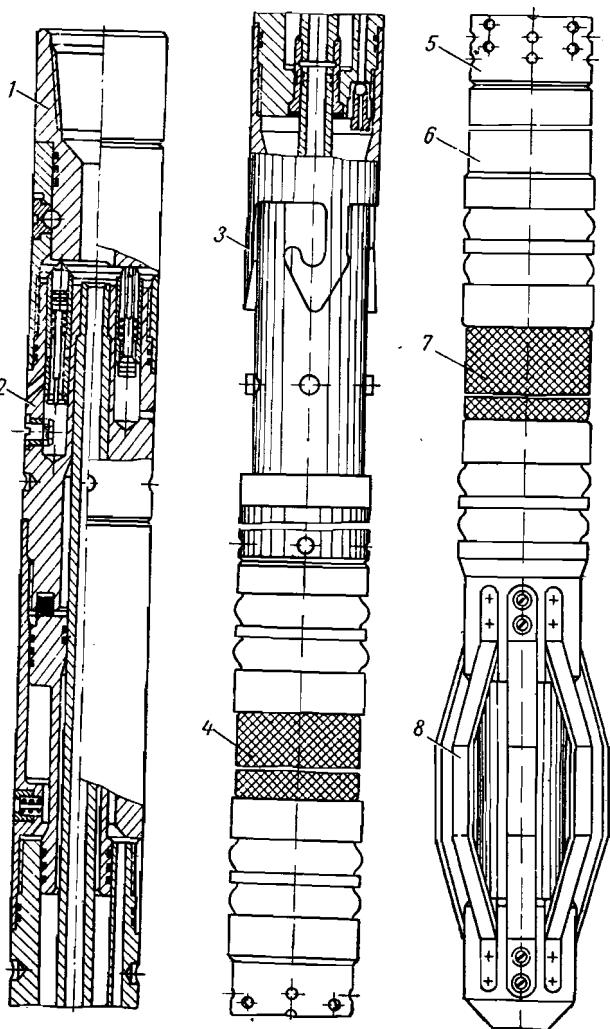


Рис. 86. Компоновка многоциклового испытателя пластов.

кость, нагнетаемая насосом, поступает во внутреннюю полость уплотнительных элементов и вызывает их деформацию до соприкосновения со стенкой скважины. При создании заданного избыточного давления в уплотнительных элементах специальный клапан сообщает нагнетательную зону насоса со скважиной и при дальнейшей работе насоса давление в пакерах не увеличивается.

После определенного времени вращения колонны труб создают натяжку инструмента и проверяют прочность контакта уплотнительных элементов со стенкой скважины. Последующим небольшим опусканием бурильного инструмента открывают приемный клапан испытателя пластов, и жидкость из пласта поступает в бурильные трубы.

Дальнейшим перемещением колонны труб вверх и вниз достигается создание закрытых и открытых периодов испытания. В конце испытания колонну труб перемещают вниз и проворачивают вправо на 5–10 оборотов. В блоке управления происходит захват специальной тягой втулки уравнительного клапана. При перемещении колонны труб вверх она перемещается вместе с трубами и открывает отверстия, через которые сообщаются зоны скважины, расположенные над верхним уплотнительным элементом, под нижним уплотнительным элементом и между ними, а также внутренняя полость указанных элементов. После незначительной выдержки инструмента под натяжкой его расхаживают, в процессе чего узлы блока управления и уплотнительные элементы возвращаются в первоначальное положение, и испытатель пластов можно переставлять на другой интервал, подлежащий испытанию.

На очередном объекте инструмент устанавливают в той же последовательности, что и при первой установке. Следует отметить, что испытания последующих объектов проводят с меньшими депрессиями на пласт, чем при испытании первого объекта, так как часть бурильных труб заполняется в течение этого испытания и возрастает противодавление на пласт при последующих испытаниях. Объекты можно испытывать в любой последовательности независимо от их взаимного расположения. Тем не менее в большинстве случаев вначале испытывают самый нижний из них, а затем по мере подъема инструмента осуществляют испытание расположенных выше пластов. Ниже описаны конструкции двух узлов указанного инструмента, представляющих наибольший интерес: приспособления для запаковки (насос) и блока управления.

Приспособление для запаковки (рис. 87) при нагнетании жидкости во внутренние полости уплотнительных элементов работает следующим образом. При установке испытателя пластов в скважине осуществляют вращение бурильной колонны, вызывающее проворот втулки 1. Цилиндр 3 при этом остается неподвижным, так как он жестко соединен с пакерами и корпусом фонаря, находящегося в контакте посредством пружин со стенкой скважины. Вращение втулки обеспечивает периодическое сообщение надпоршневой зоны 2 цилиндра 3 то с бурильными трубами (рис. 87, а), где давление атмосферное, то с затрубным пространством (рис. 87, б), заполненным буровым раствором.

Изменение давления в надпоршневой зоне вызывает осевое перемещение дифференциального поршия 4 и нагнетание жидкости во внутреннюю полость 5 гидравлических уплотнительных элементов.

На рис. 87, в изображена конструкция¹ такого приспособления, состоящего из вращающейся втулки 1, приемного 3 и сбрасывающего 12 клапанов, дифференциального поршня 6, цилиндра 7, центральной трубы 9. При вращении втулки 1, имеющей выступ на торцевой

нем 6, поршень перемещается вниз, жидкость из подпоршневой зоны по каналу 15 нагнетается в уплотнительные элементы пакера. Клапан 8 при этом закрыт, а клапан 16 открыт.

При дальнейшем провороте втулки ее выступ выходит из контакта со штоком приемного клапана и под действием своей пружины он закрывается. После этого выступ входит в контакт со штоком 11 сбрасывающего клапана и открывает его, надпоршневая зона цилиндра сообщается с бурильными трубами, где действует либо атмосферное, либо меньшее, чем гидростатическое, давление в скважине. Жидкость из цилиндра через отверстие 13 и кольцевой канал 14 клапана сбрасывается в бурильные трубы. Дифференциальный поршень перемещается вверх и засасывает жидкость из скважины через клапан 8. Клапан 16 при этом закрыт. Таким образом осуществляется нагнетание жидкости в гидравлические пакерующие элементы.

Для предотвращения разрушения торцевых поверхностей дифференциального поршня при действии больших перепадов давления предусмотрен специальный амортизатор 5. При движении вниз амортизирующее действие на поршень оказывает воздух, заключенный в воздушной камере 10. Процесс нагнетания жидкости длится до тех пор, пока избыточное давление не достигнет заданной величины. После этого нагнетаемая жидкость сбрасывается снова в скважину через клапан, установленный в пакете.

С целью сохранения пробы пластовой жидкости, отобранный в бурильные трубы, в чистом виде для сброса бурового раствора, используемого при запаковке, можно применять воздушные камеры (бурильные трубы, устанавливаемые над устройством для запаковки).

Достоинством данной конструкции является значительная производительность за один оборот инструмента. Так, производительность разработанного образца составляет 0,9 л за один оборот, так что для запаковки двух уплотнительных элементов в компоновке испытателя пластов при поинтервалном испытании объектов необходимо сделать 35—40 оборотов колонны труб, при компоновке с одним пакером 15—20 оборотов.

Блок управления (рис. 87, г) в отличие от других аналогичных устройств является инструментом многократного действия и предназначается не только для выравнивания давления в конце испытания, но и возвращения всех подвижных деталей в первоначальное положение. Это достигается следующим образом.

В транспортном (растянутом) положении корпус 1 и захват 11 находятся вверху, штырь 4 под действием пружины 5 входит внутрь стакана 3. Корпус может свободно проворачиваться относительно внутренних деталей блока. При запаковке, когда внутри уплотнительных элементов создается избыточное давление, которое через центральный канал и отверстие 10 передается во внутреннюю полость стакана 3, штырь 4, сжимая пружину 5, выходит наружу.

Для выравнивания давления в затрубном пространстве скважины и в испытательном инструменте колонну труб опускают вниз, вместе

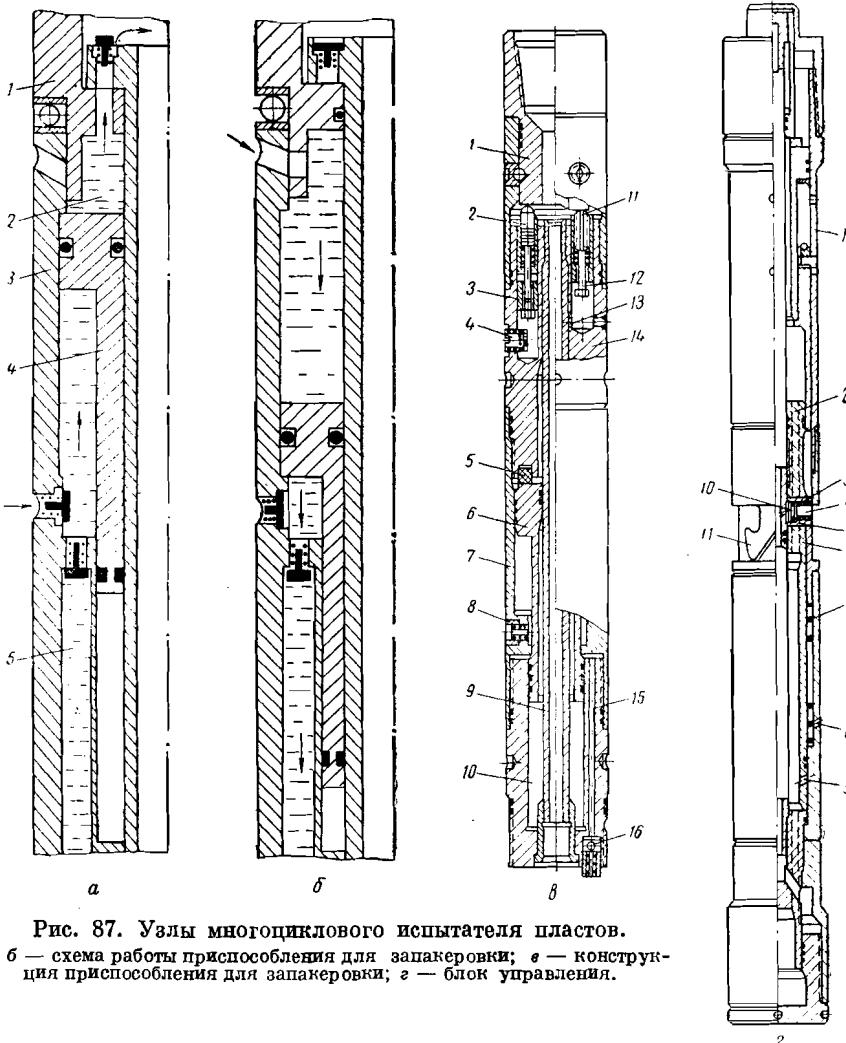


Рис. 87. Узлы многоциклового испытателя пластов.
а, б — схема работы приспособления для запаковки; в — конструкция приспособления для запаковки; г — блок управления.

поверхности, контактирующей со штоками клапанов, когда этот выступ достигает штока 2 приемного клапана 3, последний открывается, и жидкость из скважины через фильтр 4, центральное и боковые отверстия поступает в цилиндр 7 над дифференциальным поршнем.

¹ Авт. свид. № 287871 от 14/VII 1969 г. — «Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки», № 36, 1970.

с ней опускается корпус блока управления и его захват 11. Затем при провороте колонны вправо на $0,5 \div 1,0$ оборот захват заходит в зацепление со штырем. При дальнейшем приподнятии бурильной колонны захват перемещается вверх и увлекает за собой золотник 2. Через отверстия 8, 9 и осевые отверстия 6 золотника затрубное пространство скважины сообщается с межпакерным пространством и внутренней полостью гидравлических уплотнительных элементов. После определенной выдержки инструмента под нагрузкой, необходимой для выравнивания давления в указанных зонах, колонну труб опускают, штырь 4 под воздействием пружины 5 заходит в стакан, а золотник 2 пружиной 7 перемещается в нижнее исходное положение. Все детали блока управления возвращаются в первоначальное положение.

Остальные узлы в компоновке многоциклового испытателя пластов могут быть использованы от испытателя пластов с опорой на забой (яссы, безопасные замки, запорный клапан) и от поинтервального испытателя пластов (фонарь, гидравлические уплотнительные элементы, фильтр, переводники для установки регистрирующих манометров).

Разработана конструкция многоциклового поинтервального испытателя пластов, предназначенная для испытания объектов в скважинах, бурящихся долотами 190 и 214 мм. Ниже приведены краткие технические данные указанного инструмента.

Наружный диаметр, мм	168
Диаметр скважины, мм	190 \div 214
Устройство для запаковки:	
ход пакеря, мм	125
производительность за 1 оборот, л	0,9
максимальный момент вращения втулки, кгс·м	0,2
Число оборотов бурильных труб при запаковке:	
в скважине диаметром 190 мм	
с одним пакером	15 \div 20
с двумя пакерами	35 \div 40
в скважине диаметром 214 мм	
с одним пакером	20 \div 25
с двумя пакерами	45 \div 50

Испытатель пластов с двойным гидравлическим пакером конструкции СредАзНИИГаза

Работа данной конструкции, позволяющей за один спуско-подъем испытать несколько объектов, основана на другом принципе, чем рассмотренный испытатель пластов ВНИИБТ. При установке пакера жидкость нагнетают в трубы с поверхности, т. е. трубы полностью заполняют жидкостью. Испытатель пластов с двумя гидравлическими уплотнительными элементами 1 (рис. 88) спускают в скважину на трубах 2. При достижении пласта, подлежащего испытанию, внутрь труб забрасывают клапан 3, который препятствует перетоку жидкости из внутренней полости испытателя в скважину. Деформация уплотнительных элементов происходит под действием жидкости, нагнетаемой в них одновременно буровыми насосами через отверстия 5

и клапан 4. При достижении необходимого давления внутри элементов, определяемого в зависимости от создаваемой депрессии, насосы отключают и проводят испытание пласта на приток. Для этого поршневанием снижают уровень жидкости в трубах. Жидкость поступает в трубы из пласта через клапаны 6. Приток жидкости из-под нижнего уплотнительного элемента невозможен, так как клапан 7 пропускает жидкость только в одном направлении — из испытателя пластов наружу.

После окончания испытания снижают давление внутри гидравлических элементов, они приобретают первоначальное положение. Давление между призабойной зоной и стволом скважины выравнивается, клапан 3 извлекают на поверхность, после чего можно промывать скважину и устанавливать инструмент для испытания очередного объекта.

Для предотвращения прихватов инструмента в конструкции предусмотрен вращатель 8, обеспечивающий свободное вращение колонны труб, расположенных над испытателем пластов. При спуско-подъемных операциях можно проводить промывку скважины, а при необходимости проработать ствол ее долотом 9 как обычным инструментом роторного бурения.

Разработана конструкция испытателя пластов диаметром 190 мм [71].

Испытатель пластов без опоры на забой фирмы Джонстон

Этот инструмент был разработан на базе стандартных механических и гидравлических испытателей для проведения испытаний в открытой скважине выше забоя, т. е. для тех случаев, когда продуктивные горизонты выявлены при помощи электрокаротажа после

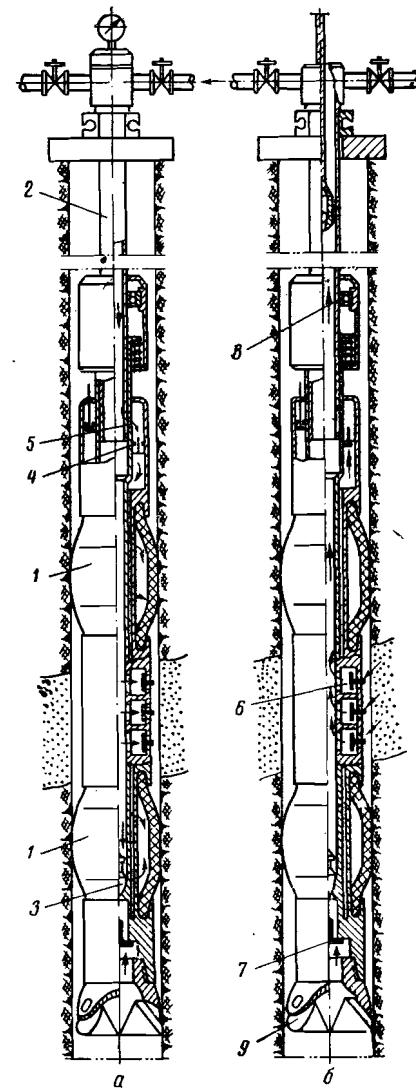


Рис. 88. Испытатель пластов СредАзНИИГаза.
а — запаковка; б — положение при притоке пластовой жидкости.

окончания бурения, а установка цементного моста или спуск опорной трубы связаны с большими затратами времени или средств. За один спуск можно проводить несколько испытаний. Для изоляции испытываемой зоны от лежащих выше и ниже горизонтов применяются такие же пакерующие элементы, как и в рассмотренных выше конструкциях этой фирмы.

Для восприятия усилия, требующегося для деформации уплотнительных элементов, в испытателе предусмотрена опора, сцепляющаяся со стенкой скважины. Опора выполнена в виде якорного трубчатого элемента 3 (рис. 89, а), снабженного девятью упорами 4, которые зацепляются за стенку скважины до того, как срабатывают пакерующие элементы 5.

Освобождение упоров при снятии испытателя осуществляется натяжением инструмента. Пластиничатые пружины 1 и установочное приспособление 2, смонтированные в нижней части, обеспечивают выдвижение упоров в опорном устройстве, которое несет нагрузку только от веса пакеров и испытателя. Оно служит якорем только во время расширения пакера, воспринимая вес испытателя и усилие, требующееся для запакеровки.

Уравнительный канал 9, установленный в фильтровой зоне испытателя, позволяет выровнять давление над верхним и под нижним уплотнительными элементами. Благодаря этому сжимающие усилия вследствие перепада давления, возникающего при открытии клапана испытателя, воспринимаются уплотнительными элементами и фильтровой частью 8 испытателя, заключенной между пакерами. Под фильтровой частью устанавливают переводник 6 для глубинного регистрирующего манометра, который находится не в потоке жидкости, направляющейся в испытатель,



Рис. 89. Компоновка нижней (опорной) части испытателя пластов без опоры на забой фирмы Джонстон.

а — схема компоновки; б — опора с плашками.

а сообщается с зоной пласта через специальные боковые отверстия 7. Этот манометр фиксирует каждое изменение давления непосредственно в зоне испытываемого пласта.

Кроме того, разработана опора с плашками (рис. 89, б). При установке в скважине колонну труб проворачивают влево на 0,5 оборота и спускают вниз; захват, установленный в верхнем кольце 3 фонаря 4, освобождает четыре плашки 2, которые, перемещаясь по конической поверхности 1 корпуса, закрепляют опору на стенке скважины. Чтобы снова захватить плашки, необходимо создать натяжку инструмента, при этом плашки снова прикрепляются к фонарю и возвращаются в транспортное положение.

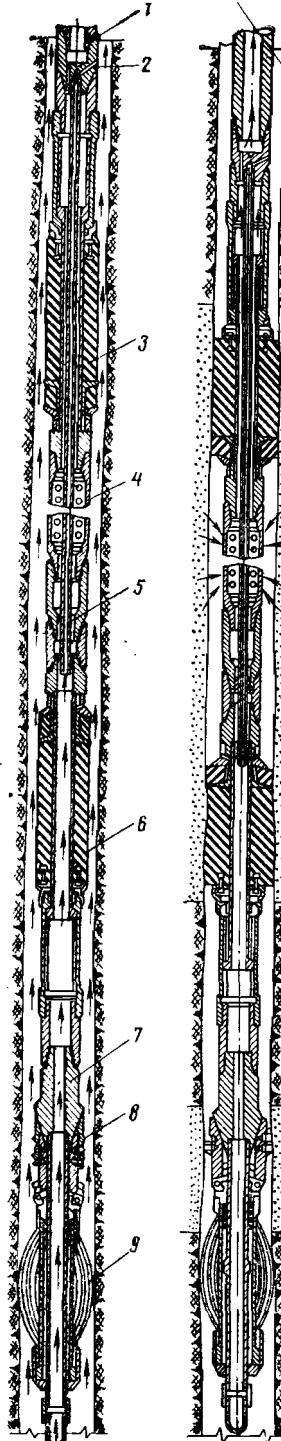
В компоновке инструмента (см. 89, а) и верхний, и нижний уплотнительные элементы являются одинаковыми. За последнее время для облегчения проходимости испытателя пластов при спуске в скважину и обеспечения герметичной пакеровки вместо верхнего уплотнительного элемента используется так называемый боб-тейл-пакер, т. е. пакер с раздвижной металлической опорой (см. рис. 49).

Испытатель пластов без опоры на забой фирмы Халлибуртон

Большой практический интерес представляет испытатель пластов, разработанный фирмой Халлибуртон, поскольку он позволяет исследовать продуктивные горизонты независимо от местонахождения пласта относительно забоя. Этот испытатель (рис. 90) не имеет хвостовика и не нуждается в установке специальной разобщающей пробки или цементного моста. Испытатель имеет два пакерующих элемента 3 и 6, при помощи которых осуществляется изоляция испытываемого горизонта. Между пакерющими элементами помещена перфорированная труба 4 фильтра; через нее пластовая жидкость поступает в испытатель и далее в бурильные трубы 1. Для сжатия пакерующих элементов служит специальная клиновая опора 8. Во время спуска инструмента в скважину плашки остаются в закрытом положении (рис. 90, а).

На заданной глубине при провороте колонны бурильных или насосно-компрессорных труб вправо защелки, которые скользят в Г-образной прорези, выходят из нее при подаче инструмента вниз, конус 7 разжимает плашки, заставляя их внедряться в породу, и создает надежную опору для сжатия пакерующих элементов (рис. 90, б). Опора будет тем лучше и надежнее, чем тверже порода, на которой остановились плашки. Такой испытатель целесообразно применять в скважинах, диаметр ствола которых постоянен, а породы имеют равномерную твердость.

Для освобождения плашковой породы достаточно приподнять инструмент, при этом через уравнительную трубку 5 и отверстие 2 происходит выравнивание давления в верхней и нижней полостях скважины. Между пакерющими элементами устанавливается глубинный



манометр, регистрирующий весь процесс испытания, от момента начала спуска до подъема инструмента на поверхность.

Испытания, проведенные с одним пакерющим элементом при опоре на стенку скважины, редко были удачными. Это становится позитивным, если представить, что вся нагрузка передается через опорный якорь на стенки скважины, порода разрушается опорой якоря и последний смещается, а следовательно, смещается и весь узел испытателя.

При поинтервалном испытании с двумя пакерами благодаря уравнительной трубке отпадает необходимость в регистрирующем глубинном манометре под нижним пакером, так как любая утечка вокруг нижнего пакера во время испытания определяется падением уровня жидкости и в затрубном пространстве.

Для работы с этим инструментом не требуется вращать трубы или проводить какую-либо другую операцию для открытия уравнительного клапана (он остается все время открыт). Это позволяет вытеснять жидкость из-под нижнего пакера по мере расширения пакеров, благодаря чему не происходит сжатия жидкости в подпакерной зоне скважины.

Снятие нижнего пакера после испытания облегчается благодаря уравнителю давления.

Испытатель пластов фирмы Лайнз

На рис. 91 показан испытатель пластов с широко расставленными пакерющими элементами, предназначенный для работы в незакрепленной скважине и в обсадной колонне. Кроме того, его применяют для

Рис. 90. Компоновка нижней части испытателя пластов фирмы Халлибуртон без опоры на забой.
а — в транспортном положении; б — в рабочем положении.
1 — безопасный замок; 2 — верхний переводник с уравнительным отверстием; 3 — верхний пакерующий элемент; 4 — фильтр; 5 — трубка уравнительного канала; 6 — нижний пакерующий элемент; 7 — опора на стенку скважины; 8 — плашки; 9 — фонарь.

испытания нескольких зон разведочной скважины перед спуском обсадной колонны, для определения качества закрытия вод при бурении с очисткой забоя воздухом или газом, для селективной обработки нескольких продуктивных горизонтов незакрепленной скважины, а также для кислотной обработки или гидравлического разрыва призабойной зоны, определения места притока воды из пласта, испытания зон поглощения или зон с низким пластовым давлением.

Испытатель пластов фирмы Лайнз позволяет производить испытание или поинтервальную обработку пласта, расположенного под пакерующими элементами, между ними или над пакерующими элементами. В испытателе предусмотрена возможность одновременного сообщения всех зон с бурильными трубами. Это достигается вращением с поверхности колонны бурильных или насосно-компрессорных труб. Расширение пакерующих элементов возможно при помощи жидкости, сжатого воздуха или газа.

В процессе бурения объекты, расположенные в верхних интервалах ствола скважины, длительное время размываются промывочной жидкостью. Вышележащие пласти размываются гораздо больше, чем свежевскрытые объекты, и для их испытаний должны применяться не обычные пакеры механического действия, а надувные (гидравлические) уплотнения, позволяющие герметизировать ствол скважины значительно больший, чем диаметр пакера.

При установке испытателя в скважине бурильные трубы заполняют чистой жидкостью (обычно водой) и затем создают избыточное давление при помощи бурового насоса. Жидкость через верхние отверстия в штоке испытателя нагнетается во внутреннюю полость гидравлических элементов до соприкосновения их со стенкой скважины. После этого путем проворота колонны труб на пять оборотов вправо и подъема на 230 мм внутреннюю зону уплотнительных элементов изолируют от бурильных труб. При этом внутреннее пространство труб сообщается с затрубным пространством скважины, расположенным над верхним пакером. Благодаря этому можно промывать ствол скважины, расположенный над пакером.

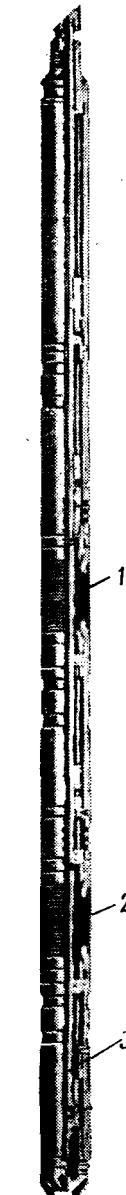


Рис. 91. Испытатель пластов без опоры на забой фирмы Лайнз.
1, 2 — гидравлические уплотнительные элементы; 3 — шток испытателя пластов.

В штоке испытателя имеется три отверстия: одно расположено под нижним пакерующим элементом, второе — у верхнего конца нижнего пакерующего элемента и третье — у верхнего конца верхнего пакерующего элемента.

Перемещением штока можно достигнуть следующих положений инструмента: а) трубы сообщаются со стволов скважины над верхним пакером; б) инструмент сообщается с зоной пласта, расположенной под нижним уплотнительным элементом; в) трубы сообщаются со всеми указанными зонами скважины (равновесное положение).

Инструмент можно легко переместить в скважине на любую глубину, что достигается следующим образом. Шток испытателя устанавливают в положение равновесия и выравнивают давление в трех зонах испытания. После этого шток перемещают в верхнее положение и открывают отверстия, через которые внутренняя зона уплотнительных элементов сообщается с трубами, и жидкость выходит в трубы, эластичные элементы пакеров возвращаются в транспортное положение, и инструмент можно переместить на другой объект или поднять на поверхность. Верхнее отверстие штока при перемещении и подъеме испытателя остается открытым в скважину и через него жидкость из труб перетекает в затрубное пространство.

Общая длина испытателя пластов при минимальном расстоянии между пакерами 2,4 м составляет 11,3 м. Расстояние между пакерами можно увеличить до любой требуемой длины.

Испытатель можно собрать с одним уплотнительным элементом и его шток при этом будет иметь только два отверстия: одно под пакерующим элементом и второе у верхнего конца его. Общая длина инструмента при такой компоновке составляет 7,6 м.

Для обсаженных скважин применяют пакеры длиной 1,22 м с уплотнительными элементами длиной 0,71 м, а для необсаженных соответственно 1,83 и 1,32 м.

В отдельных случаях при испытании и обработке трещиноватых коллекторов, в которых имеются вертикальные трещины, применяют сдвоенные пакеры с двумя уплотнительными элементами общей длиной 2,64 м.

Для увеличения трения между наружной поверхностью пакеров и стенкой скважины в эластичной части уплотнительных элементов закрепляют металлические частицы, которые врезаются в породу при установке испытателя и обеспечивают прочное сцепление со стенкой скважины.

Испытатель пластов фирмы Лайнз выпускается для обсаженных скважин диаметром от 52 до 508 мм (длина пакерующего элемента при этом равна 1,38 м) и для необсаженных скважин диаметром 44 мм — 508 мм. Как показал опыт, указанная конструкция испытателя пластов позволяет получить наибольший эффект при поинтервальных гидравлических разрывах, кислотных обработках пластов. Поэтому за последнее время этот инструмент в основном применяют при обработке пластов и ремонте скважин. Благодаря гидравлическим уплотнительным элементам, деформация которых происходит за счет

избыточного давления, создаваемого в трубах буровыми насосами, установка испытателя пластов в скважине не требует создания значительных нагрузок на трубы или использования забойного источника давления, а также жидкости в затрубном пространстве выше пакера. Исходя из этого, данная компоновка применяется при обработке скважин, частично заполненных жидкостью, при испытаниях и кислотной обработке старых скважин, где применение шлипсовых опор на стенку обсадной колонны может привести к ее разрушению, а также при работах на небольших глубинах, когда применяют легкие насосно-компрессорные трубы без каких-либо устройств, удерживающих пакер от перемещений.

Возможность открытия отверстия испытателя пластов над верхним уплотнительным элементом при необходимости позволяет быстро восстановить циркуляцию бурового раствора в скважине и предотвратить прихват инструмента при работе в осложненных условиях. При неудачной установке пакера в скважине его можно переставить на другой интервал без извлечения инструмента на поверхность.

На рис. 92 приведена компоновка другого испытателя пластов этой фирмы, а на рис. 93 изображена последовательность операций, проводимых в скважине при испытании объекта.

После спуска испытателя пластов на заданную глубину колонну бурильных труб устанавливают на клинья и производят сборку вертулажной головки с манифольдом. После этого путем вращения бурильной колонны проводят запакеровку (рис. 93, а). Уплотнительные элементы и фильтровая часть испытателя пластов при этом удерживаются от проворота фонарем 5. При вращении колонны частотой 90 об/мин и более жидкость из скважины через сетку фильтра 2 поступает в насос 1 и нагнетается во внутренние полости верхнего 3 и нижнего 4 уплотнительных элементов. Насос имеет четыре поршня. Производительность насоса при минимальной частоте вращения 60 об/мин составляет 0,063 л/сек. Количество жидкости, нагнетаемой в пакеры и, следовательно, время работы насоса зависят от диаметра скважины, состояния ее ствола в интервале установки пакеров, от исходного диаметра применяемых уплотнительных элементов и производительности насоса. Расчетное количество жидкости увеличивают в 1,5 раза для гарантии обеспечения герметичной пакеровки в случае частичных утечек жидкости в насосе и неточности в определении профиля ствола скважины.

После достижения избыточного давления в уплотнительных элементах 105 кгс/см² насос автоматически отключается и дальнейшее вращение колонны не вызывает повышение давления внутри испытателя пластов. Натяжкой инструмента проверяют прочность контакта уплотнительных элементов со стенкой скважины, а затем колонну опускают вниз и создают осевую нагрузку на испытатель пластов около 9,1 тс, причем колонна свободно опускается примерно на 160 мм за счет свободного хода втулки насоса. Приемный клапан испытателя пластов открывается через некоторый промежуток времени после создания нагрузки, благодаря установленному в нем гидравлическому

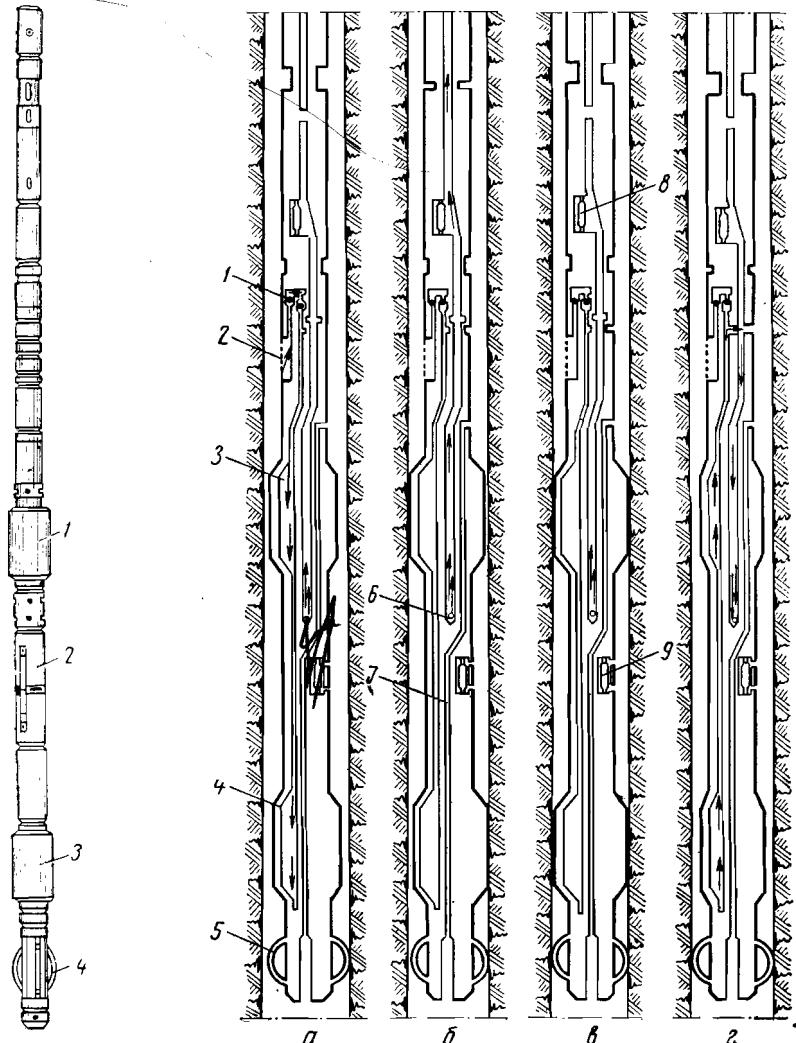


Рис. 92. Компоновка многоциклического испытателя пластов без опоры на забой фирмы Лайнз.

1, 3 — соответственно верхний и нижний уплотнительные элементы; 2 — переводник для установки глубинных манометров; 4 — фонарь.

Рис. 93. Последовательность операций при испытании объекта с помощью многоциклического испытателя пластов фирмы Лайнз.

а — запакеровка; б — приток пластовой жидкости; в — закрытый период испытания; г — выравнивание давления.

реле времени. После открытия клапана жидкость из пласта через фильтр 6 и испытатель пластов поступает в бурильные трубы (рис. 93, б). Герметичность пакеровки при этом контролируется по положению уровня жидкости в затрубном пространстве. Следует отметить, что этот контроль осуществляется не только за верхним уплотнительным элементом, но и за нижним, так как уравнительный канал 7 сообщает зоны над верхним пакером со стволом скважины, расположенным под нижним уплотнительным элементом.

При необходимости создания закрытого периода испытаний приподнимают колонну труб, при этом приемный клапан испытателя закрывается, и приток жидкости в бурильные трубы прекращается (рис. 93, в). После определенного времени стояния в закрытом положении, когда регистрирующие манометры 8 и 9 записывают кривые восстановления давления, создают осевую нагрузку на испытатель и открывают приемный клапан, снова возбуждая приток жидкости из пласта. Так как гидравлические уплотнительные элементы деформированы за счет избыточного давления жидкости, нагнетаемой насосом, то осевое перемещение колонны труб не влияет на изменение давления в них и на герметичность пакеровки, что позволяет осуществить требуемое число открытых и закрытых периодов испытаний без применения дополнительных устройств.

Для снятия пакера в конце испытания создают натяжку инструмента и поворачивают его вправо на $1/4$ оборота, при этом срабатывает зажим в насосе, который препятствует в дальнейшем вращению насоса и его работе. Момент захвата фиксируется на поверхности и вызывает проворот ротора в противоположную сторону.

Для возвращения уплотнительных элементов в транспортное положение создают натяжку инструмента, превышающую на 2,27 тс вес колонны, и выдерживают его в таком положении для выравнивания давления во всех зонах скважины и внутри уплотнительных элементов. Если уплотнительные элементы сильно прижаты к стенке скважины, то их снятие может сопровождаться расхаживанием инструмента, при этом необходимо ограничивать время пребывания инструмента в сжатом положении, чтобы не открылся приемный клапан испытателя пластов. После возвращения уплотнительных элементов в транспортное положение (рис. 93, г) испытатель пластов может быть переставлен на новый интервал или поднят на поверхность. Ниже рассматриваются конструкции узлов, характерных для испытателя пластов фирмы Лайнз.

Фонарь (рис. 94), предназначающийся для удержания нижней части испытателя пластов от проворота в момент пакеровки, имеет восемь пружин 4, закладываемых в пазы 3 корпуса 5. К корпусу присоединены нижний 6 и верхний 1 переводники, а для крепления концов пружин установлены специальные втулки 2. Такое крепление пружин не снижает их прочность и обеспечивает быструю замену.

Гидравлический пакер испытателя пластов выполнен в двух вариантах. На рис. 95, а, б приведены конструкции нижнего пакера, отличающиеся друг от друга креплением уплотнительного элемента,

причем на рис. 95, а изображен пакер большого размера — диаметром 178—188 мм, а на рис. 95, б — пакер диаметром 127—143 мм. Так же отличаются креплением уплотнительных элементов к корпусным деталям и конструкции верхнего пакера. На рис. 95, в, г изображены верхние пакеры.

В нижнем пакере предусмотрено два гидравлических канала. По кольцевому каналу 1 (см. рис. 95, а, б) нагнетают жидкость насосом во внутреннюю полость уплотнительного элемента 3, а центральное отверстие трубы 2 служит уравнительным каналом. Интересно, что нижний конец уплотнительного элемента не закреплен и имеет возможность перемещаться в осевом направлении.

В верхнем пакере имеются три канала (см. рис. 95, в, г). Центральное отверстие 4 служит уравнительным каналом, через кольцевое сечение 3 происходит приток жидкости из пласта и через канал 2 нагнетают жидкость от насоса в уплотнительный элемент. Нижний и верхний концы уплотнительного элемента присоединены к корпусным деталям 1 и 5 пакера. Шток 6 через гайку 7 при помощи шлицевого соединения имеет возможность перемещаться в осевом направлении при уменьшении или увеличении длины уплотнительного элемента. Шток выполнен повышенной прочности и позволяет передавать крутящий момент при снятии пакеров и тормозной момент, возникающий при работе забойного насоса.

В комплект испытателя пластов входят пакер диаметром 127, 143, 152, 178, 197, 200 мм.

Удлинитель (рис. 96, а) устанавливают между пакерами для регулирования расстояния между ними в зависимости от мощности испытываемого объекта. Как видно из рис. 96, а, он представляет собой трубу 2 с нижним 5 и верхним 1 резьбовыми переводниками и с двумя трубками 3 и 4, образующими гидравлические каналы.

Переводники (рис. 96, б, в), выполняют роль фильтра, через который поступает пластовая жидкость в испытательный инструмент. **Переводник** (рис. 96, б) устанавливают под верхним уплотнительным элементом, и жидкость из пласта через семь отверстий 3 диаметром 12,7 мм поступает в центральный канал 2 и затем в испытатель пластов. Четыре отверстия 1 диаметром 6,35 мм служат уравнительными каналами, а через восемь отверстий 4 диаметром 8 мм нагнетают жидкость в пакеры при пакеровке. Аналогичные каналы выполнены

и в переводнике (рис. 96, в), который присоединяется под первым переводником. Отличие его заключается в том, что центральный канал 5, по которому происходит переток пластовой жидкости, открыт только

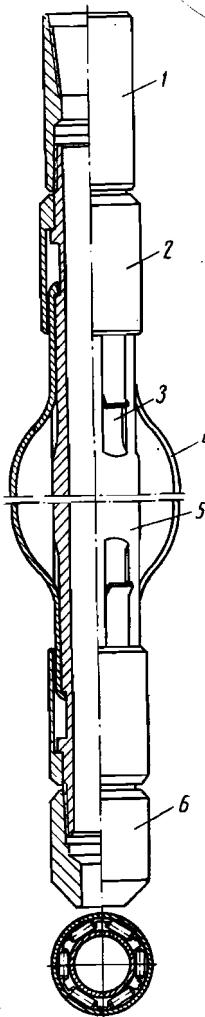


Рис. 94. Фонарь.

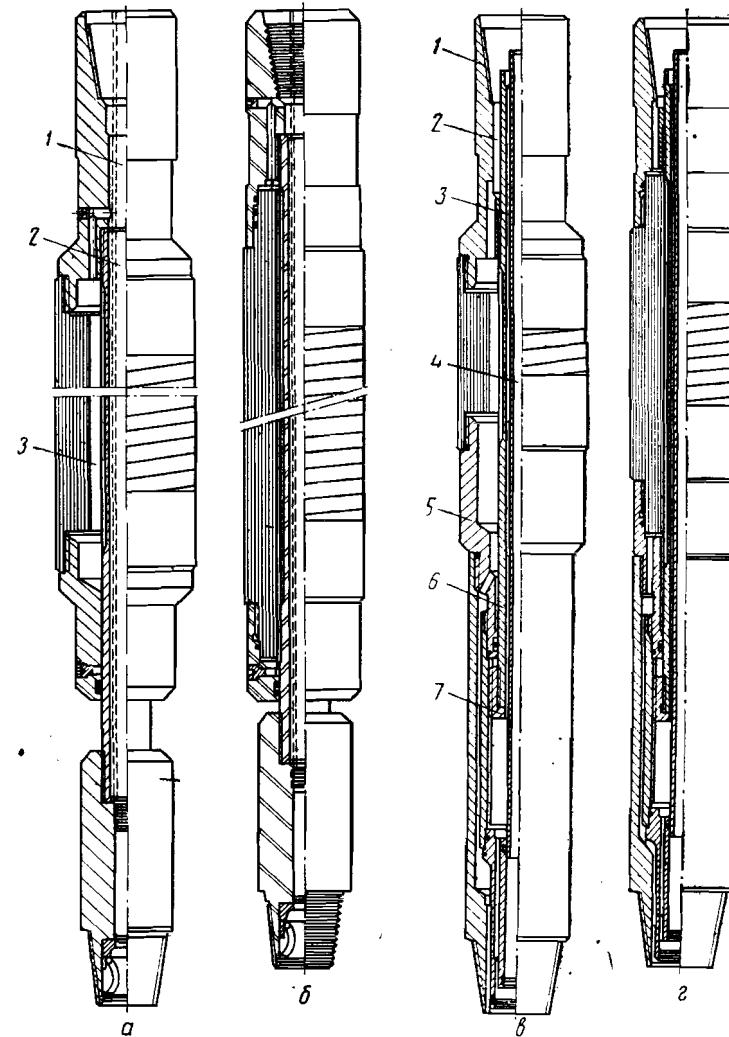


Рис. 95. Гидравлические пакеры.
а — нижний пакер большого диаметра; б — нижний пакер малого диаметра; в — верхний пакер большого диаметра; г — верхний пакер малого диаметра.

сверху, и отверстия 6 уравнительного канала внизу открываются в центральный канал 7.

Фильтр насоса, через который проходит буровой раствор в насосы при пакеровке, состоит из трубы, на которую наложен перфорированный кожух, а на верхний и нижний концы трубы навинчены резьбо-

вые переводники. Ширина пазов в фильтре составляет 1 мм. Внутри корпуса фильтра концентрично расположены две трубы, образующие гидравлические каналы для пластовой жидкости и бурового раствора, всасываемого в забойный насос.

Насос для нагнетания жидкости в гидравлические уплотнительные элементы конструктивно весьма сложен и состоит из следующих

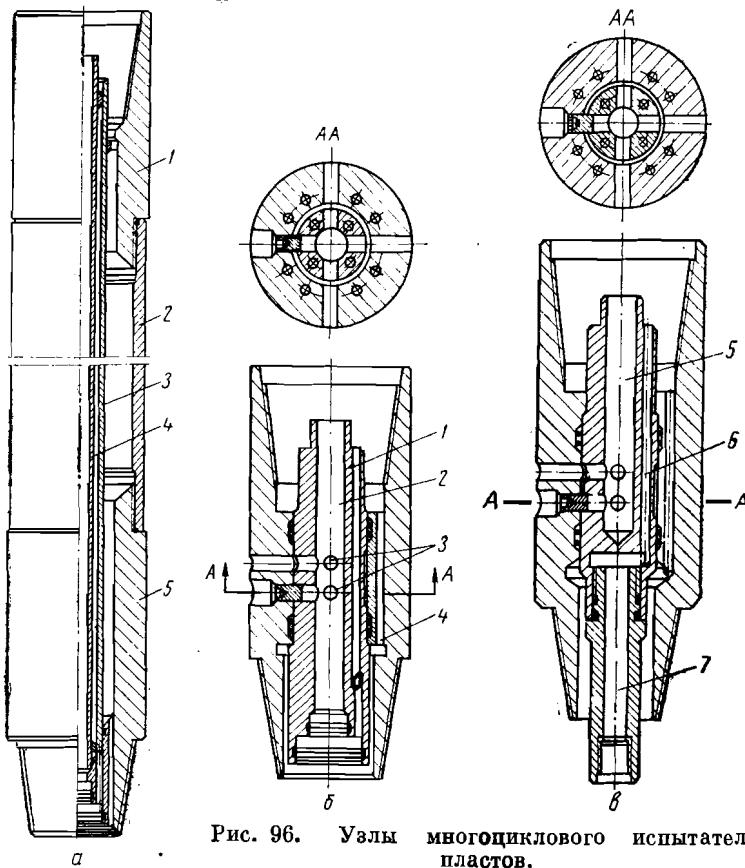


Рис. 96. Узлы многоциклового испытателя пластов.
а — удлинитель; б — переводник верхний; в — переводник нижний.

составных частей: корпуса, в котором расположены шесть поршней и клапанов к ним; телескопического устройства, обеспечивающего осевое перемещение штока насоса на 160 мм, и при повороте бурильных труб на $\frac{1}{4}$ оборота открывающего отверстия уравнительного клапана; сконченной втулки, входящей в контакт с толкателем; шлицевого соединения и кулачковых муфт. Для уменьшения трения сконченная втулка опирается на роликовый осевой подшипник.

Остальные узлы компоновки — вертлюжная головка, переводник для отбора пробы пластовой жидкости, циркуляционный клапан,

гидравлический испытатель пластов, переводники для установки регистрирующих манометров, яссы, безопасный замок, фильтр и наземное оборудование для обвязки устья скважины — заимствованы из испытателя пластов с опорой на забой фирмы Лайнз, конструкция которого рассмотрена в предыдущем разделе.

Фирмой Лайнз разработан поинтервальный испытатель пластов диаметром 127 мм, предназначающийся для испытания объектов в бурящихся скважинах диаметром 152—260 мм. В комплект его входят гидравлические уплотнительные элементы диаметром 127, 143, 152, 178, 187 и 200 мм. Для применения указанных уплотнительных элементов разработаны соответствующие штоки, которые без дополнительных узлов могут быть установлены в компоновку испытателя пластов.

Особенностью конструкции этого испытателя являются широко-проходные гидравлические каналы для перетока пластовой жидкости (диаметром не менее 12,7 мм), менее подверженные засорению пластом, который может находиться в жидкости.

Результаты применения испытателей пластов без опоры на забой в бурящихся скважинах

При помощи испытателей пластов без опоры на забой ИП-8 на месторождениях Татарской АССР в бурящихся скважинах глубиной до 1600 м было испытано около 25 объектов мощностью от 2 до 15 м.

Испытатели пластов без опоры на забой широко применяются и за рубежом. При помощи поинтервального испытателя пластов с гидравлическими уплотнительными элементами фирмы Лайнза за последнее время проведены испытания значительного числа объектов на глубинах до 4250 м при максимально допустимых перепадах на пакере до 350 кгс/см² и забойных температурах до 149 °С. Опыт показал, что гидравлический уплотнительный элемент в указанном испытателе пластов допускает в среднем 2—3 спуска в скважину, а срок службы металлических деталей и узлов испытательного инструмента составляет 3—5 лет. Наиболее широко этот инструмент используется в Канаде.

В Западной Канаде в одной из скважин глубиной 1890 м и диаметром 200 мм было намечено по каротажной диаграмме пять объектов, подлежащих испытанию. Скважина была заполнена известковым раствором удельного веса 1,11 Г/см³ и с водоотдачей 5 см³. За один спуск инструмента были испытаны все пять объектов, и скважина была сдана в эксплуатацию с одним из испытательных интервалов. Съем пакеров и установка инструмента на других интервалах проводились без каких-либо осложнений.

В сильно искривленной скважине глубиной 1865 м был испытан интервал 1750—1765 м, причем из-за искривления ствола скважины сила трения при спуске инструмента была в пределах 18—27 тс. Скважина была заполнена буровым раствором удельного веса 1,14 Г/см³ и водоотдачей 12,6 см³. В месте установки пакеров ствол скважины имел диаметр 200 мм. Испытатель пластов был применен с уплотнительными элементами диаметром 168 мм. Испытания прошли удачно. Деформация уплотнительных элементов осуществлялась при помощи жидкости, нагнетаемой в пакеры, и зависание инструмента не имело никакого влияния на герметичность пакеровки.

В практике применения указанного инструмента были случаи, когда не удавалось сразу при первой установке испытателя пластов получить нужные результаты. Так, в скважине глубиной 1905 м инструмент устанавливали в трех интервалах, но получить герметичную пакеровку сумели только в самом верхнем интервале — 625—645 м. В скважине находился буровой раствор удельного веса 1,14 гс/см³ с водоотдачей 7,4 см³. Применение испытателя пластов с опорой на забой в данном случае потребовало бы значительных затрат времени и материальных средств.

Интересные результаты были получены при испытании интервала 1365—1385 м в скважине глубиной 1960 м. В начале испытаний был получен хороший приток жидкости и определен дебит нефти в размере 117 м³/сут. Однако дальнейшими испытаниями при помощи испытателя пластов было установлено, что за 4 ч дебит скважины снизился до 64 м³/сут, а замеры пластового давления показали уменьшение с 95 до 85 и затем до 59 кгс/см². Обнаруженный высокодебитный на первых порах интервал оказался бесперспективным.

3. ОПРОБОВАТЕЛИ ПЛАСТОВ, ЗАБРАСЫВАЕМЫЕ В БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Для испытания пластов при помощи описанных выше устройств, спускаемых на трубах, требуется прекращение бурения, извлечение бурильного инструмента. Иногда в процессе бурения разведочных скважин необходимо получить предварительные характеристики пласта непосредственно после его вскрытия, наиболее приближенные к естественным характеристикам объекта. Такие операции можно выполнить при помощи опробователей пластов, обеспечивающих опробование скважины в процессе бурения без подъема бурильного инструмента на поверхность.

Опробователь пластов ОПБ конструкции ВНИИБТ

Опробователь¹ ОПБ предназначен для опробования пластов в процессе бурения скважин долотами № 8 (\varnothing 190 мм) и № 9 (\varnothing 214 мм) без подъема бурильного инструмента на поверхность и позволяет [81, 83, 86]:

- а) бурить скважину роторным способом и вскрывать пласт при наличии в составе бурильной колонны гидравлического пакера;
- б) изолировать вскрытый интервал пласта от вышележащего участка ствола скважины и проводить его опробование;
- в) неоднократно опробовать пласт без углубления забоя;
- г) проводить дальнейшее углубление ствола скважины, вскрывать нижележащий горизонт и проводить его опробование без подъема бурильного инструмента на поверхность.

При помощи ОПБ определяют границу продуктивного интервала пласта и его отдельных участков (водо-нефтяной или газо-нефтяной контакты); характер насыщения пласта (по анализу представительной пробы пластовой жидкости); величину пластового давления (по диаг-

граммам глубинных манометров), а также получают предварительные сведения о физических параметрах пласта (по кривым нарастания давления, записываемым глубинными манометрами).

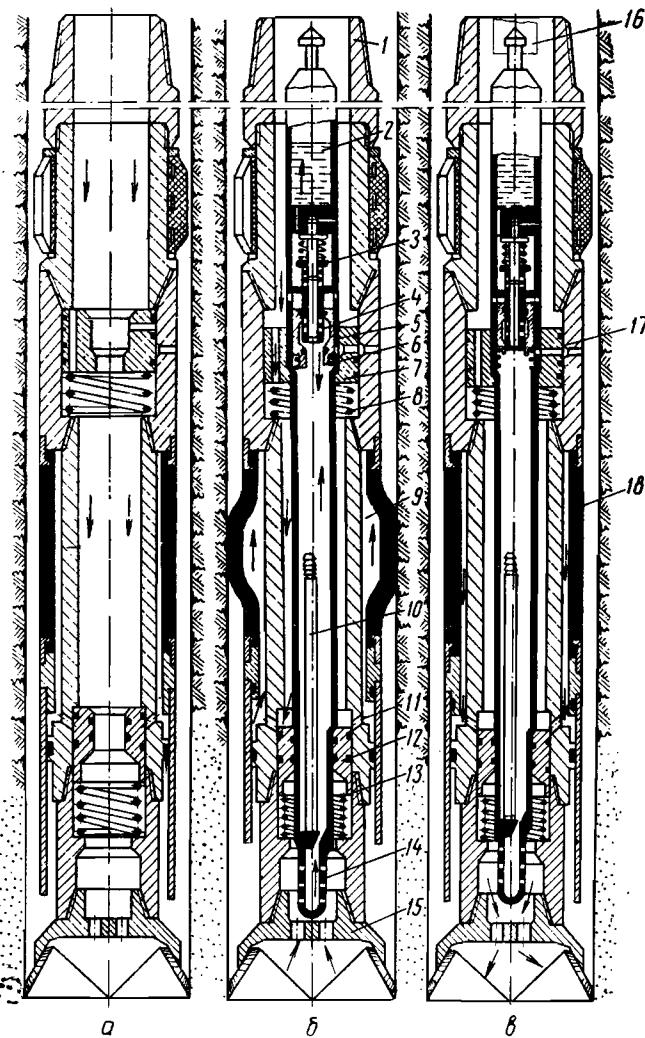


Рис. 97. Последовательность операций при опробовании пластов при помощи ОПБ.
а — бурение; б — отбор пробы; в — подъем пробоотборника.

ОПБ состоит из двух основных узлов (рис. 97): гидравлического пакера 1 и пробоотборника 2.

Перед вскрытием пласта в бурильную колонну над долотом устанавливают гидравлический пакер, оснащенный пакерующим элементом секционного или рукавного типа, и спускают инструмент на

¹ Авт. свид. № 227249 от 29/IV 1965 г. — «Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки», № 30, 1968; авт. свид. № 317783 от 4/XI 1968 г. — «Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки», № 31, 1971.

забой как при обычном бурении. Бурение в продуктивном пласте проводят роторным способом при наличии в составе бурильной колонны гидравлического пакера 97, а. При опробовании вскрытого интервала пласта (рис. 97, б) внутрь бурильных труб сбрасывают пробоотборник 2, который при достижении гидравлического пакера опускается на золотник 7, поджатый пружиной 8. Бурильный инструмент спускают на забой и разгружают на 3—5 делений по индикатору веса. После этого создают избыточное давление внутри бурильных труб, под действием которого золотник 12 перемещается вниз, сжимая пружину 13. Буровой раствор через гидравлические каналы 11 проникает во внутреннюю полость 9 гидравлического уплотнительного элемента, вызывая его деформацию. Таким образом, происходит изоляция опробуемого интервала пласта от вышележащего ствола скважины.

При дальнейшем повышении избыточного давления внутри труб поршень 5, перемещаясь вниз и сжимая пружину 6, обеспечивает открытие впускного клапана 4 пробоотборника. Жидкость из пласта через отверстия долота 15, фильтр 14, где устанавливается глубинный манометр 10, отверстия впускного клапана 4, дроссель 3 поступает в рабочие емкости пробоотборника 2. По истечении определенного промежутка времени, необходимого для заполнения пробоотборника пластовой жидкостью и записи кривой нарастания давления, избыточное давление в трубах снижают до нуля.

Под действием пружины 8 поршень 5 закрывает отверстия впускного клапана, отсекая отобранную пробу пластовой жидкости в пробоотборнике, а затем открывает отверстия 17 (рис. 97, в) через которые внутренняя полость бурильных труб и гидравлического элемента сообщаются с подпакерным и надпакерным пространствами, что приводит к выравниванию давления в указанных зонах. Уплотнительный элемент 18 возвращается в исходное положение.

Затем снимают пакер при подъеме инструмента над забоем и устанавливают его на элеватор. В бурильные трубы спускают на тросе шлипс 16 и извлекают пробоотборник на поверхность для отбора пробы пластовой жидкости и извлечения диаграмм глубинных манометров. После этого можно проводить повторное опробование без углубления забоя или после долбления, а также бурить до полного срабатывания долота и т. д.

Гидравлический пакер изготавливают в двух вариантах: с резино-тканевым и с секционным уплотнительными элементами.

Узел гидравлического пакера с резино-тканевым уплотнительным элементом (рис. 98, а) состоит из нижнего 6 и верхнего 1 переводников и шпинделя 4. Эти детали составляют остав гидравлического пакера. В нижней части шпинделя расположен подпружиненный клапан 5, который служит для перекрытия отверстий, пропускающих буровой раствор во внутреннюю полость уплотнительного элемента 3.

В верхнем переводнике пакера вмонтирован подпружиненный клапан 2 для посадки пробоотборника и сообщения его через специальные отверстия с затрубным пространством скважины.

Гидравлический пакер с секционным уплотнительным элементом (рис. 98, б) при той же в основном компоновке имеет в нижней части гидравлическую пятку 2, служащую для поджатия пакета сечий. В верхней части уплотнительного элемента расположен обратный

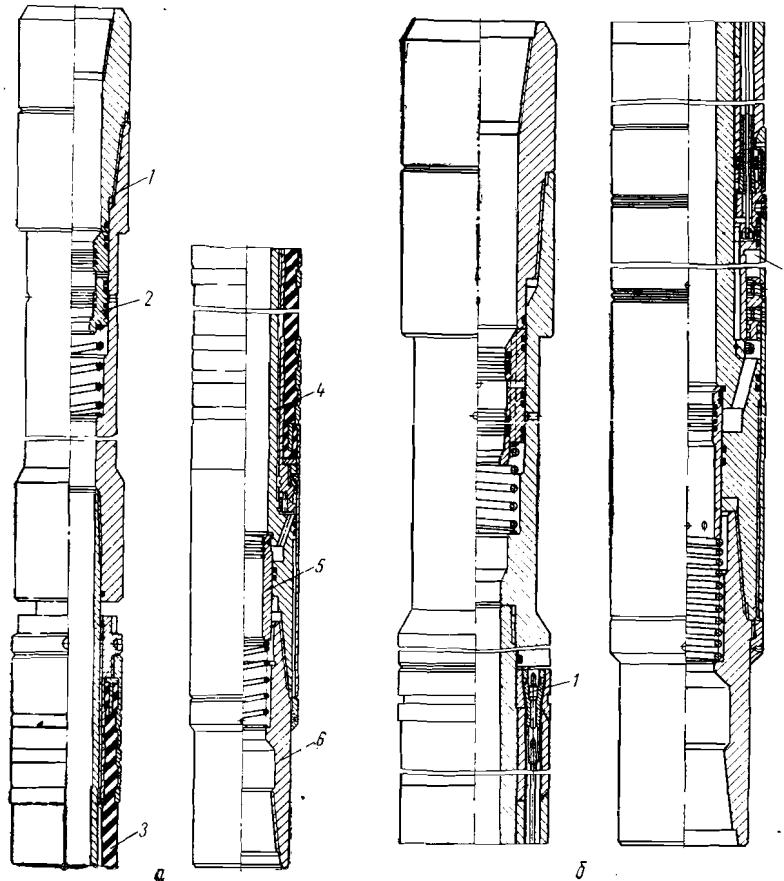


Рис. 98. Гидравлический пакер ОПБ.
а — с резинотканевым уплотнительным элементом; б — с секционным уплотнительным элементом.

клапан 1, роль которого выполняет уплотнительное О-образное кольцо. Через этот клапан внутренняя полость элемента заполняется раствором при спуске в скважину.

Резино-тканевый уплотнительный элемент (рис. 99, а) относится к гидравлическим уплотнителям, так как при перекрытии ствола скважины он деформируется под действием избыточного давления. Рабочая часть элемента состоит из внутреннего 7 и наружного 6 слоев, выполненных из нефтестойкой резины с относительным удлинением 300—500 %. Между двумя резиновыми слоями расположен

силовой каркас 8, состоящий из нескольких слоев ткани, навитых под углом 25—30°. Ткань обладает высокой прочностью на разрыв, достаточным удлинением, высоким сопротивлением усталостным деформациям и выдерживает температуру до 150 °С. Основными деталями

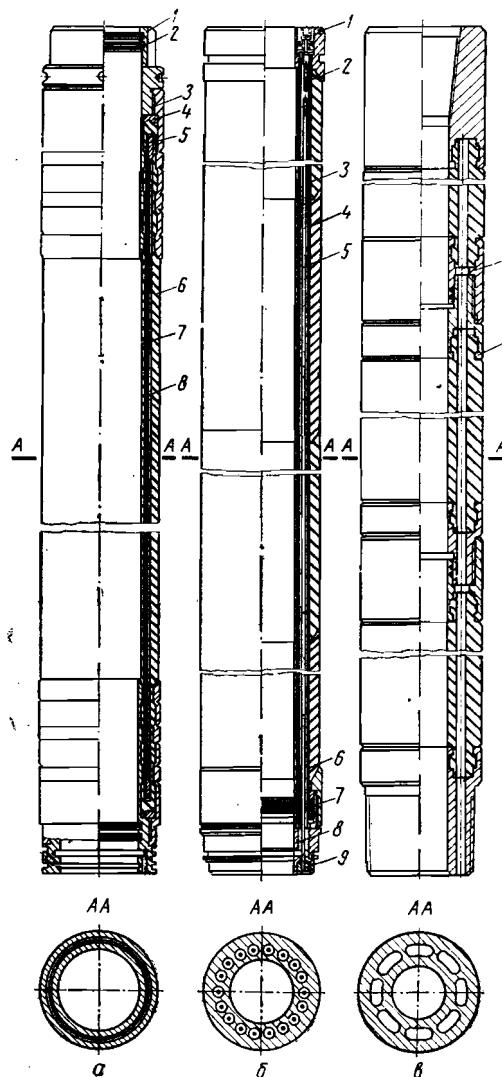


Рис. 99. Гидравлические уплотнительные элементы.
а — резинотканевый; б — секционный;
в — секционный с металлической арматурой.

кольцевой арматуры являются муфты 3, ниппели 1 и кольцо 4, обеспечивающие надежное и прочное соединение силового каркаса с корпусными деталями пакера, а также кольцо 5, ограничивающее деформацию уплотнительного элемента и воспринимающее максимальные нагрузки. Герметичность элемента обеспечивается внутренними кольцами 2.

Ниже приведены краткие технические данные о резино-тканевых уплотнительных элементах, применяемых в ОПБ.

Длина, мм	1200
Диаметр, мм:	
до деформации	168
после деформации (максимальный)	250
внутренний	102
Давление внутри уплотнительного элемента, кгс/см ² :	
допустимое	250
при защелковке	70
Допустимый перепад давления, кгс/см ²	250—300
Допустимая рабочая температура, °С	100

Секционный уплотнительный элемент (рис. 99, б) относится к гидро-механическим уплотнителям, так как он деформируется при пакировке ствола скважины как за счет сжимающей осевой нагрузки от гидравлической пяты, так и избыточного давления внутри уплотнительного элемента.

Секционный элемент (рис. 99, б) состоит из резиновых секций 3, в которых симметрично расположены 18 отверстий. В каждом отверстии установлена трубка 4, выполненная из нефтестойкой резины. Трубки закрепляют конусами 6 и 2 в нижней 7 и верхней 1 опорах. В нижней опоре 7 имеется шайба 8, через отверстия которой пропущены тяги 5. Тяги закреплены гайками 9. Собранный пакет секций образует уплотнительный элемент, который надевают на шпиндель. Нижние наиболее нагруженные резиновые секции изготавливаются из более жесткой резины. Во ВНИИКТИРП совместно с ВНИИКТИРП разработан секционный уплотнительный элемент (см. рис. 99, в), в котором секции соединяются в общий пакет при помощи металлической арматуры (муфты 1 и ниппеля 2). Такой элемент, сохраняя достоинства предыдущего (легкую взаимозаменяемость секций, возможность набора в пакет секций с различной твердостью), значительно проще в изготовлении и при эксплуатации. Указанная конструкция не требует осевых усилий для создания плотных контактов между секциями, которые соединяются при помощи резьбового соединения, поэтому пакер с таким элементом не имеет гидравлической пяты. Металлическая арматура может использоваться при изготовлении секций многократно.

Принцип работы уплотнительного элемента (рис. 99, б) основан на деформации секций под воздействием избыточного давления

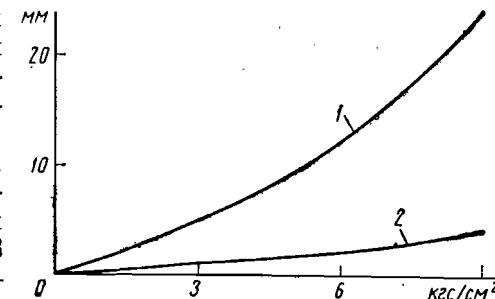


Рис. 100. Зависимость деформации секционного уплотнительного элемента от давления.

1 — избыточного гидравлического; 2 — осевого сжимающего.

жидкости, нагнетаемой в отверстия этого элемента, и сжимающего усилия, создаваемого многоступенчатой гидравлической пятой. Таким образом, уплотнительный элемент частично гидравлического, частично

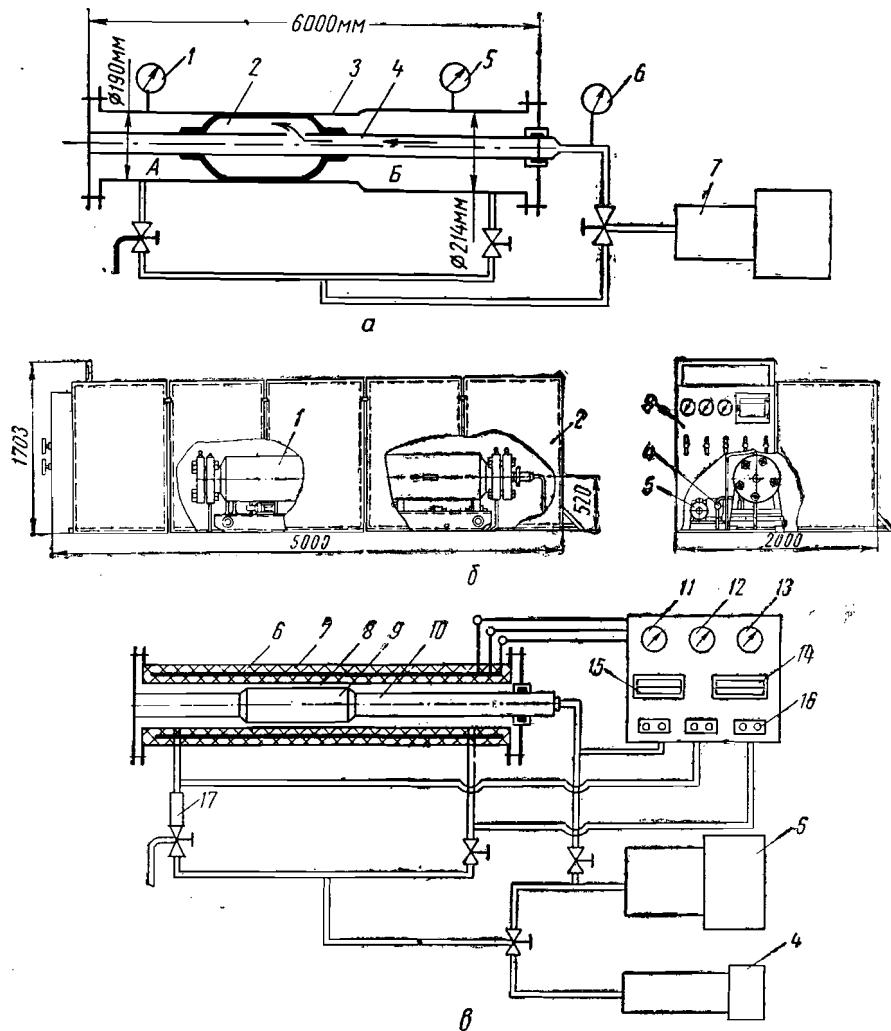


Рис. 101. Стенды для испытания узлов испытателей и опробователей пластов.
а — для испытаний при нормальной температуре; б — для испытаний при высокой температуре; в — схема обвязки стенда.

механического действия. Проведенные исследования показали, что осевое усилие в этом элементе мало влияет на его деформацию (рис. 100), и предназначается для обеспечения плотного контакта между секциями. Деформация в основном происходит под воздействием избыточного давления жидкости.

Краткие технические данные секционного уплотнительного элемента приведены ниже.

Размеры, мм:

наружный диаметр	168
внутренний диаметр	102
диаметр после деформации (максимальный)	210
длина одной секции	200
длина уплотнительного элемента в сборе	1200

Давление внутри уплотнительного элемента, кгс/см²:

допустимое	200
при залакировке	40
максимальный перепад давлений	250

Допустимая забойная температура, °С

80

Для испытания опытных образцов гидравлических уплотнительных элементов в лабораторных условиях был разработан и смонтирован специальный стенд (рис. 101, а). Гидравлический элемент 2 со штоком 4 помещают внутри трубы 3 стендса. После этого внутри элемента создают избыточное давление, под воздействием которого он деформируется до соприкосновения со стенкой трубы и разобщает трубу на две зоны (А и Б). В эти зоны насосом 7 нагнетают жидкость и повышают в них давление до требуемой величины. Выдержав элемент в таком положении определенное время, резко сбрасывают давление в зоне А. При этом создается перепад давления на пакере, как это происходит в реальных условиях при открытии приемного клапана испытателя пластов в начальный период притока. Изменения давления во всех зонах стендса фиксируются манометрами 1, 5 и 6. Если пакеровка герметична, то утечки жидкости из зоны Б нет и там сохраняется первоначальное избыточное давление, в случае утечек давление резко падает и отмечается приборами.

На данном стенде выполнен значительный объем исследований. Основными направлениями их было определение соотношений избыточного давления внутри уплотнительного элемента и допустимого перепада давлений, при которых обеспечивается герметичная пакеровка; определение геометрических размеров уплотнительных элементов; проверка отдельных узлов этих элементов и т. д. Стенд позволяет проводить испытания в трубе диаметром 190 и 214 мм, т. е. имитировались стволы скважин, пробуренные долотами № 8 и 9. Максимальные перепады давлений, которые допускались в стенде, составляли 220—230 кгс/см². Испытания проводились при нормальной (комнатной) температуре.

Как известно, большое значение для повышения надежности в работе уплотнительных элементов имеет обеспечение герметичной пакеровки при высоких забойных температурах, т. е. на значительных глубинах. Для отработки конструкций гидравлических уплотнительных элементов, предназначенных для высоких перепадов давления и больших забойных температур, во ВНИИБТ смонтирован стенд высокого давления, рассчитанный на проведение испытаний уплотнительных элементов и отдельных узлов испытательного инструмента

в стволе диаметром 190 мм при перепадах давления до 500 кгс/см² и температурах до 180°C.

Указанный стенд состоит из толстостенной трубы 1 (рис. 101, б), поршневого 5 и плунжерного 4 насосов и пульта управления 3. Для безопасности обслуживающего персонала установлена принудительная вентиляция и весь стенд закрыт металлическими щитами 2.

В процессе испытаний шток 10 (рис. 101, в) с испытываемым уплотнительным элементом 9 помещают в камеру 8, трубы 1, покрытую несколькими слоями теплоизоляции 7, и заполняют ее жидкостью, нагнетаемой поршневым насосом 5. После этого включают электроподогреватели 6 и следят за повышением температуры. Для создания высокого давления установлен дожимной плунжерный насос 4 малой производительности. При испытании гидравлических уплотнительных элементов предусмотрена возможность создания давления в двух зонах трубы и внутри штока (как и в предыдущем стенде). Для ограничения давления установлен аварийный клапан 17. Переключение насосов и снижение давления в одной из зон проводят при помощи вентиляй, установленных на пульте управления 3.

На пульте расположены манометры 11, 12, 13, замеряющие давление внутри штока и трубы, контрольно-измерительные приборы 14 и 15 для записи температуры, давления, времени испытания и усилий, действующих на пакер при создании перепада давления, а также смонтированы кнопки управления 16 работой нагревателей и насосов.

Пробоотборник опробователя ОПБ (рис. 102, а) состоит из фильтра 13, переводника 12 для установки глубинного манометра 11, впускного клапана 6 с уравнительным клапаном 7. Впускной клапан открывается от избыточного давления внутри труб и связан с уравнительным клапаном таким образом, что, закрываясь после впуска пластовой пробы в конце хода, он сдвигает втулку 9 и открывает уравнительные отверстия 8.

Рабочая емкость пробоотборника собирается из отдельных секций. В первой секции 3 устанавливают глубинный манометр 4. Секции разделены между собой обратными шариковыми клапанами 5, которые препятствуют перемешиванию пробы пластовой жидкости при извлечении пробоотборника на поверхность. Головка 1 с аварийным клапаном 2 предназначена для захвата и подъема опробователя пластов шлипсом, для замера иброса давления при разборке пробоотборника на поверхности.

Для ограничения начальной депрессии на пласт и уменьшения динамической нагрузки на пакер предназначен автоматический дроссель 10. Работа дросселя основана на изменении проходного сечения впускного клапана пробоотборника, через который подпакерное пространство скважины сообщается с секциями пробоотборника. При определенном перепаде давления проходные отверстия в дросселе закрываются и приток из пласта прекращается до восстановления заданного перепада, при котором открываются отверстия.

Дроссель (рис. 102, б) состоит из перфорированного цилиндра 19, нижнего штока 18, соединительного корпуса 17, верхнего штока

15. На соединительном корпусе имеется регулировочный винт 16. В качестве элемента, реагирующего на изменение гидравлической нагрузки, используется тарированная пружина 20. При помощи переводников 14 и 21 дроссель присоединяют к пробоотборнику.

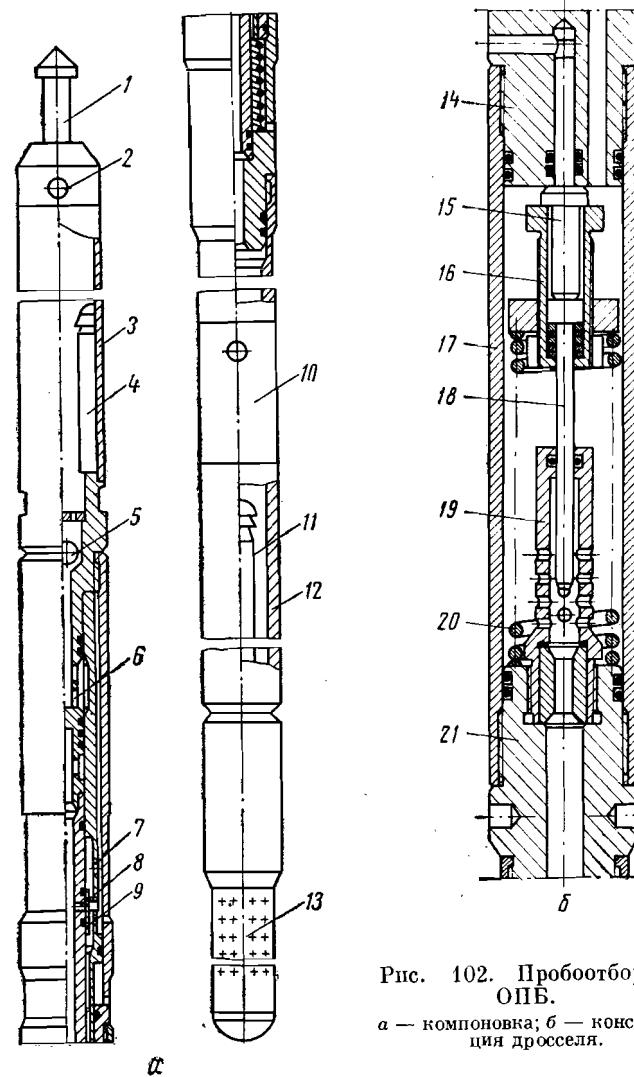


Рис. 102. Пробоотборник ОПБ.

а — компоновка; б — конструкция дросселя.

Техническая характеристика опробователя пластов ОПБ приведена ниже.

Наружный диаметр гидравлического пакера, мм . . .	170
Диаметр скважины, мм . . .	190 и 214
Длина гидравлического пакера с центратором, мм . . .	2970
Масса гидравлического пакера с центратором, кг . . .	700

Гидравлический резино-тканевый элемент:

наружный диаметр, мм	168
внутренний диаметр, мм	102
длина, мм	1200
допустимый перепад давления, кгс/см ²	250–300
допустимая забойная температура, °С	100

Секционный уплотнительный элемент:

наружный диаметр, мм	168
внутренний диаметр, мм	102
длина, мм	1257
допустимый перепад давления, кгс/см ²	250
допустимая забойная температура, °С	80

Пробоотборник:

наружный диаметр, мм	63,5	73
число секций, шт.	10	10
длина одной секции, мм	3000	3000
масса одной секции, кг	25	30
полезная емкость (при 10 секциях)	50	120
допустимое давление, кгс/см ²		
наружное	850	810
внутреннее	880	830

Выбор пластов для опробования при помощи ОПБ планируется по указанию геологической службы на основе предварительных геологических данных, сейсмической разведки или полученных по близлежащим скважинам. План опробования уточняется в процессе бурения скважины по керну. Эти работы должны быть предусмотрены геолого-техническим нарядом на проводку скважины. На опробование каждого интервала составляется план работ.

Опробователь ОПБ применяется с бурильными трубами диаметром не менее 89 мм (при пробоотборнике \varnothing 63,5 мм) или не менее 114 мм с приваренными замками (при пробоотборнике \varnothing 73 мм).

После окончания долбления скважину промывают и в бурильные трубы сбрасывают шаблон для проверки проходимости пробоотборника по внутреннему каналу труб. Если в колонне установлена фильтровая труба, то шаблон сбрасывают после подъема свечи, в которой установлен фильтр. Регулирование давления внутри труб производят при помощи задвижки, установленной на выкидной линии буровых насосов. При пневматической задвижке 7 на выкиде насоса устанавливают специальную шайбу 6 (рис. 103).

Объект, подлежащий опробованию, вскрывают роторным способом. Режим бурения выбирают обычный для данного района. По опыту работы с ОПБ нагрузка на долото диаметром 190 мм может быть доведена до 18 тс при частоте вращения ротора 80–90 об/мин.

По окончании бурения инструмент устанавливают на элеватор и, отсоединив квадрат, проводят сборку пробоотборника. Собранный пробоотборник опускается на забой под действием собственного веса и перекрывает центральное проходное отверстие гидравлического пакера. Во время спуска пробоотборника навертывают квадрат, опускают инструмент на забой и разгружают его на 3–5 делений по индикатору веса. Затем включают буровой насос, закрывают задвижку и создают в трубах избыточное давление до 30 кгс/см². После

выдержки в течение 5 мин повышают давление до 80 кгс/см² (при резино-тканевом уплотнительном элементе) или до 50 кгс/см² (при секционном уплотнительном элементе). Спуск пробоотборника диаметром 63,5 мм в трубах диаметром 114 мм продолжается 2–3 мин, а пробоотборника диаметром 73 мм в тех же трубах 1,5–2 мин на 1000 м.

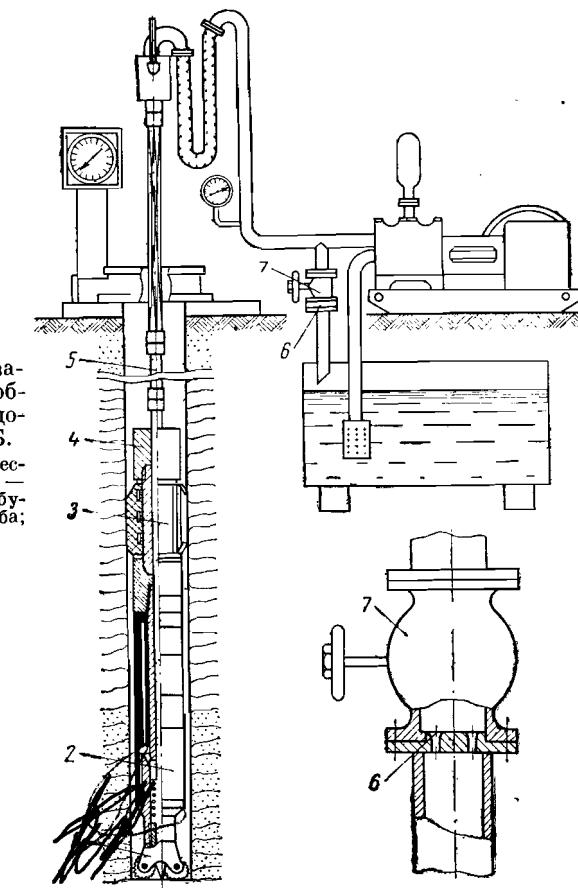


Рис. 103. Компоновка забойного инструмента и обвязка наземного оборудования при работе с ОПБ.

1 — долото; 2 — гидравлический пакер; 3 — центризатор; 4 — верхний переводник; 5 — бурильные трубы; 6 — шайба; 7 — задвижка.

Герметичность запакеровки контролируют по динамическому уровню в затрубном пространстве. Если уровень жидкости на устье скважины не понизился — пакеровка герметична. Время стояния на притоке составляет 5–10 мин. Насос отключают и снижают давление в трубах до нуля. Создают натяжку инструмента (3–5 тс). Уплотнительный элемент возвращается в транспортное положение.

В отдельных случаях при опробовании объекта с низкой проницаемостью время стояния на притоке увеличивают до 15–20 мин. После снятия пакера при помощи плисса и каната пробоотборник поднимают на поверхность. В случае прихвата уплотнительного

элемента съем пакера сопровождают расхаживанием инструмента с увеличением натяжки до 10 тс.

В качестве подъемников используются лебедка для подъема съемных грунтоносок ЛПГ-3000, каротажные подъемники или другие подъемные устройства, которые устанавливаются против мостков (рис. 104) на расстоянии 30—50 м от устья скважины 1. Канат 4 подъемной лебедки пропускают через оттяжной ролик 2, ролик 3 и на его конце закрепляют шлипс 5.

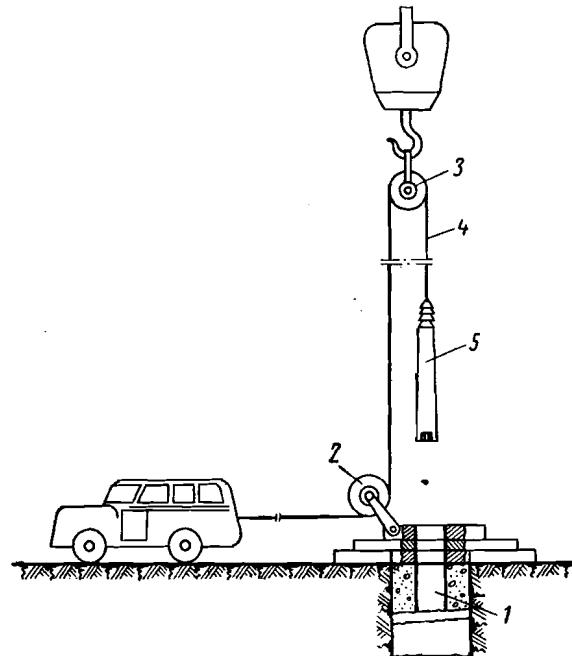


Рис. 104. Схема расположения подъемника.

После извлечения пробоотборника замеряют давление внутри рабочих секций и отбирают пробу пластовой жидкости, а затем разбирают пробоотборник.

Если по полученным данным можно определить характеристику объекта, то опробование считают законченным и проводят дальнейшее углубление забоя с последующими опробованиями или подъемом пакера. При неудачном опробовании может быть выполнен еще рейс пробоотборником без углубления забоя.

Опробователь пластов, применяемый в процессе бурения скважин колонковыми турбодолотами («летающий испытатель»)

Так же, как и в предыдущей конструкции ОПБ, данный опробователь (рис. 105) состоит из гидравлического пакера 1, установленного над турбодолотом 2, и пробоотборника 3, забрасываемого

внутрь бурильных труб [21]. Опускаясь на поршень 4 гидравлического пакера, пробоотборник смешает его вниз и открывает входные отверстия 5 в полость 6 гидравлической пяты. После создания буровыми насосами избыточного давления уплотнительный элемент сокращается по длине и увеличивается в диаметре, перекрывая кольцевое пространство между металлическим корпусом пакера и стенкой скважины.

Впускной клапан 7 пробоотборника при этом закрыт, пауза между запакировкой и открытием клапана создается при помощи гидравлического реле времени 8, внутренняя полость которого, где перемещается поршень 9, заполнена густым маслом. Устройство реле очень незначительно отличается от подобных устройств, применяемых в гидравлических испытателях пластов.

Следует отметить, что вместо гидравлического уплотнительного элемента в данной конструкции может быть использован сплошной резиновый пакерующий элемент (как изображено на рис. 105), который деформируется под действием сжимающей нагрузки (избыточного давления, создаваемого насосами), передаваемой на его остав через гидравлическую пяту.

К недостаткам рассматриваемой конструкции относится расположение уплотнительного элемента над турбодолотом, т. е. на значительном расстоянии от забоя. Вследствие этого, при запакировке слишком большой объем промывочной жидкости отсекается в зоне под пакером и при испытании в пробоотборник, имеющий ограниченную емкость, поступает большое количество бурового раствора или другой промывочной жидкости, которая заполняла скважину до испытаний.

Опробователь CR фирмы Халлибуртон (для непрерывного отбора проб в процессе бурения)

Новая конструкция опробователя фирмы Халлибуртон позволяет оценивать продуктивный пласт непосредственно в процессе бурения, при этом достигается значительная экономия средств и времени. Пласт можно исследовать сразу после его вскрытия или в любое время, независимо от того, заполнены или нет скважина и бурильные трубы промывочным раствором.

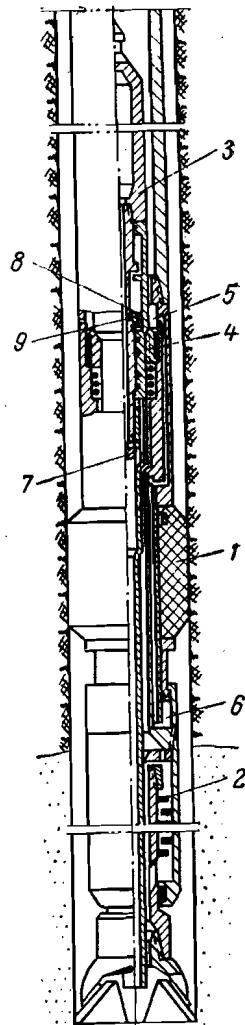


Рис. 105. «Летающий» испытатель пластов.

Пакер состоит из двух основных узлов: 1) надувного пакерующего элемента, являющегося частью колонны и установленного непосредственно над долотом; 2) клапана с гильзовым затвором и закрывающей пружиной.

В процессе бурения пакерующий элемент остается в нормальном положении, так как клапан с гильзовым затвором, служащий для заполнения пакера, закрыт. Ввиду того, что пакерующий элемент расположен непосредственно над долотом на 0,914 м при отборе керна и на 1,2 м при обычном бурении, он удерживается на некотором расстоянии от стенок скважины. Циркулирующая вокруг пакера промывочная жидкость и шлам оказывают очень незначительное корродирующее действие.

Пакерующий элемент состоит из резиновой цилиндрической камеры, усиленной металлической сеткой.

Пробоотборник представляет собой съемное приспособление, включающее цилиндрический резервуар для пробы, в верхней части которого установлены клапан для снижения давления, а также клапан для отбора пробы, приводимый в действие гидравлическим способом, и устройство для глубинной регистрации давления.

Пробоотборник забрасывают в колонну бурильных труб, в которой он падает свободно до гнезда со скоростью 2,5 м/сек. Максимальное число цилиндрических камер для проб определяется прочностью каната, внутри их сохраняется атмосферное давление. В Канаде обычно спускают шестнадцать цилиндрических камер общим объемом около 53 л. Длина каждой камеры составляет 2,1 м, объем 3,4 л.

По достижении пробоотборником гнезда на долото передают небольшую осевую нагрузку (2,3—4,5 тс), чтобы уменьшить возможность смещения пакерующего элемента после того, как клапан пробоотборника открывается и создается перепад давления на пакере. Нагрузка на долото не обязательна для установки пакера, так как давление создается буровым насосом. Давление в колонне бурильных или насосно-компрессорных труб сохраняется при помощи специального уплотнения во втулке клапана. Под влиянием внутреннего давления пакерующий элемент расширяется и прижимается к стенкам скважины. В процессе бурения клапан закрыт (под действием пружины).

В нормальных условиях для герметичного перекрытия кольцевого зазора между корпусом пакера и стенкой скважины вполне достаточно давления внутри пакера 21 кгс/см².

По окончании установки пакерующего элемента давление в колонне бурильных или насосно-компрессорных труб продолжают увеличивать. Под влиянием этого давления дифференциальный поршень клапана пробоотборника передает давление на пружину, которая удерживала его в закрытом положении, и клапан открывается. Пластовая жидкость может поступать через долото и клапан отбора жидкости в цилиндр пробоотборника. Клапан пробоотборника должен открываться при давлении 42 кгс/см², однако для пол-

ной уверенности давление доводят до 70 кгс/см². Обычно клапан остается открыт в течение 10—20 мин. За это время цилиндры пробоотборника заполняются пластовой жидкостью и давление увеличивается до пластового.

После снижения давления в бурильных или насосно-компрессорных трубах сначала закрывается клапан пробоотборника, а затем пакерующий элемент сжимается до своих первоначальных размеров. Образцы пластовой жидкости удерживаются внутри цилиндрических камер при пластовом давлении. Управляют инструментом путем изменения давления на буровом насосе. Пробоотборник фирмы Халлибуртон имеет ограниченное число подвижных частей, к которым относятся клапан отбора образцов и клапан с гильзовым затвором.

После отбора пластовой жидкости пробоотборник извлекают при помощи шлипса и тартального каната. Давление внутри пробоотборника снижают путем открытия спускного клапана, установленного ниже шейки, предусмотренной для захвата шлипсом. Только после этого можно извлекать пластовую жидкость для анализа.

Так как часто для анализа требуется извлечение керна, то вместо пробоотборника можно применять съемную грунтоноску.

В настоящее время применяют пакеры двух размеров: 172 и 190 мм для скважин соответственно диаметром 200 и 222 мм. Сконструирован также пакерный узел диаметром 140 мм для скважин диаметром 160 и 172 мм. При бурении сплошным забоем длина пакерного узла в сборке составляет 3,35 м, а при бурении с отбором керна 4,87 м. Применяемый в настоящее время пробоотборник в сборке имеет максимальный диаметр 68 мм, диаметр резиновых уплотнительных элементов 70 мм, поэтому его нельзя применять в бурильных трубах или УБТ, внутренний диаметр которых меньше 72 мм. Если применяется пакерный узел диаметром 140 мм, то пробоотборник имеет диаметр 51 мм и может проходить через бурильные трубы, имеющие внутреннее проходное отверстие 56 мм.

Пробоотборник снабжен двумя глубинными регистрирующими манометрами с часовым механизмом трехчасового завода и регистрирующим термометром.

Обычно узел пакера устанавливают во время смены долота, когда по данным геологической службы забой приближается к предполагаемому продуктивному горизонту.

Начало испытания устанавливают по шламу, выносимому на поверхность потоком промывочной жидкости.

Резиновые уплотняющие элементы, диаметр которых равен 70 мм, установленные на цилиндрических камерах пробоотборника, предназначены для сохранения давления внутри колонны бурильных или насосно-компрессорных труб.

Как правило, извлеченная из скважины проба состоит из смеси различных жидкостей и газов. Эту смесь разделяют в сепараторе и определяют объем каждой фазы. Опыт показал, что вместе с пластовой жидкостью обычно извлекается 10—20 л промывочной

жидкости и фильтрата бурового раствора. Так как цилиндрические приемные камеры имеют шариковые обратные клапаны, то нижние камеры заполняются только пластовой жидкостью, а далее чем выше, тем меньше в смеси пластовой жидкости. Проведенные испытания показали, что в 80 случаях из 100 камеры извлекались заполненные пластовой жидкостью, а диаграмма глубинного манометра хорошо соответствовала пластовому давлению. Если кривая восстановления давления оказывалась неполной, то нужные данные получали экстраполяцией.

В тех случаях, когда цилиндрические камеры для отбора проб не были заполнены ни пластовой жидкостью, ни газом, повторные испытания показывали, что данные пластины были «сухими».

Опасность возникновения выбросов и пожара обуславливает проведение испытаний пластов, как правило, в дневное время. Приведенным способом можно отбирать образцы пластовой жидкости в скважине, заполненной промывочной жидкостью, в любое время суток, что особенно важно при работе в северных районах, где продолжительность дня невелика. Работа опробователя CR характеризуется минимумом холостых спуско-подъемных операций.

При испытаниях испытатель пластов иногда не доходит до заданного горизонта вследствие уменьшения диаметра ствола скважины или неудачной установки пакера. Порода, предрасположенная к поглощению промывочной жидкости, в момент открытия клапана может отдавать жидкость или создавать препятствия для движения пластовой жидкости к камерам. В результате может создаться представление о непродуктивности испытываемого горизонта. При использовании опробователя CR операция осуществляется сразу после бурения, когда количество фильтрата, поступившего в пласт, незначительно, и обрушения породы еще не произошло.

По отобранным нескольким пробам можно определить водо-нефтяной и газо-жидкостный контакт и выявить изменения проницаемости, а диаграмма, записанная глубинным манометром, позволяет изучить гидравлические показатели испытываемого горизонта.

Колебания пластового давления в пределах одного пласта свидетельствуют о наличии пропластков. Однако это можно установить только тогда, когда давление в каждом пропластке различно. Опробование дает возможность наиболее точно определить перспективные горизонты для последующего детального их испытания испытателями, спускаемыми в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах, и избежать испытания в непродуктивных зонах.

Опробователь CR впервые был широко использован в Канаде при эксплуатационном бурении. Как показал опыт, нагрузка на долото до 32 тс не вызывала каких-либо нарушений пакерующего элемента и только при наличии в скважине суженных мест наблюдалось его повреждения.

Освобождение пакерующего элемента всегда связано с приложением усилия, превышающего вес колонны бурильных труб. В рассматриваемой схеме опробования пластов возможность прихваты

или образования сальника на долоте значительно меньше, чем при испытании объектов с испытателями, спускаемыми в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах, вследствие сокращения времени отсутствия циркуляции.

Опробователь пластов колонковый

Представляет значительный интерес разработанный во ВНИИБТ (авт. свид. № 212195 от 10/IX 1963 г.) опробователь пластов¹, предназначающийся для опробования объектов после их вскрытия с отбором керна [86], особенностью которого является возбуждение притока жидкости из пласта не через стенку ствола скважины, а через забой. Такая схема работы позволяет проводить опробование без подъема бурильного инструмента на поверхность не только при роторном способе бурения, но и при турбинном бурении с отбором керна при помощи турбодолот. Это имеет особое значение для отечественной практики, так как около 80% объема бурения в нашей стране проводится турбинным способом. Кроме того, чередование отбора керна и опережающего опробования интервала, подлежащего вскрытию, способствует более глубокому исследованию пласта.

На рис. 106 приведена схема работы колонкового опробователя в скважине. При опробовании вскрытого объекта после удаления с забоя съемной грунтоноски внутрь бурильных труб сбрасывают колонковый опробователь, состоящий из металлической гильзы 4 с запрессованным уплотнительным элементом 3, впускного клапана 8 и рабочих емкостей опробователя 1.

При достижении турбодолота гильза коническим выступом 5 опирается на соответствующий выступ в долоте 6. После восстановления циркуляции возникает перепад давления внутри бурильного инструмента на длине опробователя. Под действием гидравлической нагрузки уплотнительный элемент выталкивается из гильзы и открывает забой, накрывая остаток керна 7. Колонковое долото при этом должно быть приподнято над забоем. С увеличением производительности бурового насоса возрастает и гидравлическое усилие, действующее на опробователь. Под действием этого усилия корпус опробователя перемещается вниз, пружина 10 сжимается и открывается отверстие впускного клапана 8. Участок пласта, изолированный уплотнительным элементом, сообщается с рабочими емкостями опробователя, в которых давление атмосферное. Под действием перепада давления между пластом и внутренней зоной опробователя жидкость из пласта проходит через внутреннюю зону уплотнительного элемента 12, отверстия 11 в штоке впускного клапана 2 и его отверстия 8 в рабочие емкости.

В процессе всего опробования глубинный манометр, установленный в инструменте, записывает кривую нарастания давления. После

¹ Авт. свид. № 212195 от 10/IX 1963 г. — «Бюллетень изобретений», № 9, 1968.

определенного времени стояния на притоке циркуляцию промывочной жидкости прекращают, выпускной клапан опробователя закрывается и отсекает отобранныю пробу пластовой жидкости внутри

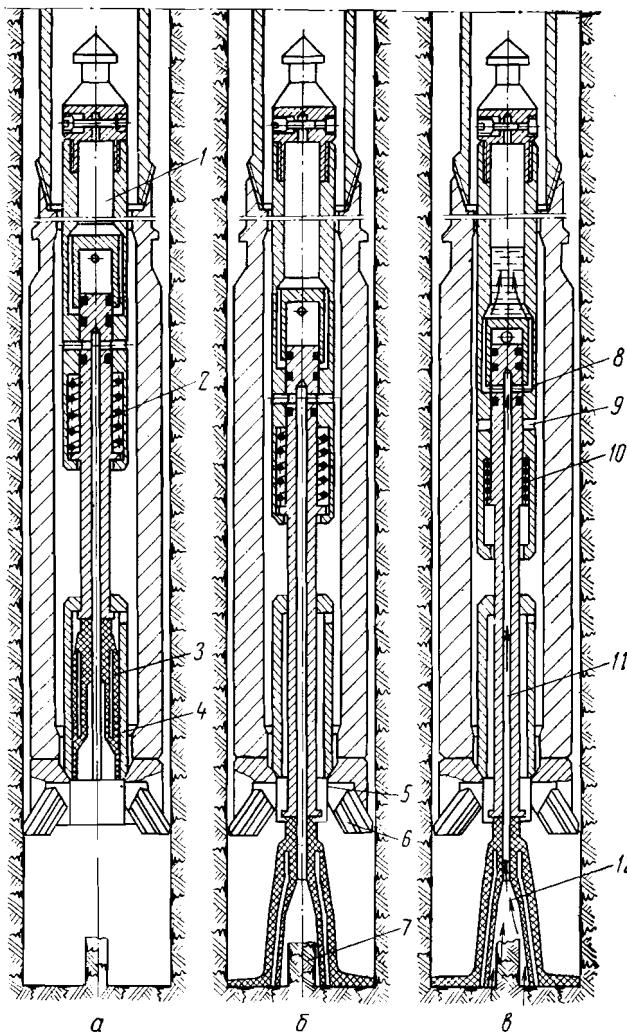


Рис. 106. Колонковый опробователь пластов.
а — спуск опробователя; б — перекрытие забоя; в — отбор пробы пластовой жидкости.

рабочих емкостей. Одновременно через отверстия 9 выравнивается давление между внутренней зоной уплотнительного элемента и скважиной, что облегчает съем пакера с забоя. В бурильные трубы спускают шлипс, при помощи которого опробователь поднимают на по-

верхность для анализа отобранный пробы и расшифровки диаграммы давления.

В настоящее время разработана конструкция колонкового опробователя пластов, предназначенного для использования в скважинах, бурящихся турбодолотами КТД4-6⁵/8".

Ниже приведены краткие технические данные разработанной конструкции опробователя пластов.

Пакер:

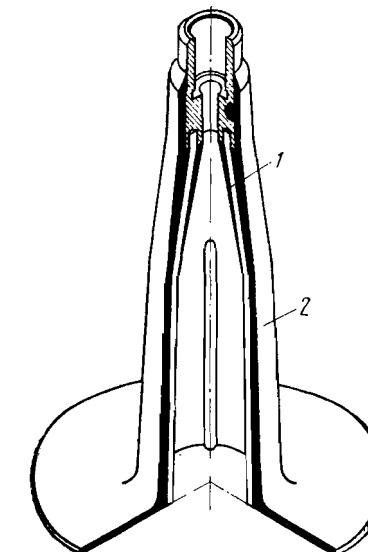
наружный диаметр корпуса,	70
длина, мм	430
масса, кг	6,14

Уплотнительный элемент пакера:

тип	каркасный
наружный диаметр, мм	80
внутренний диаметр, мм	58
длина, мм	295
масса, кгс	1,14

Пробоотборник:

наружный диаметр корпуса, мм	73
длина (при 12 секциях), м	38
вес (при 12 секциях), кг	470
емкость (при 12 секциях), л	91
диаметр долота, мм	190



Как и в любых испытательных инструментах, наиболее ответственным узлом, от работоспособности которого зависит качество работы инструмента в целом, в указанном опробователе является уплотнительный элемент. Он состоит из металлического каркаса 1 и эластичного (резинового) корпуса 2 (рис. 107); в верхней части заканчивается металлической резьбовой втулкой, при помощи которой присоединяется к штоку опробователя.

Первые опытные образцы указанного уплотнительного элемента были отлиты в специально спроектированной и изготовленной для этой цели прессформе и предназначались для перекрытия забоя в скважине, бурящейся долотом диаметром 190 мм. Испытания опытных образцов в лабораторных условиях проводились на стенде (рис. 108), состоящем из толстостенной трубы 4, в которой помещался уплотнительный элемент 6, опиравшийся на забой 2. В центре забоя устанавливали металлический стержень 3, который имитировал остаток керна. В стержне были просверлены отверстия. Предварительный контакт уплотнительного элемента с поверхностью забоя достигался усилием пружины 5.

После установки элемента в трубе создавали избыточное давление и после этого зону 1 под забоем сообщали с наружной поверхностью, в результате чего возникал перепад давления между внутренней полостью трубы и внутренней зоной уплотнительного элемента.

При герметичной пакеровке утечки жидкости через забой не происходит и давление в трубе остается неизменным. В случае прорыва жидкости через уплотнительный элемент давление в трубе падает, что быстро фиксируется установленными манометрами.

Лабораторные эксперименты проводились при установке уплотнительных элементов на гладкую металлическую поверхность и гранитный забой, специально обработанный долотом (рис. 109). Серия опытов позволила установить, что

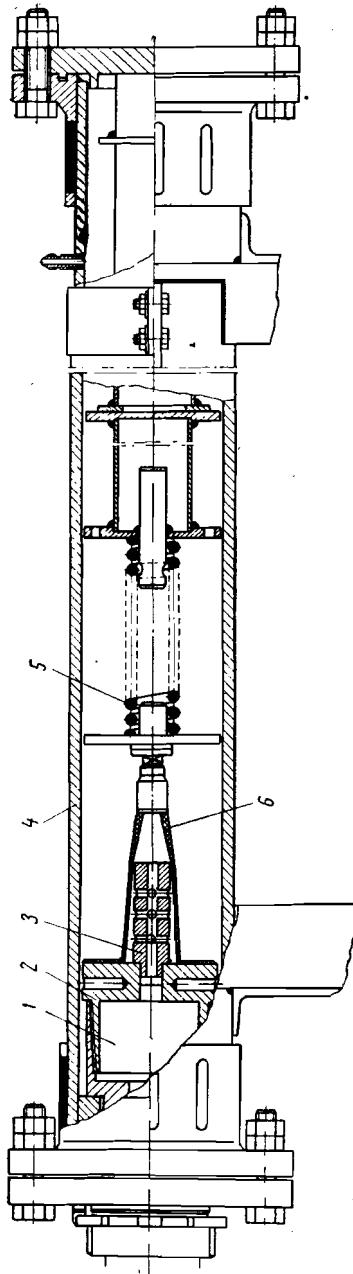


Рис. 108. Стенд для испытаний.

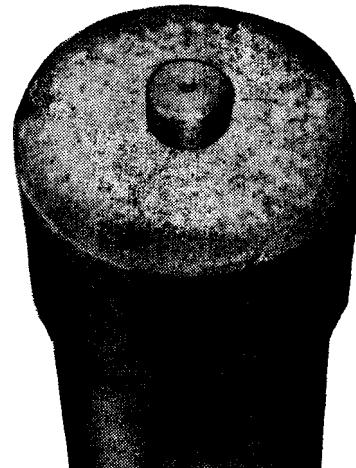


Рис. 109. Искусственный забой.

герметичная пакеровка металлического забоя указанными уплотнительными элементами достигается при перепадах давления до 40—50 кгс/см², сила предварительного прижатия к забою при этом составляла 200—300 кгс.

Помимо этого, были проведены опыты по определению осевого усилия, необходимого для выталкивания уплотнительного элемента из металлической гильзы, и одновременно проводили замеры давления, потребного для запрессовки его в гильзу. Опыты показали,

что благодаря специальному коническому приспособлению усилия при запрессовке были значительно меньше, чем при выталкивании. Так, при внутреннем диаметре гильзы 46 мм усилия при запрессовке составляли 0,05 тс, а при выталкивании — 1 тс. При внутреннем диаметре гильзы 50 мм усилия соответственно составляли 0,03 и 0,3 тс.

По результатам экспериментов была разработана конструкция и был создан образец колонкового опробователя пластов, предназначающегося для скважин, бурящихся турбодолотами диаметром 190 мм.

Опробователь пластов для горизонтов, проходимых с отбором керна

В США разработана конструкция опробователя, предназначенного для опробования пластов в процессе бурения скважин с отбором керна без подъема бурильных труб на поверхность.

Указанный опробователь состоит из емкости 2 для пробы пластовой жидкости (рис. 110), поршня 9, заканчивающегося заостренным штоком 11, на конце которого установлен уплотнительный элемент 14, и гидравлической камеры 10.

При опробовании пласта в бурильные трубы забрасывают пробоотборник, который спускается до колонкового долота 12, при этом острие штока достигает забоя скважины. Для отбора пробы пластовой жидкости подсоединяют квадрат и нагнетают промывочную жидкость в бурильные трубы, которая, проникая через отверстие 3 в камеру 4, создает давление на поршень 9. Под действием давления поршень перемещается вниз и сжимает пружину 7. Шток 11 внедряется

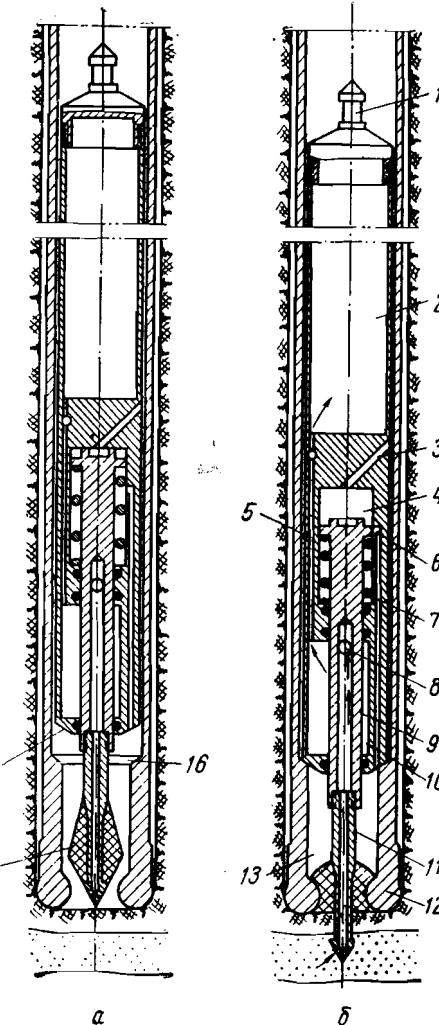


Рис. 110. Опробователь пластов в процессе бурения с отбором керна.
а — в транспортном положении; б — при притоке жидкости из пласта.

в забой и уплотнительный элемент 14 перекрывает отверстие в колонковом долоте. Корпус 15 опробователя при этом сильно прижимается к конической поверхности 16 колонкового долота и преграждает путь промывочной жидкости к нему. После внедрения штока в породу открывается отверстие 8 клапана, и жидкость из пласта по центральному отверстию штока и поршня поступает в гидравлическую камеру 10. Под действием перепада давления между пластом и емкостью 2, где давление атмосферное, жидкость по каналу 5 поступает в опробователь, заполняя его верхнюю емкость.

Поршень может перемещаться вниз только на определенную величину. Если забой скважины сложен рыхлыми песчаниками и шток углубится на большую глубину, чем допускает конструкция опробователя, то гидравлическая нагрузка на поршень стабилизируется и станет равной сопротивлению сжатой пружины. Это достигается тем, что поршень, перемещаясь вниз, открывает отверстие уравнительного клапана 6, через которое промывочная жидкость из верхней камеры 4 перетекает в нижнюю полость 13. Поэтому гидравлические нагрузки, действующие на поршень сверху и снизу, становятся равными.

После определенного времени стояния на притоке, необходимого для заполнения емкости опробователя пластовой жидкостью, прекращается прокачка промывочной жидкости. Поршень под действием пружины 7 перемещается вверх, шток извлекается из пласта, отверстие 8 клапана закрывается.

Для извлечения опробователя в трубы спускают на канате шлипс, который захватывает головку 1 опробователя.

К достоинствам рассмотренного устройства относится прежде всего простота конструкции. Поскольку при испытании весь инструмент находится внутри колонкового долота, повышается безопасность работы с ним. В случае прихвата опробователя в долоте или штоке на забое скважины весь инструмент можно поднять с бурильными трубами.

Основной недостаток данной конструкции — возможность применения опробователя только при испытании в сыпучих породах, в которые может внедриться шток.

4. ОПРОБОВАТЕЛИ ПЛАСТОВ, СПУСКАЕМЫЕ В СКВАЖИНУ НА КАБЕЛЕ-ТРОСЕ

С целью получения предварительных данных о пласте и выявления перспективных горизонтов в бурящейся скважине применяют опробователи пластов, спускаемые в скважину на кабеле-тросе. Использование гибкого элемента (кабеля-троса) позволяет значительно сократить продолжительность операций по спуску-подъему опробователя пластов и сравнительно быстро получить данные об испытуемом объекте.

В настоящее время разработано несколько конструкций опробователей пластов, спускаемых на кабеле-тросе.

Опробователи пластов ОПК-4-5, ОПК-7-10 и ОПТ-7-10 конструкции ВУФНИИГеофизики

Каротажный опробователь пластов, спускаемый в скважину на трехжильном кабеле, обеспечивает герметизацию участка стенки скважины и создание в пласте дренажного канала, через который происходит отбор жидкости из пласта в баллон. Опробователь спускают в скважину и помещают на глубине испытываемого объекта. При помощи электрического импульса, передаваемого с поверхности, воспламеняется пороховой заряд 4 (рис. 111), герметизирующая пробка выталкивается, и через образовавшееся отверстие давление жидкости из скважины передается на дифференциальный поршень 3 силового узла. Шток поршня находится в зоне, где давление атмосферное, поэтому под давлением жидкости поршень перемещается вверх и вытесняет рабочую жидкость из цилиндра дифференциального поршня в цилиндры 6 прижимной системы.

Поршни 5 прижимной системы выдвигаются и прижимают опорную лапу 8 к стенке скважины. Противоположная сторона корпуса опробователя пластов вместе с резиновым герметизирующим башмаком 13 прижимается к другой стороне скважины.

В результате взрыва кумулятивного заряда 7 образуется канал в стенке скважины и открывается доступ пластовой жидкости в баллон 11, где поддерживается атмосферное давление. После определенной выдержки, необходимой для заполнения баллона, взрывают пороховой заряд в канале 1, гидростатическое давление в скважине передается на возвратный поршень 2, площадь сечения которого больше площади сечения штока дифференциального поршня. Благодаря этому дифференциальный поршень также перемещается вниз, и давление жидкости в гидравлической прижимной системе снижается. Поршни, несущие опорную лапу 8, входят внутрь опробователя пластов. Прежде чем нарушится герметизация участка стенки скважины, изолированного резиновым башмаком, поршень клапана 9, перемещаясь вверх, при помощи уплотнительного элемента 10, входящего в седло 12 клапана, отсекает пробу жидкости, находящуюся в баллоне. Одновременно с этим клапан выравнивает давление

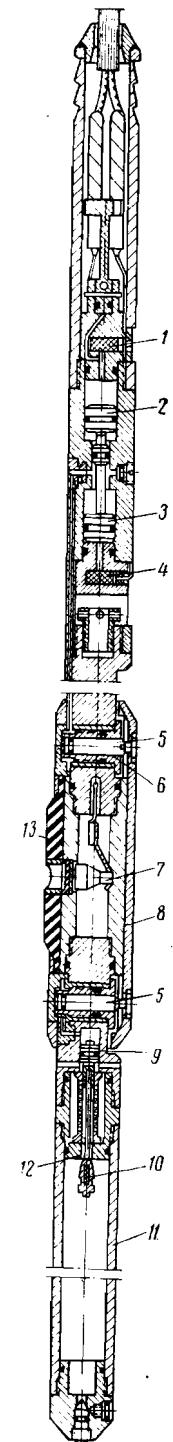


Рис. 111. Каротажный опробователь пластов ОПК-7-10.

под резиновым башмаком и в скважине, облегчая снятие прибора и извлечение его на поверхность.

В настоящее время изготовлены и применяются опробователи пластов ОПК-4-5 для скважин диаметром 118—145 мм, и опробователи ОПК-7-10, применяемые в скважинах диаметром 190—270 мм.

Краткие технические данные описанных опробователей приведены ниже.

	ОПК-4-5	ОПК-7-10
Наружный диаметр, мм	70	100
Наибольший поперечный разрез по башмаку	90	120
Длина, м	3	3
Масса, кг	50	90
Объем баллона, л	3,8	6,3
Диаметр скважины (по долоту), мм	118—145	190—270
Максимальное гидростатическое давление, кгс/см ²	350	500
Максимальная температура, °С	100	100
Минимальное давление в скважине для работы опробователя, кгс/см ²	40	50

Накоплен значительный опыт применения каротажных опробователей пластов как в обсаженных, так и в незакрепленных скважинах. Установлено, что на испытание объекта в глубоких скважинах требуется всего 1—2 ч, включая операции по спуску-подъему. Время стояния на притоке практически принимают равным 5—8 мин, реже 15—20 мин.

Кроме каротажных опробователей обычного исполнения (ОПК), создан термостойкий опробователь пластов ОПТ-7-10, предназначающийся для отбора проб жидкости и газа из пластов бурящихся скважин на глубинах до 7000 м. Отличительной особенностью его является отбор проб без взрыва кумулятивного заряда. Для управления работой гидравлической системы здесь используется золотниковый переключатель, приводимый в действие электромагнитом. Опробователь ОПТ-7-10 рассчитан на работу с одножильным кабелем [16] и состоит из головки 1, баллона 3, клапанной коробки 4, системы управления и компенсатора давления 11 (рис. 112, а).

Головка служит для прикрепления прибора к кабелю с помощью обычного наконечника. Она соединена с верхним мостом баллона 3. На верхнем мосту установлен кран 2 и имеется гнездо под приспособление для извлечения из баллона газа, в обычном положении закрытое заглушкой. На поверхности баллона есть винтовая канавка для размещения провода, идущего от жилы кабеля к обмотке электромагнита.

В клапанной коробке размещаются прижимное устройство, герметизирующий башмак, узел клапана, соединительные каналы гидравлической системы и гильзы-распределители системы управления.

Прижимное устройство состоит из рычажной лапы 13 и цилиндра двойного действия с поршнем 12. Короткое плечо рычага лапы входит

в паз поршня. При перемещении последнего конец длинного плеча рычага лапы отклоняется от инструмента, прижимая башмак к стенке скважины. Резиновый герметизирующий башмак 5 закреплен на металлическом каркасе 6. Башмак снабжен осевой втулкой. При помощи втулки и переходной детали каркас башмака байонетными затвором соединяется с клапанной коробкой. Узел клапана состоит из цилиндра двойного действия с поршнем-клапаном 15, перекрывающим канал, по которому проба поступает в баллон.

В исходном положении клапан под действием пружины 14 прижимается с силой 70—80 кгс торцовой кромкой к медной и фторопластовой кольцевым прокладкам, положенным на седловину втулки башмака 5, и закрывает канал, ведущий от нее в баллон; при этом осевой канал клапана соединяет втулку башмака со скважиной. При другом крайнем положении клапан другим своим концом прижимается к герметизирующими прокладкам в днище цилиндра и изолирует втулку башмака от скважины, соединяя ее с баллоном. В таком положении опробователя происходит отбор пробы.

Система управления состоит из золотникового переключателя, электромагнита 16 и поршня-мультиплексора 17. Золотниковый переключатель служит для соединения различных каналов гидравлической системы опробователя. Он состоит из гильзы-распределителя 8 и расположенного в ней золотника 7. Гильза-распределитель крепится к клапанной коробке вместе с электромагнитом.

Золотник имеет два герметизирующих пояска, притертых по диаметру канала гильзы-распределителя с высокой степенью точности, что позволяет обеспечить надежную герметизацию при перепаде давлений на золотнике 260 кгс/см². Золотник связан штоком с сердечником 10 электромагнита 16 и в обычном положении вместе с сердечником отжимается вниз пружиной 9.

Поршень-мультиплексор 17 состоит из цилиндра двойного действия и поршня со штоком, перемещающимся в цилиндре, заполненном воздухом под атмосферным давлением. При давлениях в скважине от 40 до 300 кгс/см² используется поршень-мультиплексор,

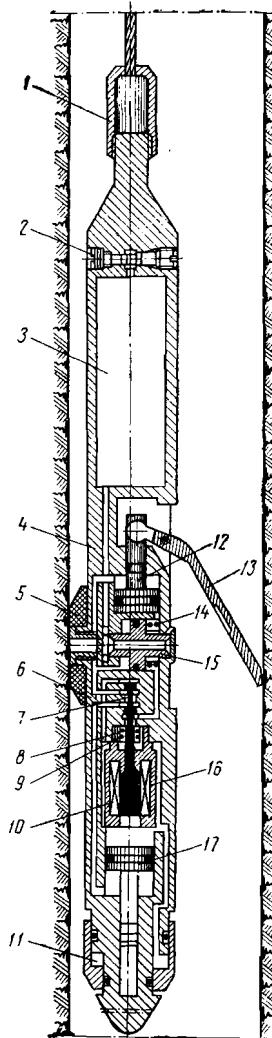


Рис. 112. Термостойкий опробователь пластов ОПТ-7-10.

имеющий большую площадь сечения штока, при давлении от 300 до 1000 кгс/см² — с малым сечением штока. Это позволяет поддерживать в широком диапазоне гидростатического давления рабочие перепады в гидравлической системе не более 220 кгс/см².

Опробователь ОПТ-7-10 снабжен компенсатором 11, который уравновешивает давление в гидравлической системе с давлением столба бурового раствора.

Все уплотнительные элементы и башмак прибора изготавливаются из термостойкой резины на основе фторосиликоновых каучуков. На штоке поршня-мультиплексора, где действует наибольший перепад давления, и других ответственных узлах ставят комбинированные уплотнения из фторопластовых и резиновых колец.

При спуске в скважину сердечник 10 электромагнита пружиной 9 удерживается в нижнем положении. Золотник 7 находится также внизу и обеспечивает сообщение между собой цилиндров поршня-мультиплексора 17, поршня-клапана 15, поршня 12 прижимного устройства и внутренней полости электромагнита 16. Вследствие действия компенсатора 11 во всех этих зонах устанавливается гидростатическое давление бурового раствора.

Так как шток поршня-мультиплексора перемещается в цилиндре, заполненном воздухом, то давление под его тарелкой будет выше гидростатического.

Разность давлений Δp над и под тарелкой поршня-мультиплексора зависит от соотношения площадей его штока и тарелки:

$$\Delta p = p_{скв} \frac{S_1}{S_1 - S_2}, \quad (16)$$

где $p_{скв}$ — гидростатическое давление в стволе скважины; S_1 — площадь тарелки поршня-мультиплексора; S_2 — площадь штока.

Вследствие того, что под поршнем 12 прижимного устройства в цилиндре поршня-клапана 15 повышенное давление, прижимное устройство со стороны пружины будет находиться в сложенном положении, а кольцевая кромка торца клапана упирается во втулку башмака 5, герметизируя баллон 3.

После установки опробователя против интервала опробования в обмотку электромагнита по кабелю подают ток. В результате происходит перемещение сердечника электромагнита, который переводит золотник в верхнее положение. При таком расположении золотника повышенное давление передается из-под поршня-мультиплексора в цилиндр прижимной системы, и поршень 12, перемещаясь вниз, выдвигает лапу 13 до соприкосновения со стенкой скважины. Весь инструмент смещается к противоположной стенке скважины и происходит герметизация небольшого ее участка. После этого под действием этого же избыточного давления поршень-клапан 15, сжимая пружину, перемещается в радиальном направлении и открывает канал сообщения с баллоном 3, куда и поступает жидкость (газ) из пласта.

В течение всего времени отбора пробы через обмотку электромагнита пропускают ток, сила которого может быть снижена по сравнению с пусковым примерно в 3 раза.

После завершения отбора пробы ток выключают, и сердечник электромагнита с золотником под действием пружины возвращаются в первоначальное положение.

Во время подъема инструмента на поверхность при снижении давления столба раствора и соответственно давления в гидравлической системе опробователя герметичность баллона обеспечивается действием пружины, прижимающей торец клапана к втулке башмака.

В случае неожиданного отключения напряжения или обрыва цепи в процессе отбора пробы золотник автоматически возвращается в исходное положение, а лапа убирается. Этим обеспечивается безопасность работ.

За каждый цикл операций некоторое количество рабочей жидкости перетекает из-под поршня-мультиплексора в камеру компенсатора (передвижение поршня-мультиплексора вниз освобождает над его тарелкой объем больше объема жидкости, уходящей из-под тарелки), и компенсатор перемещается вверх. В связи с этим периодически (через несколько циклов) следует подкачивать рабочую жидкость под тарелку поршня-мультиплексора.

Применение в термостойком опробователе пластов ОПТ-7-10 золотникового переключателя предотвращает гидравлические удары в системе управления прибора и снижает ударные нагрузки на его детали по сравнению с наблюдаемыми в опробователях пластов типа ОПК. В опробователе ОПТ-7-10 меньше опасность заклинивания подвижных частей из-за температурных деформаций, чем в опробователе ОПК. Это обстоятельство, а также пониженные рабочие перепады давления в гидравлической системе обеспечивают работу прибора ОПТ-7-10 на больших глубинах при значительных давлениях столба бурового раствора и высоких температурах. При работе с ним исключаются трудоемкие процессы промывки и зарядки камер и промывки силового узла, не требуется специальный персонал для ведения прострелочных и взрывных работ. Надежность инструмента ОПТ-7-10 выше, чем опробователя пластов ОПК.

В опробователях типа ОПК над клапаном баллонов (в подводящих каналах и полости перфоратора) имеется значительный свободный объем (в ОПК-7-10, например, 660 см³). Во время заполнения баллона пробой поступающий из пласта газ частично вытесняется жидкостью в этот объем, а при закрытии клапана баллона отсекается и выбрасывается в скважину. Как показывает опыт работы с опробователями пластов типа ОПК, при полном заполнении баллона жидкостью это может привести к потере почти всего отобранного из пласта газа. При работе с инструментом ОПТ-7-10, в котором баллон расположен в верхней части, возможность таких потерь исключается. Находящаяся в баллоне жидкость играет роль гидравлического

затвора и препятствует утечке газа через клапан в процессе подъема опробователя на поверхность.

Ниже приведены краткие технические данные опробователя ОПТ-7-10.

Наружный диаметр, мм	102
Максимальный поперечный размер по башмаку, мм	135
Длина, м	2,8
Масса, кг	90
Объем баллона, л	8
Диаметр скважины (по долоту), мм	190—290
Максимальное рабочее давление, кгс/см ²	1000
Максимальная температура, °С	200
Минимальное давление в скважине для работы опробователя, кгс/см ²	40
Сила тока для питания электромагнита, А	
пускового	1,2
рабочего	0,4

Лучше всего проводить работы опробователем пластов после промежуточного каротажа, который делают через 100—300 м проходки. Нежелательно откладывать опробование объектов до проведения заключительных геофизических работ.

При работе с инструментом типа ОПК можно отбирать пробы как с помощью взрыва кумулятивного заряда, так и без него. Применение кумулятивного заряда улучшает условия дренирования пласта и облегчает приток из него жидкости и газа в баллон. Однако при этом усложняется работа, образующаяся в значительном количестве (около 6 л) при взрыве кумулятивного заряда газы (окислы азота, углекислый газ, окись углерода, водород, метан) попадают в баллон, что затрудняет анализ полученных данных. Опыт применения опробователей пластов типа ОПК показал, что в большинстве случаев эффективность опробования без прострела не ниже, чем с использованием кумулятивного заряда, так что им следует пользоваться при пониженной проницаемости пласта или снижении проницаемости прискважинной зоны его в результате глинизации.

Если в скважине намечается и опробование пластов, и отбор грунтов боковым грунтоносом, то вначале следует провести опробование, так как при отборе грунтов образуются небольшие каверны; если опробователь пластов попадет на такую каверну, герметизация участка отбора не будет обеспечена, и баллон заполнится буровым раствором. Оставленный боек может быть причиной поломки инструмента.

Очень важно обеспечить точную установку опробователя пластов на заданную глубину. Особенno большое значение это имеет при испытании пласта малой мощности, определении границ пласта или установления водо-нефтяного или газо-жидкостного контакта.

Если глубины опробования указаны на каротажных кривых, то опробователь лучше всего устанавливать следующим способом:

а) снять контрольную диаграмму какого-либо каротажа (ПС, кривую сопротивления, гамма-каротажную кривую), хорошо расчленяющую разрез; запись вести в масштабе 1 : 200;

б) сопоставляя полученные ранее каротажные кривые с контрольной диаграммой, перенести на нее точки опробования;

в) проводя повторную запись контрольной диаграммы, поставить на кабеле метки при прохождении намеченных точек опробования; по этим меткам и установить прибор в точках опробования.

При записи контрольной диаграммы вес спускаемого прибора должен быть близким к весу опробователя; метки надо ставить при подъеме кабеля. При неудачных результатах для возможности повторного опробования метки необходимо оставлять до завершения работ на буровой.

Предполагаемые нефтеносные пластины следует опробовать после водноносных и газоносных, чтобы не исказить результаты при загрязнении баллона нефтью. В случае ограниченного времени работ или в осложненных скважинах интервалы, представляющие наибольший интерес, целесообразно опробовать в первую очередь. В общем случае отбор проб следует проводить снизу вверх.

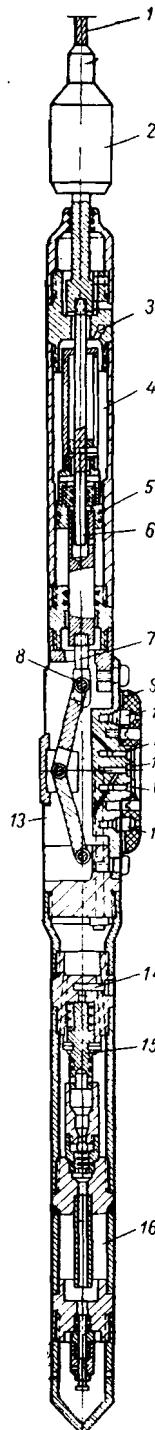
Перед началом работ следует отобрать контрольную пробу бурового раствора из ствола скважины в интервале опробования; если интервалов опробования несколько и они значительно удалены друг от друга, необходимо взять несколько проб. Для отбора проб бурового раствора спускают опробователь без герметизирующего башмака. Пробу извлекают из баллона обычным способом.

Для возможности сравнения проницаемости пластов продолжительность отбора проб в различных точках должна быть одинаковой. На глубине до 2000 м отбор пробы рекомендуется проводить в течение 5 мин. Если количество отобранный из пласта жидкости окажется недостаточным, при последующих или повторных опробованиях можно увеличить продолжительность отбора, но не более (по крайней мере на глубине свыше 800 м) чем до 20 мин. Если за это время баллон не успеет заполниться, значит опробуемый пласт имеет низкую проницаемость.

При полном заполнении баллона жидкостью опробователь пластов типа ОПК не обеспечивает сохранения всего газа в баллоне. В таких случаях для получения представительной пробы газа следует при повторном опробовании сократить продолжительность отбора.

В осложненных скважинах во избежание прихваты инструмента продолжительность отбора не должна превышать 8 мин. В процессе отбора следует расхаживать кабель. Для этого устанавливают на кабеле у барабана лебедки контрольную метку и периодически спускают, а затем поднимают до метки несколько метров кабеля.

В пластах с хорошей проницаемостью с целью увеличения радиуса исследований рекомендуется проводить повторное опробование с увеличением объема отбираемой пробы. Это может быть достигнуто с помощью специального (объемом до 20 л) или составного (из двух-трех обычных) баллонов.



Если инструмент не сработал, не вынес пробу из пласта-коллектора или в пробе содержится много (более 20%) бурового раствора, необходимо повторить опробование. Так как отсутствие притока может быть связано с попаданием башмака на не-проницаемый прослой, при повторном спуске следует сместить точку опробования на 0,2—0,5 м; при этом, если не было притока, желательно использовать кумулятивный заряд и увеличить, насколько это возможно, продолжительность отбора пробы. Если вблизи интервала опробования находится картина, то при повторном исследовании инструмент нужно отодвинуть от нее на расстояние до 1 м.

Опробователь пластов, спускаемый на кабеле, конструкции ГрозНИИ

В ГрозНИИ разработан опробователь пластов (рис. 113), состоящий из четырех основных узлов: сборника пробы пластовой жидкости 16, шарнирно-раздвижного механизма 13, при помощи которого осуществляется установка опробователя пластов в скважине, гидравлической системы 4 и переключающего устройства 2. Спуск в скважину осуществляется или на одножильном (тогда требуется установка в опробователе пластов переключающего устройства) или на трехжильном кабеле 1. В корпусе опробователя пластов смонтированы замки и перфораторы, внутри которых помещают порох.

При достижении опробователем пласта, подлежащего испытанию, с поверхности включают электрический ток и происходит взрыв пороха в замке. Через образовавшееся отверстие 3 жидкость из скважины проникает внутрь гидравлической системы и давит на поршень 5, который соединен штоком 7 с верхним шарниром 8 раздвижного устройства. Благодаря перемещению раздвижного устройства резиновая подушка 9 с большой силой прижимается к стенке скважины, изолируя небольшой участок от остального ствола.

Вторым включением электрического тока взрывают порох в основных перфораторах 11, в результате чего образуются каналы, по которым жидкость или газ, находящиеся в пласте, поступают внутрь пробоотборника. Часть заряда используется для сообщения

Рис. 113. Опробователь пластов конструкции ГрозНИИ.

пласта (через канал 12) с внутренней полостью пробоотборника, в котором во время спуска сохраняется атмосферное давление. В разработанной конструкции емкость пробоотборника равна 15 л.

После определенного времени стояния на притоке, в течение которого пробоотборник заполняется пластовой жидкостью или газом, взрывают порох в нижнем стреляющем замке 14. Под давлением пороховых газов и под действием гидростатического давления специальная пробка 15, опускаясь вниз, перекрывает каналы сообщения внутренней полости пробоотборника с пластом. Одновременно выравнивается давление под резиновой подушкой опробователя пластов и в скважине.

Для снятия опробователя пластов натягивают кабель, средний шток 6 при этом перемещается вверх и открывает доступ жидкости из скважины под поршень гидравлической системы. При увеличении натяжения кабеля верхний шарнир раздвижного механизма, тяги и упор возвращаются в исходное транспортное положение и испытатель пластов с отобранный пробой поднимают на поверхность.

Если резиновая подушка опробователя пластов сильно прижимается к стенке скважины и возникает опасность обрыва каротажного кабеля, то для освобождения инструмента используется аварийный пороховой заряд в перфораторах 10, при помощи которых разрушают подушку и освобождают опробователь пластов.

В ГрозНИИ разработаны опытные конструкции опробователей пластов, спускаемых на кабеле, пред назначающихся для испытания горизонтов в скважинах, пробуренных долотами № 9 и больше. В качестве наземного оборудования при испытаниях используются каротажные установки.

Первые опыты на глубине до 2600 м подтвердили работоспособность отдельных узлов опробователя [19]. При снятии его в скважине затяжки были незначительными (натяжение кабеля не превышало 0,8 тс).

Опробователь пластов ОП-150 на кабеле-тросе конструкции ВНИИКАнефтегаз — ВНИИГеофизики

Рассматриваемая конструкция опробователя пластов выполнена на базе сверлящих боковых грунтоносов, применяющихся для отбора керна из стенки необсаженной скважины, и дает возможность одновременно получить образец породы и представительную пробу жидкости или газа, находящихся в пласте. Это выгодно отличает данную конструкцию от других опробователей пластов, спускаемых в скважину на кабеле. Другая ее особенность — образование канала в пласте путем высверливания, что позволяет получить пробу жидкости или газа, не загрязненную пороховыми газами.

Опробователь ОП-150 спускают в скважину на кабеле-тросе с помощью лебедки самоходной станции сверлящих грунтоносов ССГ-1А. Два выдвигающихся распора прижимают инструмент к стенке скважины (рис. 114). При включении бура высверливается образец породы. После этого открывается выпускной клапан, через

который жидкость из высверленного отверстия поступает в верхний баллон, заполненный воздухом или инертным газом. Как только верхний баллон заполняется смесью промывочной и пластовой жидкостей, клапан открывает доступ жидкости из пласта в нижний баллон, куда попадает наиболее чистая, а следовательно, наиболее достоверная проба из пласта.

После заполнения обоих баллонов клапан закрывается и отсекает пробу жидкости, пустотелый бур с отобранным образцом породы входит внутрь опробователя, распоры принимают первоначальное, транспортное положение, и опробователь пластов готов для подъема на поверхность.

Была изготовлена и испытана опытная конструкция опробователя пластов ОП-150 наружным диаметром 150 мм [66].

Опробователь пластов фирмы Шлюмберже

Опробователь пластов фирмы Шлюмберже (рис. 115) спускают в скважину на кабеле-канате. Им можно отбирать пластовую жидкость на любой заданной глубине как в обсадной колонне, так и в необсаженной скважине. Данный опробователь, как и описанные выше отечественные конструкции, дает возможность быстро исследовать пласт.

При испытании в обсаженной скважине вместе с инструментом спускают муфтовый локатор. После установки опробователя на заданной глубине уплотнительная подушка под действием избыточного давления плотно прижимается к стенке ствола скважины или обсадных труб, изолируя участок опробуемого объекта или обсадной колонны. Затем взрывают кумулятивный заряд через отверстие в уплотнительной подушке. Образуется канал, по которому пластовая жидкость поступает в специальные резервуары инструмента.

Современный опробователь пластов, предназначенный для работы в колонне обсадных труб или твердых породах, имеет прижимную герметизирующую подушку, обеспечивающую создание двух каналов глубиной более 200 мм. Большим преимуществом этого инструмента, получившего название «интервального испытателя», является увеличение притока жидкости в пластах с низкой проницаемостью.

В настоящее время применяются опробователи с объемом резервуара 3,8, 8,5 и 20,8 л.

Поскольку опробователь спускается на кабеле-канате, то между ним и поверхностью постоянно сохраняется электрическая связь,

т. е. на поверхности возможна полная регистрация процесса отбора пробы: пристрел для образования каналов, отбор пробы, восстановление давления; фиксируются время, необходимое для восстановления

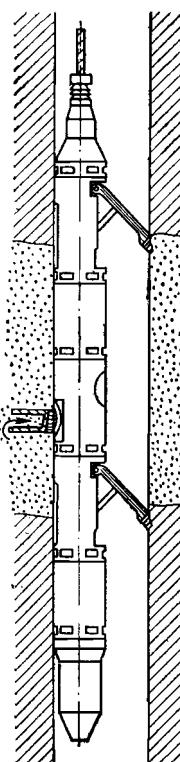


Рис. 114. Опробователь пластов ОП-150.

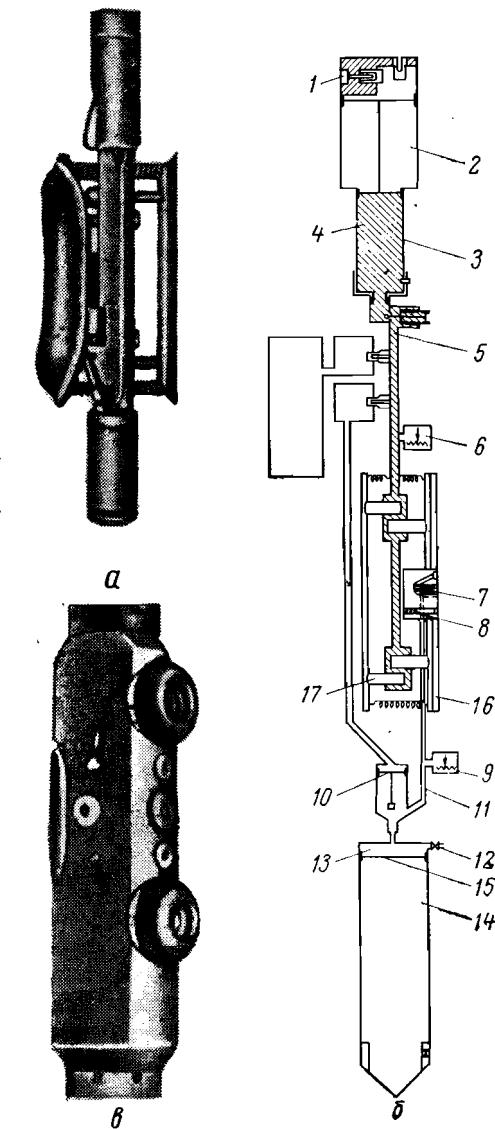


Рис. 115. Опробователи пластов фирмы Шлюмберже.

a — рабочее положение (при притоке жидкости из пласта); *б* — измененная конструкция. 1 — клапан гидравлической системы; 2 — воздушная камера; 3 — камера, заполненная рабочей жидкостью; 4, 5 — гидравлический канал; 6 — манометр для измерения давления рабочей жидкости; 7 — кумулятивный заряд; 8 — аварийный заряд; 9 — манометр для измерения пластового давления; 10 — запорный клапан; 11 — канал для пластовой жидкости; 12 — выпускной клапан; 13 — верхняя зона контейнера (для пластовой жидкости); 14 — контейнер, заполненный воздухом; 15 — разделятельный поршень; 16 — уплотнительная подушка; 17 — опорная пята.

давления; пластовое давление при закрытом периоде и, наконец, гидростатическое давление столба промывочной жидкости.

После подъема опробователя на поверхность резервуар с отобранный пластовой жидкостью отсоединяют, определяют давление

в нем и проводят анализы пробы специальными приборами, разработанными и поставляемыми фирмой.

На основании нескольких тысяч успешно проведенных испытаний были сделаны следующие выводы.

В рыхлых несцепментированных песках и в сцепментированных песках с достаточной проницаемостью полное заполнение резервуара пластовой жидкостью достигается за короткий промежуток времени. Получаемое при этом количество газа и нефти вполне достаточно для исследований.

В сцепментированных породах с низкой проницаемостью, т. е. в тех породах, в которых требуется гидравлический разрыв пласта, или кислотная обработка, интервальный испытатель, как правило, извлекается с неполным резервуаром.

Опробователи любой из рассмотренных конструкций дают следующие преимущества, которые не могут быть достигнуты при испытаниях другими способами:

1) подготовка инструмента к спуску требует всего несколько минут; полное гидростатическое давление пласта сохраняется во все время операции;

2) инструмент устанавливается точно на заданной глубине, определяемой на основании каротажной кривой;

3) инструмент можно спускать немедленно вслед за каротажными работами или во время бурения; для подготовки и спуска не требуется никаких специальных условий;

4) по данным зарубежного опыта общее время на спуско-подъемные операции и отбор пробы на глубине 1525 м составляет обычно около 1 ч;

5) действительная величина пластового давления регистрируется автоматически на поверхности;

6) многократное испытание позволяет с большой точностью установить границы водо-нефтяного и газо-жидкостного контакта.

На рис. 115, в изображена измененная конструкция опробователя пластов фирмы Шлюмберже в транспортном положении.

Опробователь пластов фирмы Лейн

Из иностранных фирм, работающих в области создания опробователей пластов, спускаемых в скважину на кабеле-канате, следует отметить фирму Лейн. Эта фирма производит опробователи двух конструкций, которые отличаются от опробователей фирмы Шлюмберже незначительными изменениями уплотнительной подушки или расположением уплотнительных элементов и опорных механизмов.

Конструкция опробователя с уплотнительной подушкой (рис. 116, а) предназначается в основном для работы в незакрепленных стволах в процессе бурения скважин, а конструкция с двумя уплотнительными элементами (рис. 116, б) — для работы в обсаженных скважинах или для опробования пластов, сложенных устойчивыми породами. При помощи указанных элементов перекрывают пулевые

отверстия в обсадной колонне, через которые происходит приток жидкости из пласта в пробоотборник. В указанных конструкциях предусмотрено применение вместо пулевых зарядов алюминиевых трубок, которые под действием избыточного давления задавливаются в стенку скважины, и через их отверстия жидкость из пласта может

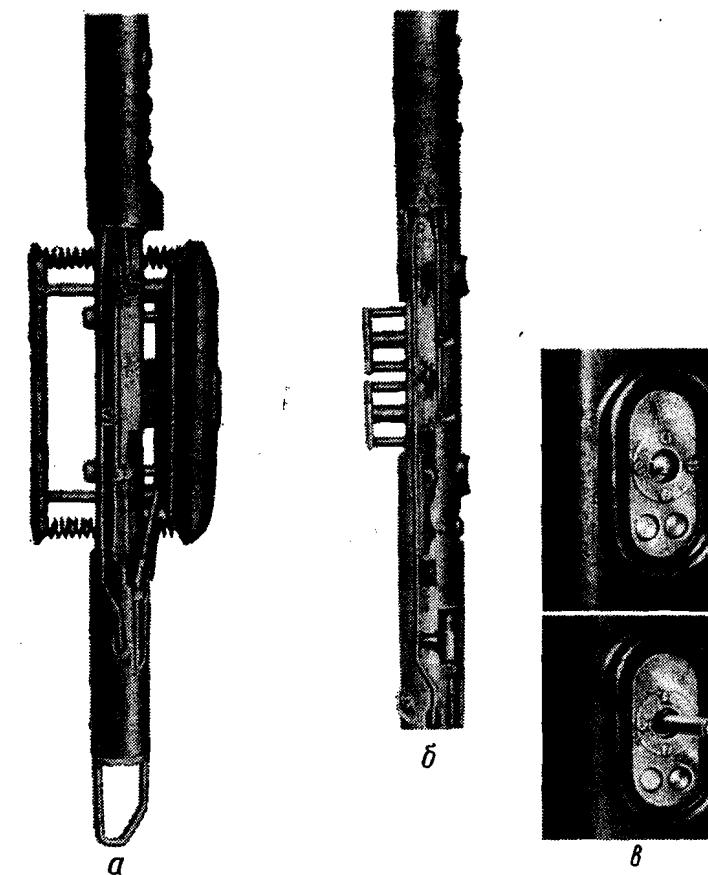


Рис. 116. Опробователи пластов, спускаемые в скважину на кабеле, фирмы Лейн.

перетекать внутрь опробователя (рис. 116, в). Очевидно, алюминиевые трубки могут заменить пулевую перфорацию только при опробовании пластов, сложенных рыхлыми песками.

Двухкамерный опробователь пластов

Развитие в последние годы методов отбора образцов пластовой жидкости привело к разработке двухкамерного опробователя, спускаемого на кабеле (рис. 117). Недостатком обычных опробователей

является смешение отбираемой пластовой жидкости с фильтратом бурового раствора. Двухкамерный опробователь пластов усовершенствованной конструкции позволяет получить два образца жидкости: в первой камере фильтрат, иногда фильтрат, смешанный с пластовой жидкостью, во второй — незагрязненная пластовая жидкость.

В нижней части прибора расположена камера, в которой замеряется сопротивление поступающей жидкости, в то же время на поверхность поступает сигнал о характере жидкости.

Процесс отбора пробы сравнительно прост. Спускают инструмент на заданную глубину, определенную на основании кривой гамма-каротажа. Для прижатия уплотнительной подушки используется гидростатическое давление. Клапан инструмента открывается, поступающая в него жидкость действует на систему поршней, которая обеспечивает прижатие подушки к стенке скважины. Затем открывается приемный клапан опробователя, и пластовая жидкость поступает в инструмент. В течение всего времени притока замеряется давление и одновременно регистрируется и внутри баллона, и на поверхности. Таким образом, давление потока, как и статическое давление в пласте при закрытом периоде опробования, могут быть замерены непосредственно в призабойной зоне пласта.

Замеряемое в специальной камере электрическое сопротивление одновременно регистрируется на поверхности. По изменению сопротивления устанавливается поступление в камеру различных жидкостей, что очень важно для интерпретации результатов испытания.

Опробователь состоит из шести основных узлов: контейнера 1 длиной 1,47 м с электрическими приборами, позволяющими контролировать работу инструмента в скважине; безопасного соединения 2 длиной 0,53 м, при помощи которого достигается отсоединение кабеля от

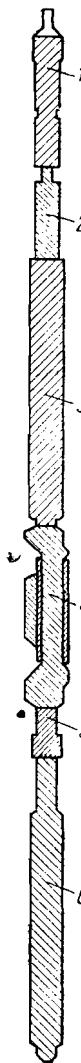


Рис. 117. Схема двухкамерного пробоотборника.
1 — система забойного электрического контроля; 2 — безопасное устройство; 3 — гидравлическая секция; 4 — уплотнительная подушка; 5 — камера сопротивления; 6 — двухкамерный баллон.

забойного инструмента при его прихвате в скважине; секции 3 длиной 1,98 м с гидравлическим поршнем, служащим для создания давления в гидравлической прижимной системе при установке опробователя в скважине, герметизирующего башмака 4 длиной 0,63 м, специальной камеры 5 длиной 0,5 м, в которой установлен электрический датчик, замеряющий сопротивление жидкости, посту-

пающей в опробователь и, двухкамерного баллона 6 для отбора пробы пластовой жидкости, длина которого составляет 3,5 м.

Суммарная емкость баллона 11,2 л, причем наибольшая камера, заполняемая при опробовании в основном смесью промывочной жидкости, фильтрата бурового раствора и пластовой жидкости, имеет емкость 7,5 л, а меньшая камера, служащая для отбора чистой пробы пластовой жидкости и заполняемая в конце опробования, — 3,7 л.

Общая длина опробователя в собранном виде составляет 8,6 м.

Особенности применения опробователей пластов, спускаемых в скважину на кабеле-тросе

Опробование пластов приборами, спускаемыми на каротажном кабеле, имеет следующие характерные особенности [16].

1. Точная привязка результатов опробования к каротажным диаграммам.

2. Оперативность и быстрота проведения работ. На одну операцию даже в глубоких скважинах затрачивается 1—2 ч. Специальной подготовки скважины не требуется, достаточно той, которая проводится для обеспечения геофизических исследований. Небольшие затраты времени на опробование позволяют увеличить число исследуемых объектов и более полно изучить разрез.

3. Высокая избирательность — исследуется очень небольшой интервал разреза (точка). Это позволяет использовать опробователь для поинтервального исследования пластов, установления положения водо-нефтяного и газо-жидкостного контактов, отбивки границ пластов и др.

Результаты опробования инструментом, спускаемым на кабеле, более точно характеризуют отдельные небольшие интервалы, чем пробная эксплуатация, при которой обычно охватывают относительно большой участок разреза. При этом на данные пробной эксплуатации часто сильно влияют качество цементирования обсадной колонны и затрубная циркуляция жидкости.

Высокая избирательность опробования пластов инструментом на кабеле в свою очередь требует тщательного выбора объектов и точной установки инструмента на заданной глубине; при интерпретации получаемых результатов необходимо учитывать возможное влияние неоднородности пластов.

4. Высокая чувствительность опробователя к углеводородам (нефти и газу), связанная с глубокой депрессией, создаваемой в пласте при отборе пробы. Существенное значение имеет возможность получения проб пластовых газов, состав которых является одним из важнейших критериев для отнесения пластов к нефтеносным, газоносным или водоносным.

5. Отсутствие опасности открытого фонтанирования, так как во время опробования высота столба и плотность бурового раствора в скважине остаются неизменными. Это особенно важно при

исследовании газоносных пластов. При работе с испытателями на трубах нарушение технологии работ может вызвать открытое фонтанирование скважины и привести к тяжелой аварии.

Опробователи пластов ОПК и ОПТ предназначены в основном для сгементированных грануляриных коллекторов. В трещиноватых коллекторах или в пласте с тонкопереслаивающимися породами очень велика вероятность установки инструмента против непроницаемого интервала, и для получения характеристики пласта требуется проводить опробование в большом числе точек. В пластах, представленных кавернозными породами или имеющими развитую систему трещин, возможности применения каротажного опробователя ограничены, так как не всегда удается обеспечить герметичность участка отбора.

Опробователи пластов, спускаемые в скважину на кабеле, имеют, как указывалось выше, сравнительно небольшой радиус действия. Это часто затрудняет оценку характера насыщенности пластов при большом проникновении фильтрата бурового раствора в пласт. Основное назначение каротажных опробователей пластов — оперативная оценка представляющих интерес объектов в разведочных скважинах (при благоприятных геологических условиях). При этом ставятся поисковые задачи, в частности выяснение целесообразности применения других, более трудоемких методов.

Каротажный опробователь пластов может быть использован для проверки и уточнения результатов каротажа особенно в новых районах, где критерии и приемы интерпретации результатов испытания скважин еще не выработаны. С применением каротажных опробователей, оснащенных дистанционными приборами, будет обеспечена возможность определения гидродинамических параметров пластов.

Высокая чувствительность каротажного опробователя к углеводородам практически исключает возможность пропуска нефтегазоносных пластов. Это дает основание считать результаты опробования весьма надежными, поскольку при поисках нефти и газа риск «ложной тревоги» значительно меньше, чем риск «пропуска цели». Получение отрицательной характеристики по данным опробователя на кабеле (при условии грамотного его использования) позволяет уверенно отказаться от дальнейших операций по испытанию пласта.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ И ОПРОБОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

В первоначальный период применения испытателей и опробователей пластов в бурящихся скважинах проводили только качественную оценку вскрытого объекта, т. е. определяли наличие проницаемого интервала пласта и характер его насыщения. По мере совершенствования техники и технологии испытаний стало возможно определять и количественные характеристики пластов. Наиболее полные сведения о пласте получают в результате испытаний при помощи испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах. Глубинные манометры при этом регистрируют давление; по диаграммам давления определяют физические параметры пласта. Кроме того, анализ проб пластовой жидкости (газа) дает возможность судить о характере насыщения призабойной зоны. При помощи испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах, определяют пластовое давление, среднюю эффективную проницаемость зоны дренажа, гидропроводность, пьезопроводность, коэффициент призабойной закупорки, коэффициент продуктивности пласта, характер насыщения пласта.

При опробовании объектов проводят качественную оценку пласта или небольшого его участка. За последнее время в связи с применением специальных датчиков давления и температуры и после разработки методик интерпретации результатов, получаемых при помощи опробователей пластов, забрасываемых в бурильные трубы и спускаемых в скважину на кабеле, делается попытка определять и физические параметры опробуемых пластов.

1. Определение параметров объекта при помощи испытателей пластов спускаемых в скважину на трубах

На рис. 118, а изображена диаграмма давления, записанная глубинным манометром, установленным в хвостовике испытателя пластов при использовании полной компоновки. Линия 1 соответствует

спуску инструмента и фиксирует увеличение гидростатического давления в стволе скважины. Горизонтальная площадка 2 соответствует пребыванию инструмента на забое в закрытом положении при запакеровке. Вертикальная линия 3 отражает снижение давления на забое скважины при открытии приемного клапана испытателя пластов. Начальная кривая восстановления давления 4 показывает рост давления в воздушной камере при закрытом запорном клапане (начальный закрытый период испытания). Вертикальная линия 5 соответствует снижению давления на забое при открытии запорного клапана. Кривая притока 6 записана при поступлении жидкости

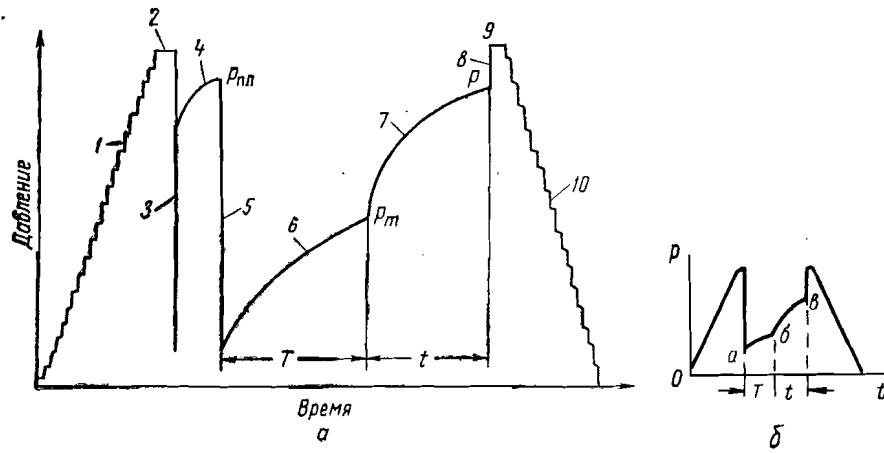


Рис. 118. Диаграммы давления.
а — при полной компоновке; б — при упрощенной компоновке.

из пласта в бурильные трубы (открытый период испытания). Конечная кривая восстановления давления 7 соответствует росту давления на забое после закрытия запорного клапана (конечный закрытый период испытания). Вертикальная линия 8 отображает рост давления на забое при выравнивании давления в надпакерной и подпакерной зонах скважины. Площадка 9 соответствует выдержке инструмента на забое при снятии пакера, а линия 10 отображает снижение гидростатического давления по мере подъема инструмента на поверхность.

При упрощенной технологии предусматривают один открытый и один закрытый периоды испытаний. В этом случае воздушная камера не требуется, и манометры устанавливаются только в хвостовике испытателя пластов. В процессе испытания записывается кривая притока ab (рис. 118, б) и кривая восстановления давления ba .

За последнее время в компоновках испытательных инструментов применяют четырехпозиционные запорно-шаровые клапаны, которые позволяют выполнять до четырех открытых и закрытых периодов испытания с записью четырех кривых притока и восстановления давления.

Отечественными и зарубежными исследователями разработано несколько методик расшифровки диаграмм давлений, полученных с помощью глубинных манометров.

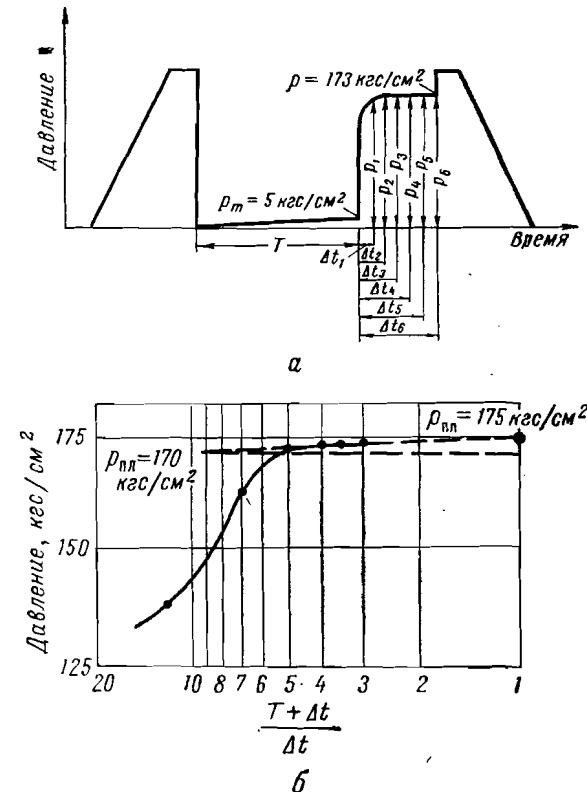


Рис. 119. Расшифровка диаграммы давления.
а — график разбивки кривой восстановления давления;
б — зависимость давления от выражения $\frac{T + \Delta t}{\Delta t}$

При разработке указанных методик были введены следующие допущения:

- 1) испытываемый горизонт представлен бесконечным горизонтальным пластом, выдержаненным по мощности, и проницаемость его в любом направлении постоянна;
- 2) из пласта получают однофазную жидкость;
- 3) температура в пласте и в скважине постоянна;
- 4) взаимное влияние скважин отсутствует;
- 5) гидравлические сопротивления в каналах испытателя или опробователя пластов в расчетах не учитываются.

Математический метод [56] расшифровки диаграмм глубинных манометров, применявшийся в зарубежной практике, включает разбивку кривой восстановления давления на несколько участков (рис. 119, а). Результаты замеров заносят в таблицу (табл. 22), где отмечают отрезки времени Δt , величину отношения $(T + \Delta t)/\Delta t$ и соответствующее ему давление p_n .

Таблица 22

Δt , мин	$\frac{T + \Delta t}{\Delta t}$	p_n
5	13	$p_1 = 139$
10	7	$p_2 = 164$
15	5	$p_3 = 172$
20	4	$p_4 = 173$
25	3,4	$p_5 = 173,5$
30	3	$p_6 = 174$

После этого строят графическую зависимость давления p_n от величины $(T + \Delta t)/\Delta t$ в полулогарифмических координатах (рис. 119, б). Продолжая прямолинейный участок графика до пересечения с осью ординат, получают значение статического давления p_{pl} , близкого к пластовому давлению, а затем определяют величину уклона $i = p_{pl} - p_n$. Как видно из рис. 119, б, горизонтальная линия проведена через третью точку, которой соответствует значение $p_3 = 170 \text{ кгс}/\text{см}^2$, тогда $i = 175 - 170 = 5 (\text{кгс}/\text{см}^2)/\text{лог. цикл}$.

По полученным данным можно найти величину гидропроводности, скрин-эффект и расчетный коэффициент закупорки. Гидропроводность определяют по формуле Хорнера:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{162,6Q}{i}, \quad (17)$$

где k — коэффициент проницаемости; h — мощность проницаемой части испытываемого пласта; μ — вязкость пластовой жидкости; Q — дебит за время испытания; i — уклон конечного участка кривой восстановления давления к оси абсцисс.

Зная мощность (h) испытываемого пласта, характеристику отобранный пробы (μ), размеры применявшегося инструмента, можно определить относительную проницаемость (k) зоны дренажа.

По формуле Ван-Эвердингена определяют величину изменения свойств пород при забойной зоне пласта (скрин-эффект):

$$S = 1,151 \left(\frac{p_{pl} - p_m}{i} - \lg \frac{k}{f \mu c r_c^2} - \lg T + 2,85 \right), \quad (18)$$

а по следующей формуле расчетный коэффициент закупорки (EDR), равный отношению теоретического коэффициента продуктивности η_t к фактическому η_ϕ , полученному при испытании:

$$EDR = \frac{\eta_t}{\eta_\phi} = \frac{p_{pl} - p_m}{i \left(\lg \frac{k}{f \mu c r_c^2} + \lg T - 2,85 \right)}, \quad (19)$$

где p_{pl} — пластовое давление; p_m — конечное давление притока; f — коэффициент пористости породы пласта; c — сжимаемость жидкости; r_c — радиус скважины; T — время открытого периода испытания.

Рассмотренный метод расшифровки диаграмм давления наиболее точен, однако перед испытаниями или в процессе их проведения трудно определить характеристики пород, входящие в выражение $\lg k/f \mu c r_c^2$. Поэтому были введены некоторые допущения, позволившие упростить указанные выше формулы: выбраны диапазоны изменения значений k, f, μ, c , установлены наиболее распространенные диаметры скважин и после этого определены минимальные и максимальные значения выражения $\lg (k/f \mu c r_c^2)$. Так, для скважин диаметром 98—111 мм это выражение изменяется от 3,54 до 7,42, или в среднем равно 5,5.

Подставляя это значение в формулы (18) и (19), получают более простые зависимости:

$$S = 1,151 \left(\frac{p_{pl} - p_m}{i} - \lg T - 2,63 \right); \quad (20)$$

$$EDR = \frac{1}{\lg T + 2,63} \times$$

$$\times \left(\frac{p_{pl} - p_m}{i} \right). \quad (21)$$

Метод двух точек [56] применяется за рубежом при расшифровке диаграмм глубинных манометров, записанных в процессе испытаний с двумя закрытыми периодами (при наличии начальной и конечной кривых восстановления давления). В этом случае с диаграммы давления (рис. 120, а) берут две величины — давление начального закрытого периода p_{pl} и давление конечного закрытого периода p и по ним строят график (рис. 120, б), из которого определяют величину уклона:

$$i = \frac{p_{pl} - p}{\lg \frac{T+t}{t}}. \quad (22)$$

Гидропроводность можно определить по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{162,6Qb \lg \frac{T+t}{t}}{p_{pl} - p} \quad (23)$$

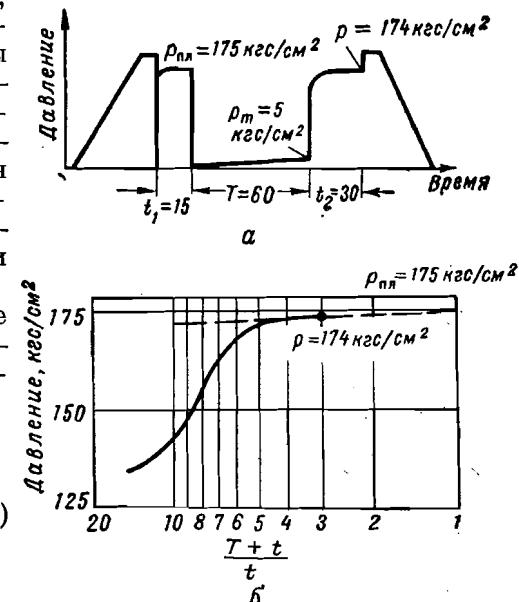


Рис. 120. Расшифровка диаграммы давления, записанной при двух закрытых периодах испытания.
а — диаграмма; б — зависимость давления от выражения $\frac{T+t}{t}$

и коэффициент закупорки по формуле

$$EDR = \frac{1}{\lg T + 2,63} \cdot \frac{(p_{pl} - p) \lg \frac{T+t}{t}}{p_{pl} - p}, \quad (24)$$

где b — объемный коэффициент для нефти (газа) в пластовых условиях; T — время открытого периода испытания, мин; t — время конечного закрытого периода испытания, мин.

Этот метод применим в том случае, если давление в начальном закрытом периоде достигает максимальной величины, и начальная кривая восстановления давления имеет прямолинейный отрезок, параллельный оси абсцисс. Кроме того, конечная кривая восстановления давления также должна иметь прямолинейный отрезок. Для получения более достоверных данных при интерпретации кривых необходимо, чтобы давление в конечном закрытом периоде составляло не менее $\frac{3}{4}$ от величины давления в первоначальном закрытом периоде, а время конечного закрытого периода испытания должно составлять не менее $\frac{1}{2}$ от времени притока.

Для облегчения расчетов в практических пособиях по испытаниям пластов в процессе бурения приводятся специальные номограммы, разработанные американскими специалистами и позволяющие в промышленных условиях быстро расшифровывать диаграммы глубинных манометров. Определенный интерес представляют номограммы для определения коэффициента призабойной закупорки, разработанные американской фирмой Халлибуртон на основе формулы Доллана Эйнарсена и Хилла:

$$\Pi_3 = 0,183 \frac{p_{pl} - p_m}{p_{pl} - p} \lg \frac{T+t}{t}, \quad (25)$$

где 0,183 — безразмерный коэффициент; p_{pl} — давление, определенное в конце первого закрытого периода испытания (ближкое к пластовому давлению); p_m — давление, определенное в конце испытания на приток; p — давление, определенное в конце второго закрытого периода испытания; T — продолжительность открытого периода испытания, мин, t — время конечного закрытого периода испытания, мин.

При помощи этих номограмм и диаграммы глубинного манометра можно легко определить коэффициент Π_3 . Для этого необходимо на средней шкале номограммы I (рис. 121) отложить время конечного закрытого периода испытания t , а на левую шкалу нанести общее время закрытого и открытого испытания ($T+t$) и через две точки провести прямую до пересечения с правой шкалой. Результат, полученный на правой шкале, нужно перенести на среднюю наклонную шкалу номограммы II, а на левой шкале этой номограммы отложить разность между давлением p_{pl} , зафиксированным в конце первого закрытого периода, и давлением p , определенным в конце конечного закрытого периода. После этого провести прямую до

пересечения с правой шкалой и полученный на правой шкале результат перенести на среднюю шкалу номограммы III, а на левой шкале этой номограммы отложить разность между конечным давлением первого закрытого периода p_{pl} и начальным давлением второго закрытого периода испытания p_m . Проведя прямую через эти две точки до пересечения с правой шкалой, получим значение коэффициента Π_3 .

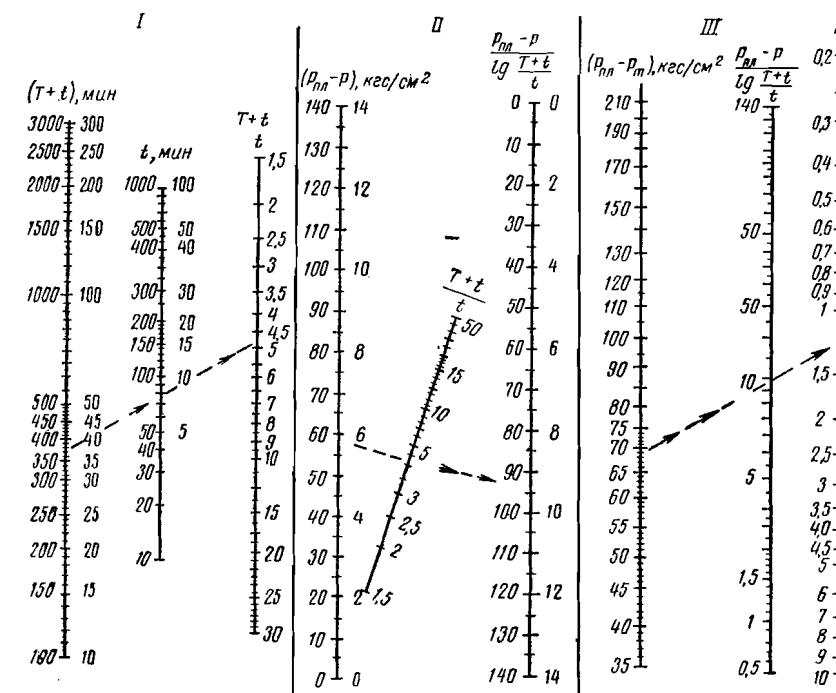


Рис. 121. Номограммы фирмы Халлибуртон.

В отечественной практике испытания пластов с помощью испытателей, спускаемых в скважину на трубах, применяют несколько методик расшифровки диаграмм глубинных регистрирующих манометров.

Наряду с формулой Хорнера, применяемой для интерпретации кривых восстановления давления:

$$p = p_{pl} - 0,183 Qb \frac{\mu}{kh} \lg \frac{T+t}{t}, \quad (26)$$

разработаны более точные формулы для интерпретации этих кривых и кривых притока. Ниже рассматриваются методики расшифровки диаграмм глубинных манометров.

Методика ВНИИНефть основана на интерпретации кривой восстановления давления с учетом изменения дебита в процессе испытания [13, 69].

Исследования показали, что исходные данные и граничные условия, положенные в основу теории восстановления давления в закрытых скважинах, сохраняются и при испытании пласта испытателем; следовательно, указанную теорию можно применять для интерпретации кривой восстановления давления.

Необходимо отметить, что к обработке кривых восстановления давления, представленных в координатах Δp , $\lg t$, данная теория не применима, так как при выводе расчетных формул этого метода распределение давления в пласте до остановки скважины предполагали установившимся. При испытании же пласта приток в скважину наблюдается в течение непродолжительного времени T , измеряемого обычно несколькими десятками минут, и очевидно, что установившегося распределения давления в пласте не будет.

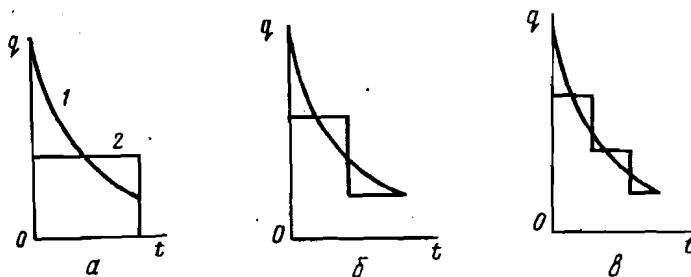


Рис. 122. Графики дебита.

а — изменение дебита во времени в процессе испытания пласта; б — двухступенчатая аппроксимация кривой дебита при испытании пласта; в — трехступенчатая аппроксимация кривой дебита при испытании пласта.

Работа скважины до ее остановки учитывается другим методом обработки кривых восстановления давления. Этот метод основан на формуле (26), определяющей работу скважины в течение времени T после ее пуска с постоянным дебитом Q и последующее восстановление давления в течение времени t после ее закрытия.

Действительно, при поступлении жидкости из пласта в пустые бурильные трубы противодавление на пласт будет увеличиваться, пока гидростатическое давление не уравновесит пластовое. Поэтому приток будет непрерывно уменьшаться.

Характерная кривая 1 такого притока показана на рис. 122, а.

Очевидно, чем резче падает дебит во времени, тем к большим ошибкам приведет аппроксимация кривой 2, параллельной оси абсцисс. Как отмечалось выше, подобная аппроксимация применяется за рубежом. Расчетной при этом является формула (26), а фактическая кривая восстановления давления строится в координатах p , $\ln \frac{T+t}{t}$; по наклону прямолинейного участка ее определяется гидропроводность $\frac{kh}{\mu}$ части пласта, окружающей скважину. Экстраполяцией этого участка до оси абсцисс определяют пластовое давление.

Иными словами, при обработке кривой восстановления по этому методу дебит в период притока q принимается средним за это время, т. е. он определяется как частное от деления всего отобранного количества жидкости Q на время притока T :

$$q = \frac{Q}{T}.$$

Более точно определить гидропроводность и пластовое давление, обработав те же данные, можно следующим методом. В конце периода притока приближенно можно считать, что повышение давления, регистрируемого глубинным манометром под пакером, вызвано увеличением столба жидкости в бурильных трубах, т. е. на этом участке пренебрегаем изменением гидравлических потерь в узлах испытателя пластов.

Тогда, зная удельный вес отбираемой жидкости, внутреннее сечение бурильных труб, по графику давления (см. рис. 118, б) можно определить дебит жидкости в конце периода притока:

$$q = \frac{10^f dp}{\gamma dt} \approx \frac{10^f}{\gamma} \frac{p_n - p_{n-1}}{t_n - t_{n-1}}, \quad (27)$$

где p_{n-1} и p_n — давления в предпоследней и последней точках, соответствующих времени t_{n-1} и t_n в период притока T .

Теперь, зная общий отбор жидкости Q и дебит в конце периода T , кривую дебита можно аппроксимировать схемами, уже более приближенными к действительному графику притока (рис. 122, б, в).

Расчетной формулой видоизмененного метода будет следующая:

$$p_k - p = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln \frac{T+t}{t} + 2 \left(\frac{Q}{qT} - 1 \right) \ln \frac{T+t}{T/2+t} \right], \quad (28)$$

а при трехступенчатой аппроксимации

$$p_k - p = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln \frac{T+t}{t} + \frac{3}{2} \left(\frac{Q}{qT} - 1 \right) \ln \frac{T+t}{T/3+t} \right]. \quad (29)$$

Кривые восстановления давления должны строиться в координатах

$$p; \ln \frac{T+t}{t} + 2 \left(\frac{Q}{qT} - 1 \right) \ln \frac{T+t}{T/2+t}$$

или

$$p; \ln \frac{T+t}{t} + \frac{3}{2} \left(\frac{Q}{qT} - 1 \right) \ln \frac{T+t}{T/3+t}.$$

Формула (28) вошла в практику, как формула Борисова и Мухарского, а формула (29) — как формула Щербакова.

На практике применяют несколько видоизмененную формулу Борисова и Мухарского:

$$p = p_{pl} - 0,183 q_{min} b \frac{\mu}{kh} \left[\lg \frac{T+t}{t} + 2 \left(\frac{Q_{cp}}{q_{min}} - 1 \right) \lg \frac{T+t}{T/2+t} \right]. \quad (30)$$

Ниже приведен пример расшифровки кривой восстановления давления при помощи формулы Хорнера (26), а также формулы Борисова и Мухарского (30).

Пример 1. При помощи комплекта испытательного инструмента КИИ-146 был испытан пласт в интервале глубин 1445—1477 м. Диаметр скважины 190 мм. Процесс испытаний проводили с одним открытым и одним закрытым периодом. Время притока $T = 47$ мин, а время восстановления давления $t = 30$ мин.

В табл. 23 занесены результаты расшифровки кривой восстановления давления по формуле Хорнера, а в табл. 24 — по формуле Борисова и Мухарского.

Таблица 23

n	$p_n, \text{кгс}/\text{см}^2$	$t, \text{сек}$	$\frac{T+t}{t}$	$\lg \frac{T+t}{t}$	$x = 0,183 Q_{cp} \lg \frac{T+t}{t}$
1	2	3	4	5	6
1	140,64	300	9,4	0,973	219
2	145,94	600	5,2	0,716	161,2
3	148,50	900	3,8	0,580	130,6
4	150,42	1200	3,1	0,491	110,5
5	151,78	1500	2,68	0,428	96,5
6	152,70	1800	2,4	0,380	85,5

Таблица 24

n	$p_n, \text{кгс}/\text{см}^2$	$t, \text{сек}$	$\lg \frac{T+t}{t}$	$\lg \frac{T+t}{T/2+t}$	$2 \left(\frac{Q_{cp}}{q_{\min}} - 1 \right) \times (5)$	$x = 0,183 q_{\min} \times \times [(4)+(6)]$
1	2	3	4	5	6	7
1	140,64	300	0,973	0,257	0,417	172,8
2	145,94	600	0,716	0,224	0,363	134,0
3	148,50	900	0,580	0,200	0,324	112,4
4	150,42	1200	0,491	0,180	0,292	97,4
5	151,78	1500	0,428	0,164	0,266	86,3
6	152,70	1800	0,380	0,150	0,243	77,5

По результатам замеров построен график (рис. 123) в координатах p_n, x , на котором линия I рассчитана по формуле Хорнера, а линия II — по формуле Борисова и Мухарского. Продолжая эти линии до пересечения с осью ординат, получаем значение пластового давления $p_{pl\ I} = 160,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $p_{pl\ II} = 161,4 \text{ кгс}/\text{см}^2$ и $p_{pl, cp} = \frac{160,5 + 161,4}{2} = 160,95 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Пользуясь полученным графиком, можно определить гидропроводность по следующим формулам:

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_I = \frac{x_4 - x_6}{p_6 - p_4} = \frac{110,5 - 85,5}{152,7 - 150,42} = 10,92 \text{ (д}\cdot\text{см})/\text{спз},$$

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{II} = \frac{x_5 - x_6}{p_6 - p_5} = \frac{86,3 - 77,5}{152,7 - 151,78} = 9,57 \text{ (д}\cdot\text{см})/\text{спз},$$

откуда

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{cp} = \frac{10,92 + 9,57}{2} = 10,26 \text{ (д}\cdot\text{см})/\text{спз}.$$

Как видно из примера, результаты расчетов по двум методикам имеют незначительные отклонения, поэтому обе методики могут использоваться для практических целей.

Ниже приведен пример обработки результатов испытания объекта при помощи формулы Щербакова.

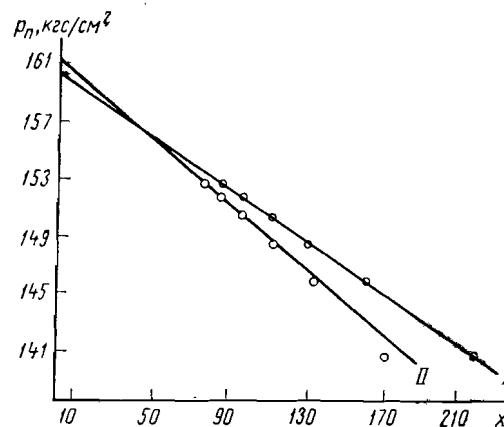


Рис. 123. Зависимость давления от величины x .

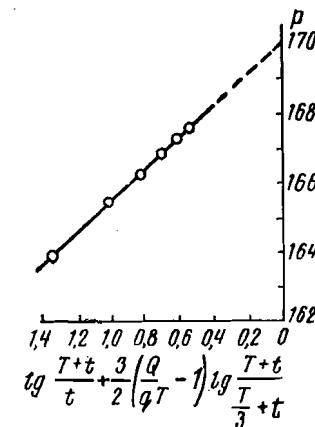


Рис. 124. Преобразованный график кривой восстановления давления.

Пример 2. Исходные данные, полученные при испытании пласта: за период притока $T = 30$ мин было отобрано $Q = 2,312 \text{ м}^3$ нефти вязкостью $\mu = 2,3 \text{ спз}$; $h = 300 \text{ см}$. Данные восстановления давления и результаты обработки по расчетной формуле (29) приводятся в табл. 25, см. графу 8, где

$$a = \frac{3}{2} \left(\frac{Q}{qT} - 1 \right).$$

Данные о восстановлении давления представлены на рис. 124, из которого видно, что все расчетные точки расположены на прямой. По наклону этой прямой определяют гидропроводность пласта (при известных мощности h и вязкости μ можно определить проницаемость):

$$i = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh}; \quad \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3Q}{4\pi i} \text{ (д}\cdot\text{см})/\text{спз}.$$

Экстраполяция прямой до оси ординат (абсцисса равна нулю) показывает пластовое давление $p_{pl} = 170 \text{ кгс}/\text{см}^2$, что сопоставимо с измеренным. Таким образом, при большей точности метод, основанный на расчетной формуле (29), так же прост, как и другие, основанные на расчетных формулах (26) и (28).

Методика расшифровки диаграмм глубинных регистрирующих манометров, основанная на интерпретации кривой притока, наиболее

Таблица 25

t , мин	$T+t$, мин	$\frac{T+t}{t}$	$\lg \frac{T+t}{t}$	$\lg \frac{T+t}{T/3+t}$	$\lg \frac{T+t}{T/3+t}$	$\alpha \lg \frac{T+t}{T/3+t}$	$(4)+(8)$	$p_{\text{заб}}$, кгс/см ²	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	35	7	0.8451	15	2.33	0.3674	0.4978	1.3429	163.85
10	40	4	0.6021	20	2.00	0.3010	0.4079	1.0100	165.35
15	45	3	0.4771	25	1.80	0.2553	0.3459	0.8230	166.19
20	50	2.5	0.3979	30	1.66	0.2204	0.2983	0.6962	166.75
25	55	2.2	0.3424	35	1.57	0.1959	0.2655	0.6079	167.16
30	60	2	0.3010	40	1.50	0.1761	0.2387	0.5397	167.48

полно разработана УфНИИ [(П. С. Лапшиным и В. А. Колокольцевым). Основной расчетной формулой указанной методики является следующая [36, 37, 38]:

$$\frac{p_m q_n - p_n q_m}{q_n - q_m} = p_{\text{пл}} - \frac{\mu}{4\pi h} \left(\frac{q_n \sum_{i=1}^{m-1} q_i a_{m-i} - q_m \sum_{i=1}^{n-1} q_i a_{n-i}}{q_n - q_m} \right), \quad (31)$$

где p_m — конечное давление притока, кгс/см²; p_n — текущее давление по кривой притока, кгс/см²; $q_n > q_i$ — текущие дебиты по кривой притока, см³/сек; q_m — конечный дебит по кривой притока, см³/сек;

$$a_{n-i} = \ln \left(\frac{n-i+1}{n-i} \right); \quad a_{m-i} = \ln \left(\frac{m-i+1}{m-i} \right)$$

— коэффициенты; m , n , i — номера точек расшифровки кривой притока.

Текущий дебит определяют по формуле

$$q_n = \frac{(p'_n - p'_{n-1}) F 1000}{\gamma \Delta t}, \quad (32)$$

где p'_n , p'_{n-1} — текущие давления в период притока, кгс/см²; F — площадь проходного сечения бурильных труб, см²; Δt — выбранный интервал расшифровки кривой притока, сек; γ — средний удельный вес пластовой жидкости, гс/см³.

Кривую притока разбивают на несколько участков и результаты замеров давления заносят в таблицу. После этого проводят необходимые расчеты и полностью заполняют графы таблицы, а затем строят график зависимости:

$$p^* = \frac{p_m q_n - p_n q_m}{q_n - q_m} \text{ от } x = \frac{1}{4\pi} \left(\frac{q_n \sum_{i=1}^{m-1} q_i a_{m-i} - q_m \sum_{i=1}^{n-1} q_i a_{n-i}}{q_n - q_m} \right),$$

а именно

$$p^* = q_{\text{пл}} - \frac{\mu}{kh} x_n. \quad (33)$$

По результатам построения определяют величину гидропроводности:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{x_1 - x_3}{p_3^* - p_1^*},$$

а по отрезку, отсекаемому на оси ординат, определяют пластовое давление.

Ниже приведен пример расшифровки диаграммы глубинного манометра при помощи формул УфНИИ.

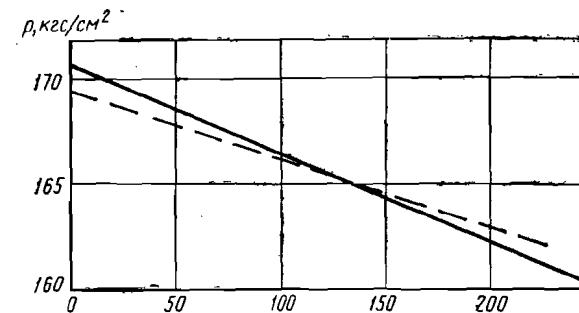


Рис. 125. Зависимость давления от величины x .

Пример 3. В табл. 26 приведены результаты замеров давления по кривым притока, записанным манометром 1, установленным в фильтре испытателя пластов, и манометром 2, установленным в бурильных трубах.

Таблица 26

$n; i$	t_n , сек	$p_{\text{пл}}$, кгс/см ²	
		манометр 1	манометр 2
0	0	105,00	80,00
1	300	105,69	83,00
2	600	118,59	90,41
3	900	127,62	99,08
4	1200	134,50	102,90
5	1500	139,89	105,02
6	1800	144,09	108,62

Расчеты начинают с определения величины коэффициентов a_{n-i} , a_{m-i} , по которым составляют табл. 27.

После этого рассчитывают величины, входящие в формулу (33), и результаты заносят в табл. 28.

Затем строят график (рис. 125) и определяют гидропроводность:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{x_1 - x_3}{p_3^* - p_1^*} = \frac{212,7 - 154}{164,1 - 161,7} = 24,5 \text{ (д} \cdot \text{см)}/\text{спз}.$$

Таблица 27

$n-i$	1	2	3	4	5	6	7	8
a_{n-i}	0,698268	0,405550	0,289640	0,233161	0,182990	0,154301	0,063574	0,11734
a_{m-i}	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица 28

α	p_n , кгс/см ²	$w_b - u_b$	$u_b w_d$	$w_d u_d$	$u_d \alpha$	$1 - u_d \alpha$	$1 - w_d \alpha$	$(8) \times u_b$	$(10) - (11)$	$\frac{(4) \times u_b}{(12)}$
1	105,69	1945	1345	276 000	63 450	164,7	0	1836,5	3 516 000	0
2	118,59	1440	810	203 600	71 100	163,5	1327,0	1836,5	2 590 000	796 000
3	127,62	1100	500	158 600	76 500	164,1	1753,0	1836,5	2 020 000	1 053 000
4	134,50	882	282	127 400	80 700	164,6	1884,4	1836,5	1 620 000	1 130 000
5	139,89	720	120	103 800	83 900	165,7	1888,8	1836,5	1 322 000	1 133 000
6	144,09	600	0	86 500	86 500	0	1836,5	1836,5	1 101 000	1 101 000

По отрезку, отсекаемому на оси ординат, определяют величину пластового давления $p_{\text{пл}} = 170,6$ кгс/см².

Интересно отметить, что расшифровка данной диаграммы (интерпретация кривой восстановления давления) при помощи формулы Хориера (26) позволила получить близкие результаты (пунктирная линия на графике): $kh/\mu = 30,1$ (д·см)/сиз и $p_{\text{пл}} = 169,3$ кгс/см².

Кроме гидропроводности и пластового давления, по рассматриваемой методике можно определить коэффициенты пьезопроводности и продуктивности испытуемого объекта.

Для определения коэффициента пьезопроводности пользуются формулой

$$\lg \frac{2,25 \alpha \Delta t}{r_{\text{с. пр}}^2} = \left[\frac{4 \pi k h}{\mu} (p_{\text{пл}} - p_n) - \sum_{i=1}^{n-1} q_i a_{n-i-1} \right] \frac{1}{2,303 q_n}, \quad (34)$$

где α — коэффициент пьезопроводности пласта, см²/сек; $r_{\text{с. пр}}$ — приведенный радиус скважины, характеризующий ее несовершенство, см.

Для одной из точек на графике (например для $n = 3$) будем иметь следующее выражение:

$$\lg \frac{2,25 \alpha \Delta t}{r_{\text{с. пр}}^2} = [4 \cdot 3,14 \cdot 25,4 (170,6 - 127,62) - 1753] \frac{1}{2,303 \cdot 1100} = \\ = 4,7206.$$

Откуда

$$\frac{\alpha}{r_{\text{с. пр}}^2} = 77,8 \text{ 1/сек.}$$

Подставляя в это выражение приведенный радиус скважины, можно определить коэффициент пьезопроводности.

Коэффициент продуктивности скважины $\eta_{\text{пр}}$ и коэффициент продуктивности η_m в конце открытого периода испытания определяют по следующим формулам:

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{0,864 Q}{p_{\text{пл}} - \left(\frac{p_m + p_0}{2} \right)}; \quad (35)$$

$$\eta_m = \frac{86,4 (p'_m - p'_{m-1}) F}{(t_m - t_{m-1}) (p_{\text{пл}} - p_m) \gamma} = \frac{0,0864 q_m}{p_{\text{пл}} - p_m}, \quad (36)$$

где Q — средний дебит по кривой притока, см³/сек; p_0 — начальное давление по кривой притока, кгс/см²; p'_m ; p'_{m-1} — текущее давление в последней и предпоследней точках кривой притока, записанной манометром 2, кгс/см²; t_m ; t_{m-1} — время, соответствующее последней и предпоследней точкам по кривой притока, сек.

Средний дебит определяют по формуле

$$Q = \frac{(p'_m - p'_0) F 1000}{\gamma T},$$

где p'_m , p'_0 — соответственно конечное и начальное давления по кривой притока, записанной манометром 2, кгс/см².

Коэффициенты продуктивности будут иметь следующие значения:

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{0,0864 \cdot 1100}{170 - \left(\frac{144,09 + 105}{2} \right)} = 2,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2);$$

$$\eta_m = \frac{0,0864 \cdot 600}{170 - 144,09} = 2,0 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2).$$

Методика определения физических параметров пласта, разработанная Э. Б. Чекалюком, основана на обработке кривых изменения забойного давления и притока, которые записываются глубинными манометрами в процессе испытаний объектов при помощи испытателей пластов [73, 74].

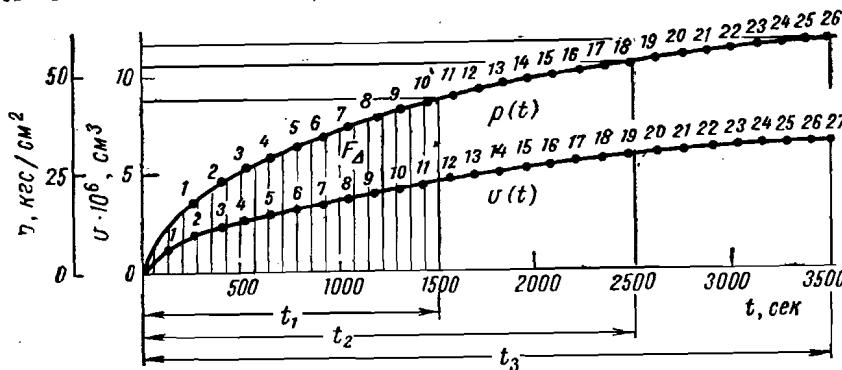


Рис. 126. Опытные кривые исследования скважины при помощи испытателя пластов.

Ниже приведена расчетная формула, используемая в данной методике (рис. 126):

$$\frac{n(t)\Delta p(t)}{\bar{Q}(t)} = \frac{\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{x}{r_{np}^2} + \ln t \right), \quad (37)$$

где $n(t) = 0,07 + 0,93 \frac{F_\Delta}{F_\square}$ — коэффициент; F_Δ — площадь на графике, ограниченная кривой $\Delta p(t)$ и ординатами t и $\Delta p(t)$; F_\square — площадь прямоугольника на графике, ограниченная координатами t и $\Delta p(t)$; $\Delta p(t)$ — значение депрессии в рассматриваемый момент времени; μ — вязкость пластовой жидкости; k — проницаемость пласта; h — мощность пласта; x — пьезопроводность пласта; r_{np} — приведенный радиус скважины.

В связи с тем что испытания объектов в открытом стволе ограничены во времени, забойное давление не успевает восстановиться до величины пластового давления. Поэтому в процессе таких испытаний необходимо определять не только параметр $x = \mu/4\pi kh$, но и пластовое давление $y = p_{pl}$.

Исходя из этого, выведена формула для расшифровки диаграмм глубинных манометров:

$$\frac{y - \bar{\Delta p}(t_n)}{\bar{Q}(t_n)} = x \left(\ln \frac{x}{r_{np}^2} + \ln t \right), \quad (38)$$

где $\bar{\Delta p}(t_n) = n(t) \Delta p(t)$ — усредненное значение депрессии; $\bar{Q}(t_n) = \frac{v(t)}{t}$ — средний дебит; $v(t)$ — объем жидкости, отобран-

ной из пласта за время испытания t_n ; n — порядковый индекс расчетных интервалов времени t_n .

Для любых двух интервалов времени n и m можно получить из формулы (38) уравнение прямой линии:

$$y = A_{m,n} - B_{m,n}x; \quad (39)$$

где

$$A_{m,n} = \frac{\bar{\Delta p}(t_n) \bar{Q}(t_m) - \bar{\Delta p}(t_m) \bar{Q}(t_n)}{\bar{Q}(t_m) - \bar{Q}(t_n)}, \quad (40)$$

$$B_{m,n} = \frac{\bar{Q}(t_n) \bar{Q}(t_m) \ln \frac{t_n}{t_m}}{\bar{Q}(t_m) - \bar{Q}(t_n)}. \quad (41)$$

Значения y и x могут быть определены из системы двух уравнений типа (39), для составления которых требуется по меньшей мере три интервала времени t_1 , t_2 , t_3 . Однако данные по трем интервалам дают три уравнения прямых с постоянными коэффициентами A_{12} , B_{12} , A_{23} , B_{23} , A_{31} , B_{31} . Теоретически все три прямые I, II и III должны пересекаться в одной точке, координаты которой определяют начальное пластовое давление и гидропроводность пласта (рис. 127). На практике из-за погрешностей при замерах, неоднородности пласта и т. д. прямые могут не пересекаться в одной точке. Тогда, если разброс точек пересечения прямых не велик, то с определенной степенью точности можно определять пластовое давление и гидропроводность на основе координат x_{cp} и y_{cp} центра круга, вписанного в треугольник, образуемый прямыми линиями.

Тогда

$$p_{pl} \approx y_{cp}; \quad \frac{kh}{\mu} = \frac{1}{4\pi x_{cp}}. \quad (42)$$

Ниже приведен пример расшифровки кривых изменения забойного давления и притока по указанной выше методике.

Пример 4. При испытании пласта при помощи испытателя УФНИИ были получены диаграммы забойного давления и притока, которые изображены на рис. 126. Были выбраны три интервала времени $t_1 = 1500$ сек, $t_2 = 2500$ сек и $t_3 = 3500$ сек и при помощи планиметра определены площади F_Δ и F_\square для указанных интервалов времени, а затем расчетным путем найдены все параметры (табл. 29).

Таблица 29

Интервал времени	$\frac{F_\Delta}{F_\square}$	Π	Δp , кгс/см²	$\bar{\Delta p}$, кгс/см²	\bar{Q} , см³/сек	$A_{m,n}$	$B_{m,n}$
$t_1 = 1500$ сек	0,669	0,691	44,7	30,9	3000	$A_{12} = 65,0$	$B_{12} = 5220$
$t_2 = 2500$ »	0,698	0,718	53,8	38,9	2320	$A_{23} = 66,2$	$B_{23} = 2910$
$t_3 = 3500$ »	0,739	0,756	59,0	44,5	1830	$A_{31} = 65,5$	$B_{31} = 3980$

По результатам замеров и расчета строят графика (рис. 128), из которого определяют коэффициенты $x_{cp} = 0,52$ и $y_{cp} = 67,8$. После этого по формулам

(42) легко определить значения пластового давления ($p_{\text{пл}} = 67,8 \text{ кгс}/\text{см}^2$) и гидропроводность пласта ($\frac{kh}{\mu} = 133 \text{ д}\cdot\text{см}/\text{сиз}$).

Методика СевКавНИИНефть (Н. Ф. Рязанцева) расшифровки кривой притока диаграммы глубинного манометра основана на следующей формуле:

$$p_{\text{пл}} - p_3 = \frac{q_0 \mu}{4 \pi k h} \Phi_0 e^{-\frac{t}{T}}, \quad (43)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; p_3 — забойное давление в период притока, изменяющееся во времени; q_0 — приведенный дебит; Φ_0 — коэффициент; T — время рассматриваемого открытого периода испытания; остальные обозначения те же, что и в предыдущих формулах.

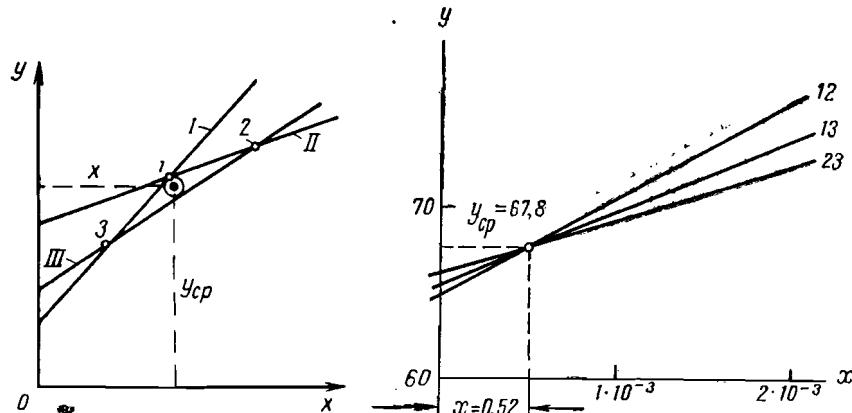


Рис. 127. Графическое определение физических параметров пласта по данным исследования при помощи испытателя пластов.

Приведенный дебит равен

$$q_0 = 1,583 \frac{v_0}{T}, \quad (44)$$

где v_0 — количество жидкости, отобранной за рассматриваемый открытый период испытания.

Коэффициент Φ_0 определяется по формуле

$$\Phi_0 = \ln \frac{4 \pi T}{r_c^2} - 0,5772, \quad (45)$$

где κ — пьезопроводность пласта, изменяющаяся в пределах от 10^3 до $10^4 \text{ см}^2/\text{сек}$; r_c — радиус скважины.

Расчеты по указанной методике проводят в рассмотренной ниже последовательности.

Кривую притока диаграммы глубинного манометра разбивают на несколько участков, соответствующих значениям времени t_1 , t_2 , $t_3 \dots t_n$ и замеряют забойные давления в данных точках кривой p_{31} , p_{32} , $p_{33} \dots p_{3n}$. После этого строят графическую зависимость в координатах p_3 , $e^{-\frac{t}{T}}$ и из графика определяют величины пластового давления $p_{\text{пл}}$ и уклона i . Зная радиус скважины и принимая приблизительно значение пьезопроводности, по формуле (45) определяют коэффициент Φ_0 . После этого по замерам узнают количество жидкости v_0 , отобранной за время притока T , и определяют по формуле (44) приведенный дебит. Затем расчетом определяют необходимые параметры испытываемого пласта. Например, гидропроводность находят по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{q_0 \Phi_0}{4 \pi i}. \quad (46)$$

Из этой формулы можно определить проницаемость (k) пласта. Ниже приведен краткий пример расчета проницаемости.

Пример 5. При испытании пласта мощностью 10 м в скважине, бурящейся долотами 190 мм ($r_c = 9,5$), была записана кривая притока и за время открытого периода испытания $T = 9,7$ мин (581 сек) было отобрано $v_0 = 7,656 \text{ м}^3$ ($76,56 \times 10^5 \text{ см}^3$) пластовой воды.

По данным кривой притока строят график в координатах p_3 , $e^{-\frac{t}{T}}$ и определяют величины пластового давления $p_{\text{пл}} = 302 \text{ кгс}/\text{см}^2$ и уклона $i = 28,75 \text{ кгс}/\text{см}^2$ за 1 цикл (графики не приводятся).

По формуле (44) определяют приведенный дебит:

$$q_0 = \frac{1,583 \cdot 76,56}{581} \cdot 10^5 = 20900 \text{ см}^3/\text{сек.}$$

По формуле (45) определяют коэффициент Φ_0 (при $a = 10^8 \text{ см}^2/\text{сек}$):

$$\Phi_0 = \ln \frac{4 \cdot 581}{90,25} \cdot 10^8 - 0,5772 = 10,73.$$

Тогда по формуле (46)

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{20900 \cdot 10,73}{4 \cdot 3,14 \cdot 28,75} = 621 \text{ (д}\cdot\text{см})/\text{сиз}$$

или для пласта мощностью $h = 10 \text{ м}$ проницаемость равна

$$k = \frac{621 \cdot 1,0}{1000} = 621 \text{ мд.}$$

Если в течение испытаний было несколько закрытых и открытых периодов и записано несколько кривых восстановления давления и притока, то расчет проводят по всем кривым притока, определяя значения $p_{\text{пл}}$, i , Φ_0 , q_0 , а затем определяют среднее значение гидропроводности:

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{ср}} = \frac{q_0 \Phi_0 \text{ср}}{4 \pi i_{\text{ср}}}.$$

Расчеты параметров пласта по результатам поинтервального испытания объектов

В процессе испытания всего вскрытого интервала при помощи испытателя пластов с опорой на забой приток жидкости в скважину может быть представлен плоскорадиальным потоком (рис. 129, а); рассмотренные выше методики расшифровки диаграмм глубинных манометров применимы к такому виду притока.

При поинтервальном испытании без опоры на забой в случае, когда испытывают весь вскрытый продуктивный горизонт, расшифровку диаграмм можно проводить так же, как и при обычных испытаниях. Если же необходимо определить физические параметры небольшого участка пласта, когда возникает объемная фильтрация пластовой жидкости (рис. 129, б), то в аналитические зависимости следует внести изменения.

Ниже излагается вывод некоторых зависимостей, характеризующих приток жидкости в скважину при выборочном испытании отдельных интервалов продуктивного коллектора по данным об изменении во времени давления и дебита, которые могут быть получены с помощью испытателей пластов (в частности, испытателя пластов конструкции ВНИИБТ). Установленные зависимости позволяют использовать результаты испытания пласта для определения таких важнейших его параметров, как пластовое давление, проницаемость и коэффициент пьезопроводности.

Для решения поставленной задачи и получения расчетных формул в удобном для практического применения виде принят ряд условий, допущений и упрощений, сущность которых состоит в следующем.

1. В качестве рабочей гипотезы используют прием, заключающийся в замене притока пластовой жидкости к реальному цилиндрическому стволу скважины в интервале испытания эквивалентным притоком к фиктивной сферической полости (на расстояниях от скважины порядка 2—3 высот интервала испытания), учитывая таким путем объемный характер фильтрации.

2. Принимают, что высота интервала испытания мала по сравнению с мощностью вскрытого пласта.

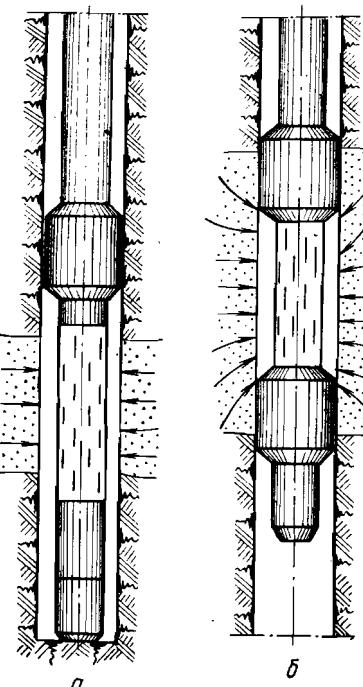


Рис. 129. Схемы притока пластовой жидкости к скважине.
а — при плоскорадиальном потоке;
б — при объемной фильтрации.

3. Предполагается, что распределение давления в пласте удовлетворяет известному [75] основному уравнению нестационарного притока в бесконечном пласте, записанному в следующем виде (при соблюдении всех условий, удовлетворяющих этому уравнению):

$$\frac{\partial p}{\partial r} - \kappa \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0, \quad (47)$$

где p — давление; r — радиус-вектор сферы; κ — коэффициент пьезопроводности.

4. До начала отбора жидкости из пласта, т. е. при времени отбора жидкости t , равном нулю, давление в пласте считают постоянным, на основании чего оно может быть принято за начало отсчета давлений при последующем измерении: $p = 0$ при $t = 0$.

Применив к уравнению (47) преобразование Лапласа и полагая¹

$$p(\sigma, r) = \int_0^\infty p(r, t) e^{-\sigma t} dt, \quad (48)$$

уравнение (47) можно представить в следующем виде:

$$\sigma p - \frac{\kappa}{r^2} \frac{d}{dr} \left(r^2 \frac{dp}{dr} \right) = 0. \quad (49)$$

Изняв граничные условия $p \rightarrow 0$ при $r \rightarrow 0$ и $p = p_1(t)$ при $r = R$, получаем следующие решения уравнения (49):

$$p = \frac{A}{r} \exp \left(-\sqrt{\frac{\sigma}{\kappa}} r \right); \quad (50)$$

$$p = p_1(\sigma) \frac{R}{r} \exp \left[-\sqrt{\frac{\sigma}{\kappa}} (r - R) \right], \quad (51)$$

где

$$p_1(\sigma) = \int_0^\infty p_1(t) e^{-\sigma t} dt.$$

Преобразование Лапласа $Q(\sigma)$ для дебита может быть представлено в следующем виде:

$$Q(\sigma) = -4\pi R^2 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \Big|_{r=R} = \frac{4\pi k R^2}{\mu} p_1(\sigma) \left(\frac{1}{R} + \sqrt{\frac{\sigma}{\kappa}} \right). \quad (52)$$

Разделив выражение (52) на $p_1(\sigma)$ и обозначив $[\psi](\sigma) = \frac{Q(\sigma)}{p_1(\sigma)}$, можно записать:

$$\psi(\sigma) = \frac{4\pi k R^2}{\mu} \left(\frac{1}{R} + \sqrt{\frac{\sigma}{\kappa}} \right). \quad (53)$$

¹ Приближенное решение интеграла (48) осуществляется в соответствии с [7] и [8].

Как указывалось выше, истинная форма полости, в которую проходит приток жидкости в процессе испытания, представляет не сферу, а цилиндр радиусом a и высотой h . Поэтому для использования формулы (53) необходимо определить радиус сферической полости, эквивалентной данному цилиндру. При этом под эквивалентностью понимается тождественность распределения давления на достаточно большом расстоянии от этой сферы с распределением давления вокруг цилиндра (при одинаковом изменении давления внутри сферы и цилиндра). На основании [7] можно утверждать, что для этого достаточно найти сферу, эквивалентную цилиндру в случае стационарного притока, т. е. решить соответствующую задачу по отысканию распределения давления в неограниченной пористой среде вокруг бесконечного цилиндра при заданных граничных условиях на его стенке: $p = p_1(t)$ при $z < h$ и $\partial p / \partial \rho = 0$ при $z > h$ (z — текущее значение высоты h , ρ — радиус-вектор цилиндра). В то же время распределение давления должно удовлетворять уравнению Лапласа:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial z^2} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial \rho} \left(\rho \frac{\partial p}{\partial \rho} \right) = 0. \quad (54)$$

Точное решение поставленной задачи очень сложно при смешанных граничных условиях. Поэтому ограничимся приближенным решением, применив принципы, использованные И. А. Чарным [72] для решения задач о притоке к несовершенной скважине. Предположим, что задано не давление на стенки скважины, а равномерно распределенный по мощности дебит. Такая задача легко может быть решена и найдено соответствующее распределение давления на стенки скважины по мощности. Далее найдем распределение среднего давления по мощности испытываемой части пласта. Связь среднего давления с дебитом должна мало отличаться от связи давления с дебитом при точном решении задачи и эту связь можно использовать для определения радиуса эквивалентной сферы.

Для решения описанной упрощенной задачи используем косинус-преобразование Фурье по z , т. е. положим

$$\bar{p}(u, \rho) = \int_0^\infty p(r, z) \cos uz dz. \quad (55)$$

Тогда уравнение (54) перейдет в следующее:

$$-u^2 \bar{p} + \frac{1}{\rho} \frac{d}{d\rho} \left(\rho \frac{d\bar{p}}{d\rho} \right) = 0. \quad (56)$$

Общее решение этого уравнения имеет вид

$$\bar{p} = A I_0(u\rho) + B K_0(u\rho), \quad (57)$$

где I_0 и K_0 — функции Бесселя от мнимого аргумента.

Решение уравнения (57), обращающееся в нуль при $\rho \rightarrow \infty$, записывается в виде

$$\bar{p} = B K_0(u\rho). \quad (58)$$

Решения уравнения (57), соответствующие граничным условиям, при $\rho = a$ следующие:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial \rho} &= 0 \quad (z > h); \\ \frac{\partial p}{\partial \rho} &= -\frac{q\mu}{4\pi kha} \quad (z < h), \end{aligned} \quad (59)$$

откуда для \bar{p} получаем

$$\frac{\partial p}{\partial \rho} \Big|_{\rho=a} = -\frac{q\mu}{4\pi kha} \frac{\sin(uh)}{u}. \quad (60)$$

Из зависимостей (58) и (60) определяем

$$B = \frac{q\mu}{4\pi kha} \frac{\sin(uh)}{u^2 K_1(uu)}. \quad (61)$$

Тогда

$$\bar{p} = \frac{q\mu}{4\pi kha} \frac{K_0(uu)}{K_1(uu)} \frac{\sin(uh)}{u^2}. \quad (62)$$

Преобразование Фурье от давления на стенке полости имеет вид

$$\bar{p} = \frac{q\mu}{4\pi kh} \frac{K_0(uu)}{K_1(uu)} \frac{\sin(uh)}{u^2}. \quad (63)$$

Используя формулу обращения преобразования Фурье, получим

$$\begin{aligned} p(a, z) &= \frac{q\mu}{4\pi kha} \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \frac{K_0(uu)}{K_1(uu)} \frac{\sin(uh)}{u^2} \cos uz dz = \\ &= \frac{q\mu}{2\pi^2 kha} \int_0^\infty \frac{K_0(uu)}{K_1(uu)} \frac{\sin(uh)}{u^2} \cos uz dz. \end{aligned} \quad (64)$$

Осредняя по z от 0 до h , т. е. полагая

$$\langle p \rangle = \frac{1}{h} \int_0^h p(a, z) dz, \quad (65)$$

получим, меняя порядок интегрирования и вычисляя интеграл:

$$\langle p \rangle = \frac{q\mu}{2\pi^2 kh^2} \Phi \left(\frac{h}{a} \right), \quad (66)$$

где

$$\Psi\left(\frac{h}{a}\right) = \int_0^{\infty} \frac{\sin^2\left(\frac{\lambda h}{a}\right) K_0(\lambda)}{\lambda^3 K_1(\lambda)} d\lambda.$$

В то же время для сферической полости согласно [33] имеем связь:

$$\langle p \rangle = \frac{q\mu}{4\pi kR}. \quad (67)$$

Сравнивая выражения (66) и (67), находим искомую зависимость радиуса сферы R от радиуса a цилиндра и его высоты h , представленную следующей формулой:

$$R = \frac{\pi h^2}{a\Phi\left(\frac{h}{a}\right)}. \quad (68)$$

Формула (52) позволяет определить параметры пласта по методу [8], заключающемуся в том, что на основании полученных при испытании пласта данных об изменении во времени давления и дебита, т. е. по кривым $p_1(t)$ и $q(t)$, строятся графики и анализируются преобразования этих зависимостей по Лапласу $Q(\tau)$ и $p_1(\tau)$, где $\tau = 1/\sigma$.

График расчетной зависимости $\Psi(\tau)$ строят в координатах $\Psi - \sqrt{\frac{1}{\tau}}$. В соответствии с формулой (53) эта зависимость представляет прямую линию вида $\Psi = A + B\sqrt{\frac{1}{\tau}}$, причем коэффициенты A и B соответственно равны:

$$A = \frac{4\pi kR}{\mu}; \quad B = \frac{4\pi kR^2}{\mu V_k}. \quad (69)$$

Выразив радиус R сферы через радиус a скважины и высоту h интервала испытания пласта по формуле (68), а также зная вязкость μ пластовой жидкости (по результатам анализа пластовой пробы) и определив по графику зависимости $\Psi(\tau)$, коэффициенты A и B , находим коэффициенты проницаемости k и пьезопроводности χ , используя формулы (69).

Интерпретация диаграмм глубинных манометров

Аналитическая и графическая интерпретация данных, полученных в результате испытания продуктивного горизонта, позволяет установить:

- 1) характер насыщения пласта, а также положение водо-нефтяного и газо-жидкостного контактов;
- 2) соотношение давление — объем — температура, так как при испытании вскрытого продуктивного горизонта проба отбирается

при постоянном пластовом давлении и постоянной забойной температуре;

3) гидростатическое давление, определение которого имеет особенно большое значение при испытании разведочных скважин, так как, установив максимальное пластовое давление и зная гидростатическое давление, можно легко определить режим работы, предупреждающий выбросы;

4) скорость поступления жидкости в течение всего периода нахождения испытателя пластов в открытом состоянии (определяется по объему жидкости и времени испытания; если скважина фонтанирует, то скорость поступления можно определить на поверхности);

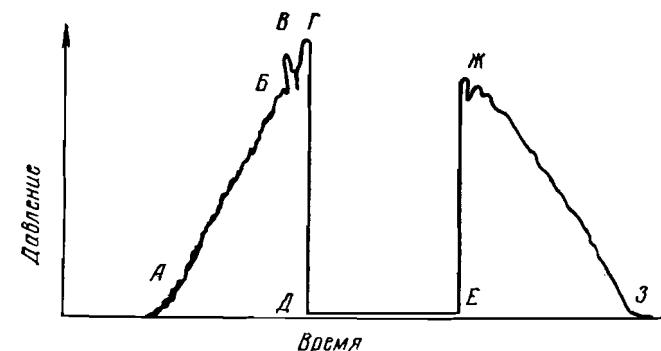


Рис. 130. Диаграмма испытания пласта (время открытого периода 30 мин; время закрытого периода 15 мин).

5) динамические свойства пласта, а также гидродинамическое и статическое давление;

6) породы, предрасположенные к поглощению; часто испытание проводится после восстановления давления, в результате чего во время отбора пробы в испытатель поступает большой объем промывочной жидкости;

7) наличие на стенах скважины глинистой корки или обваливающейся породы.

Определение забойного давления имеет настолько большое значение для нахождения некоторых характеристик пласта, что передко основная задача испытания состоит в установлении точной его величины, что особенно важно при небольшом притоке жидкости.

Диаграммы, записанные глубинными манометрами, в зависимости от параметров испытываемого пласта имеют различную форму.

В качестве примера рассмотрим диаграмму испытания пласта, сложенного рыхлым песком (рис. 130). Отрезок кривой от оси абсцисс до точки Γ соответствует спуску инструмента в скважину. Как видно, толщина кривой в этом интервале несколько больше, чем в остальной ее части. Это утолщение объясняется колебаниями регистрирующего инструмента во время частичного подъема бурильных или насосно-компрессорных труб при установке их на

элеватор: на диаграмме отражается каждый толчок при спуске или резком изменении скорости движения инструмента в скважине. В интервале AB устойчивость линии сильно нарушена, что указывает на затруднения при прохождении испытателем этого интервала скважины. Точка B указывает на то, что пластовое давление сохраняется почти постоянным, хотя клапан испытателя открыт. В точке G давление становится высоким вследствие сжимающего действия веса колонны труб на пакерующие элементы до контакта со стенками скважины.

После установки пакера и открытия главного клапана испытателя порода под пакерующим элементом находится под атмосферным давлением. Так как в рассматриваемом примере не применялась водяная или воздушная подушка, то давление резко упало (точка *D*). Это давление получило название динамического.

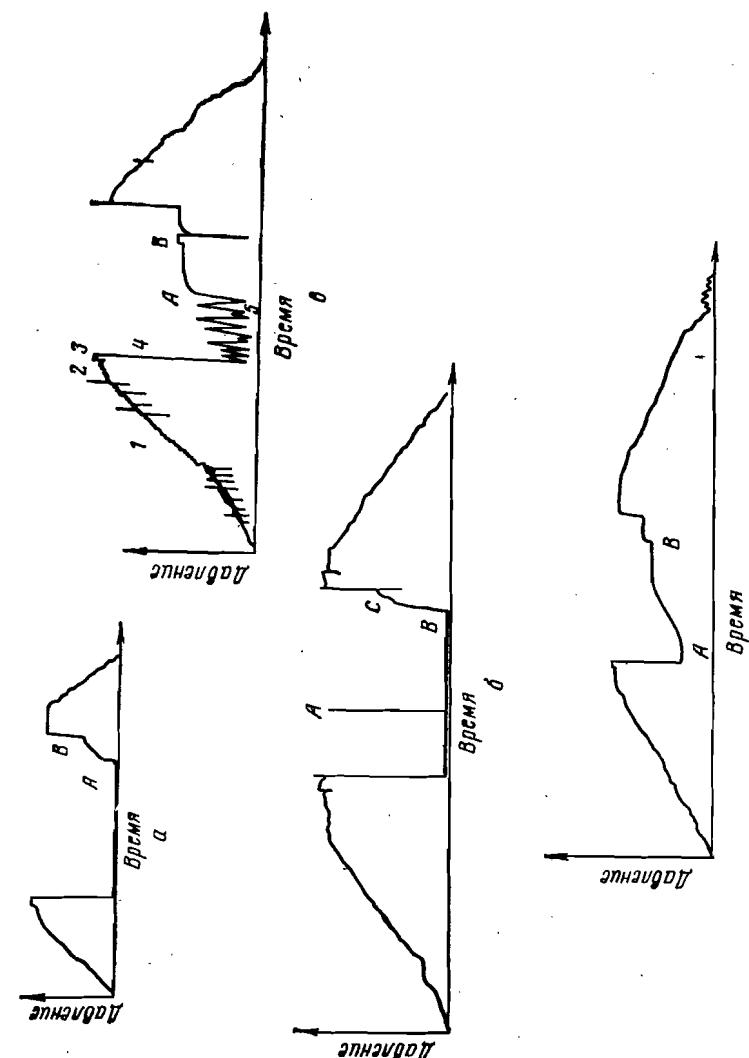
В течение 30 мин клапан испытателя оставался открытим ($D - E$), при этом давление не изменялось. Это означает, что в течение всего периода, когда клапан испытателя пластов оставался открытым, жидкость не поступала. Поскольку испытываемый горизонт находился под воздействием только атмосферного давления, необходимо сделать вывод об очень низкой проницаемости пласта. Это подтверждается и тем, что, несмотря на закрытие главного клапана испытателя, в течение 15 мин никаких изменений давления не наблюдалось. Затем (точка E) испытатель пластов был снят, давление над и под пакерующим элементом выравнилось (точка J), испытатель пластов был извлечен из скважины (точка Z), однако тех трудностей, которые были при спуске инструмента, при подъеме отмечено не было.

На рис. 131, а показана диаграмма для практически не проницаемых пластов; на ней не отражено увеличение давления за время открытого периода. Однако в течение закрытого периода, продолжавшегося 15 мин, было зафиксировано некоторое повышение давления (см. отрезок *AB*). Такая диаграмма характерна для случаев, когда испытание проводится в известняках или очень плотных песках, и при открытом клапане испытателя из пласта поступает не пластовая жидкость, а только промывочная с очень небольшим содержанием нефти и газа. Это объясняется частично расширением газа и воздуха в буровом растворе при забойной температуре, а частично расширением непосредственно пластовой жидкости.

Диаграмма, показанная на рис. 131, б, относится к испытанию пласта с очень низкой проницаемостью.

После открытия главного клапана испытателя на устье скважины было отмечено слабое повышение давления, которое очень скоро прекратилось. Тогда A соответствует увеличению давления на пласт, после чего испытатель пластов был снова открыт, и давление снизилось до гидростатического, обусловленного ограниченным количеством жидкости, ранее поступившей в испытатель. На этой диаграмме особый интерес представляет кривая восстановления давления в последние 15 мин испытания. В конце этого периода

Рис. 131. Диаграммы, полученные при различ-
ных условиях испытаний.



давление не было выравнено (*BC*), что является доказательством очень низкой проницаемости пласта.

Из диаграммы (рис. 131, *в*) видно, что во время испытаний произошла закупорка перфорированных отверстий. В самом начале

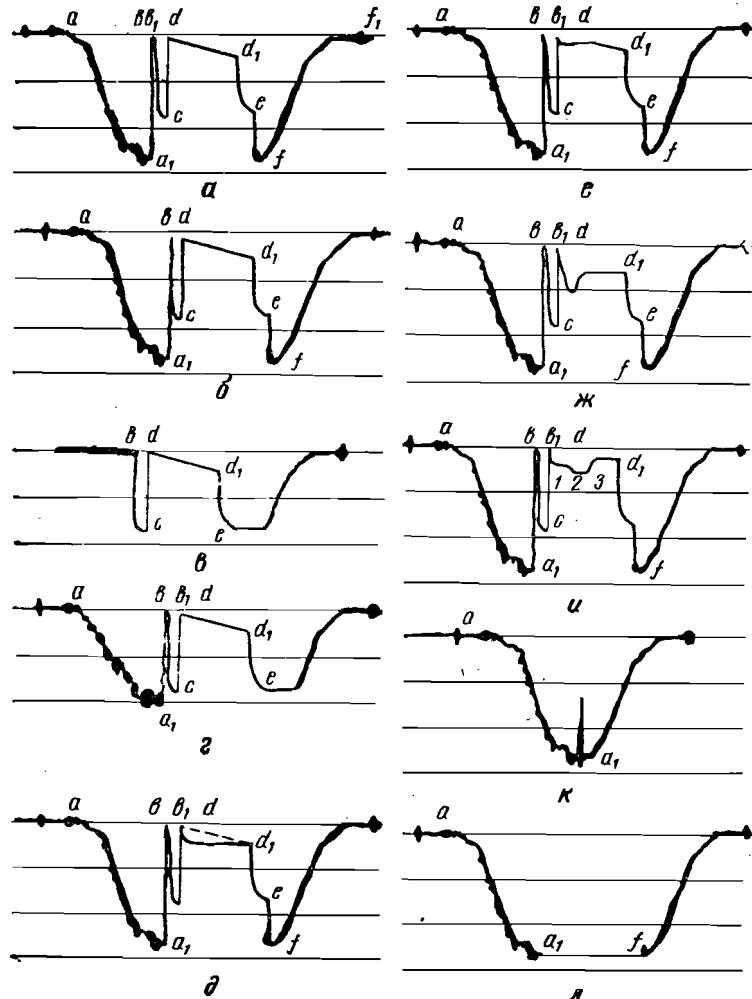
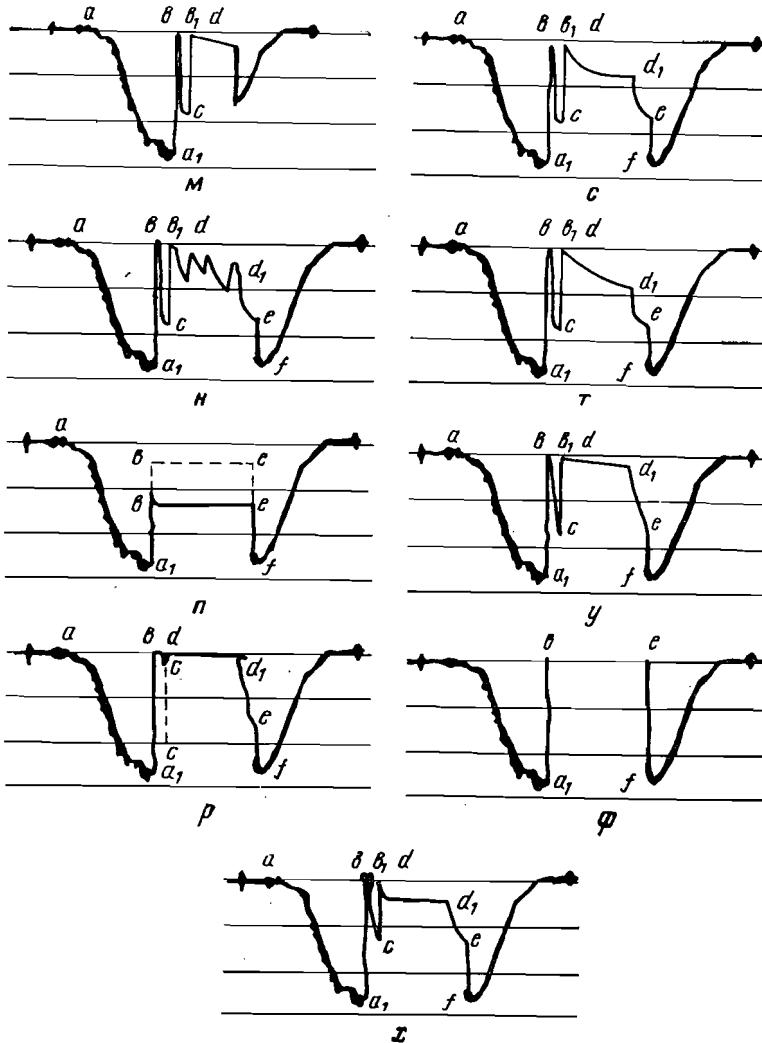


Рис. 132. Типичные диаграммы глубинных

спуска инструмента в скважину возникли затруднения, обусловленные низким качеством бурового раствора: частицы породы, глинистой корки и вязкого раствора скопились на стенах скважины и в отдельных интервалах. По мере повышения давления вязкий материал прорывается через отверстия фильтра, а при следующей за-

купорке давление снова поднимается. Это повторяется до точки *A*. От точки *A* до дочки *B* инструмент был закупорен.

На рис. 131, *г* показана диаграмма, соответствующая режиму фонтанирования. Спущененный в скважину испытатель пластов наход-



манометров испытателей пластов.

дился в открытом положении в течение 90 мин. Кривая от *A* до *B* соответствует восстановлению давления при движении жидкости и стабилизации давления в последний период испытания. Высокое начальное давление свидетельствует о хорошей пористости, а быстрое возрастание давления указывает на хорошую проницаемость.

На основании анализа полученных диаграмм давления можно правильно оценить результаты испытаний испытателем пластов, спущенным на бурильных или насосно-компрессорных трубах.

Так, несмотря на сильный приток, пласт может оказаться непродуктивным и, наоборот, даже если не было получено притока, и пласт казался «сухим», то на основании диаграммы можно установить продуктивность пласта. Поэтому только правильная интерпретация полученной диаграммы давления может дать неискаженные данные испытания.

Следует учитывать, что для оценки полученных результатов, помимо прочих сведений, необходимо хорошо знать применяемый испытатель, а также технологию процесса испытания. Понятно, что полученная в процессе испытания диаграмма не является универсальным средством для определения характеристики испытуемого пласта. Не существует также какого-либо абсолютного значения гидродинамического давления, которое позволяло бы сразу определять промышленное значение испытываемого объекта. Однако это давление служит важным критерием в оценке исследуемого интервала, поэтому рекомендуется иметь записи по меньшей мере для двух-трех открытых и закрытых периодов испытания.

Часто по характеру диаграмм, записанных глубинными регистрирующими манометрами, можно определить, как протекал процесс испытания, выявить неполадки в работе забойного инструмента и т. д.

На рис. 132 приведены наиболее типичные диаграммы глубинных манометров, записанные в различных условиях.

На диаграмме (рис. 132, а) отрезок кривой $a - a_1$ соответствует спуску испытателя в скважину. Клапан испытателя закрыт, и буровой раствор проходит через перфорированный якорь, пакер и уравнительный клапан. После установки пакера (точка a_1) уравнительный клапан закрывается, клапан испытателя открывается и устанавливается сообщение между пространством под пакером и бурильными трубами. Постоянство уровня бурового раствора в затрубном пространстве свидетельствует о герметичности пакера. Запорный клапан, который во время спуска испытателя был открыт, закрывается (точка b), и после кратковременного измерения начального давления открытого периода (отрезок $b - b_1$) измеряется начальное давление закрытого периода (отрезок $b_1 - c$).

С открытием запорного клапана (точка c) начинается собственно период притока (отрезок $d - d_1$). После вторичного закрытия (точка d_1) начинается восстановление конечного давления закрытого периода (отрезок $d_1 - e$). После восстановления давления оно выравнивается над пакером и под пакером с помощью уравнительного клапана (отрезок $e - f$), и испытатель извлекается на поверхность (отрезок $f - f_1$).

Если вместо двухпозиционного запорного клапана в компоновке испытательного инструмента используют дисковый клапан или простой запорный клапан и воздушную камеру, то при нормальном испытании получается кривая, на которой отсутствует отрезок

$b - b_1$ (рис. 132, б). Манометр, установленный в воздушной камере, зашептает кривую, показанную на рис. 132, в. На рис. 132, г отрезок $a - a_1$ несколько смешен в направлении действия давления на величину, соответствующую давлению водяной подушки.

При прохождении пластовой жидкости через испытатель разливают «критический» и «некритический» потоки. Критическим называют поток, при котором давление перед забойным штуцером в испытателе пластов по меньшей мере вдвое больше, чем противодавление, обусловленное верхним штуцером и столбом промывочной жидкости. На рис. 132, д линия $d - d_1$ показывает, что давление после непродолжительного времени притока остается постоянным, таким образом, на давление перед забойным штуцером не влияет столб промывочной жидкости. Прерывистая же линия $d - d_1$ соответствует «некритическому» потоку.

От начала до конца периода притока давление вследствие увеличения столба жидкости возрастает. Кривая на рис. 132, е показывает, что поток будет «критическим» до тех пор, пока противодавление вследствие возрастания столба жидкости в трубах будет составлять больше 50% давления перед штуцером, после чего поток становится «некритическим». При испытании нефонтанирующего нефтеносного или газоносного пластов и наличии водяной подушки давление жидкости возрастает, а затем по мере ее вытеснения оно падает до постоянного значения. На рис. 132, ж показана кривая такого испытания при наличии водяной подушки.

На рис. 132, и дана кривая, характерная для испытания на приток при использовании штуцеров различного диаметра, а на рис. 132, к — кривая неудачного испытания вследствие негерметичности пакера, что можно сразу определить по понижению гидростатического давления в затрубном пространстве. Если клапан испытателя после его установки не открывается, это значит, что пространство под пакером заполнено промывочной жидкостью, и тогда диаграмма отражает только давление столба этой жидкости (рис. 132, л).

Диаграмма на рис. 132, м соответствует испытанию, при котором во время притока жидкости из пласта вышел из строя часовой механизм регистрирующего манометра. В данном случае для оценки пласта следует использовать диаграмму, записанную вторым манометром, установленным в испытателе.

Самым узким отверстием в испытателе обычно является отверстие штуцера или самого клапана испытателя. Именно эти отверстия закупориваются частицами глинистой корки, загустевшим буровым раствором или частицами породы. Такой случай представлен на рис. 132, н. При закупорке отверстий якоря кривая на диаграмме отклоняется (рис. 132, н).

Если испытание проводят при наличии воздушной камеры, то ее объем должен быть измерен. На рис. 132, р дана кривая изменения давления, соответствующая слишком маленькой или слишком большой воздушной камере.

На рис. 132, *s* показана диаграмма, свидетельствующая о хорошей проницаемости пласта. Испытание проводилось при наличии забойного штуцера. На рис. 132, *t* дана кривая, полученная при таком же испытании, но без забойного штуцера. Отрезок $d - d_1$ соответствует «некритическому» потоку.

Кривая, показанная на рис. 132, *y*, типична для пласта с низкой проницаемостью. Кривая притока при медленно нарастающем и неполнотью восстановившемся давлении закрытого периода свидетельствует о незначительном притоке. На рис. 132, *f* показана диаграмма, полученная при испытании «сухого» пласта. Медленное и неполное восстановление давления закрытого периода (рис. 132, *x*), а также некритический характер потока могут быть обусловлены снижением проницаемости призабойной зоны.

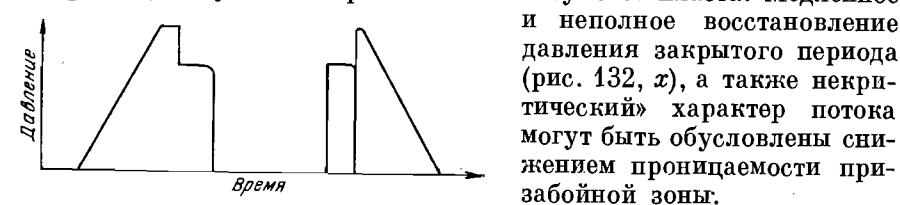


Рис. 133. Диаграмма испытания при наличии больших дефектов.

условии, что отрицательное влияние промывочной жидкости на призабойную зону сведено к минимуму и что метод вскрытия подобран с учетом характеристик пород призабойной зоны. На рис. 133 показана диаграмма, полученная при большом числе нарушений или снижении проницаемости призабойной зоны скважины. Как видно, отдача пласта в течение открытого периода была незначительной. Когда конечное статическое давление было снято при перекрытой скважине, то давление быстро возрастало и достигало уровня первоначального. Это признак того, что призабойная зона пласта сильно загрязнена и только небольшое количество пластовой жидкости достигало ствола скважины.

Определение свободного дебита

При расшифровке диаграмм глубинных манометров необходимо определять среднее значение дебита за время испытания. Поэтому в процессе испытания пластов проводят замеры количества пластовой жидкости, отобранной за время притока. При отборе небольших количеств пластовой жидкости ее объем замеряют при помощи мерной емкости, а при значительном заполнении бурильных труб пластовой жидкостью определяют глубину расположения уровня в трубах и, зная их объем, подсчитывают количество жидкости, отобранной в процессе испытания. Выполнение этой операции связано с определенными трудностями, так как жидкость из пласта поступает в испытательный инструмент вместе с фильтратом и буровым раствором, находящимися в подпакерном пространстве скважины.

Кроме того, во многих случаях для ограничения начальной депрессии на пласт перед испытанием частично заполняют буриль-

ные трубы жидкостью (создают жидкостную подушку). Содержание газа в жидкости также отрицательно влияет на результаты замеров, поскольку трудно точно определить высоту столба жидкости в колонне бурильных и насосно-компрессорных труб при наличии в ней газа. Определяя количество отобранной жидкости, необходимо учитывать влияние снижения давления в подпакерной зоне на объем заполняющего ее бурового раствора.

Практически объем отобранной пластовой жидкости за время испытания определяют следующим образом.

Проводят замер уровня жидкости в трубах до открытия приемного клапана испытателя пластов и находят высоту столба жидкости, предназначающейся для создания противодавления на пласт. После этого определяют объем подпакерного пространства, заполненного буровым раствором. Вторично замеряют уровень жидкости в колонне труб в конце испытания (или при подъеме инструмента на поверхность). По разности двух замеров уровней (в начале и в конце испытания) определяют прирост столба жидкости в трубах за время испытаний и ее объем.

Однако вместе с пластовой жидкостью из подпакерного пространства скважины в бурильные трубы поступает и буровой раствор, причем при больших депрессиях на пласт ($200-300 \text{ кгс}/\text{см}^2$) из-за резкого снижения давления в подпакерной зоне в начале испытания объем раствора увеличивается на 5–10% от его объема при гидростатическом давлении.

Таким образом, если из объема жидкости, заполняющей колонну бурильных или насосно-компрессорных труб, вычесть общий объем бурового раствора, находившегося в подпакерном пространстве скважины и в трубах (до открытия приемного клапана), то можно определить истинный объем жидкости, извлеченной из испытываемого пласта.

Средний дебит за время испытания определяют также при расшифровке кривой притока диаграммы давления, записанной манометром, установленным в бурильных трубах над запорно-поворотным клапаном испытателя пластов. В этом случае определяют давление в трубах в начале открытого периода испытаний (в начале притока) и в конце его. Разность этих давлений равняется давлению столба жидкости, отобранной за время притока.

Зная объем труб, плотность отобранной жидкости и продолжительность притока, можно определить средний дебит при испытании.

Анализ отобранных проб

В комплекс вопросов, решаемых в процессе испытания объекта, входит определение характера насыщения пласта, т. е. определение свойств пластовой жидкости (газа). С этой целью при испытании отбирают представительные пробы жидкости, поступившей в испытатель пластов и в бурильные трубы, и подвергают их всестороннему анализу в лабораторных условиях.

Для расшифровки диаграмм глубинных манометров и определения таких физических параметров пласта, как коэффициенты проницаемости, пьезопроводности и др., необходимо замерять в отобранных пробах процентное соотношение бурового раствора, его фильтрата, пластовой воды и нефти.

Иногда в конструкции испытателей, как было рассмотрено выше, предусмотрены специальные камеры или баллоны для отбора очищенной от фильтрата и бурового раствора представительной пробы пластовой жидкости. После подъема испытателя пластов на поверхность содержание таких камер в специальных контейнерах направляют в лабораторию для глубокого анализа (химического, спектрального и др.).

Результаты анализов позволяют уточнять расшифровку диаграмм давления глубинных манометров и вносить корректировки в параметры пластов, определенные расчетным путем.

2. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРОБОВАНИЯ ПЛАСТОВ ПРИ ПОМОЩИ ОПРОБОВАТЕЛЕЙ, СПУСКАЕМЫХ В СКВАЖИНУ НА КАБЕЛЕ-КАНАТЕ

Как отмечалось выше, при опробовании пластов с помощью опробователей, спускаемых на кабеле-канате, пробы пластовой жидкости отбирают в рабочие емкости ограниченного объема. В

процессе притока жидкости манометр, установленный внутри опробователя, записывает диаграмму возрастаания давления.

На рис. 134 представлена диаграмма, записанная глубинным манометром при опробовании пласта в разведочной скважине Южной Луизианы на глубине 3300 мм при помощи опробователя, спускаемого в скважину на кабеле-канате. Кроме того, для контроля отдельных операций применялся электрический индикатор. Данную диаграмму давления можно считать типичной для удачно проведенного опробования.

При спуске и установке опробователя в скважине давление внутри него остается неизменным, либо незначительно возрастает вследствие увеличения температуры окружающей среды (участок диаграммы 1). После прижатия уплотнительного башмака к стенке скважины, что соответствует точкам *a* и *b* на кривой, записанной индикатором, взрывают кумулятивный заряд (точка *c*), и через образовавшееся отверстие (или два отверстия, если сделано два выстрела) жидкость из пласта поступает в опробователь.

На диаграмме давления фиксируется резкое увеличение давления (прямая 2). Участок 3 диаграммы давления соответствует пер-

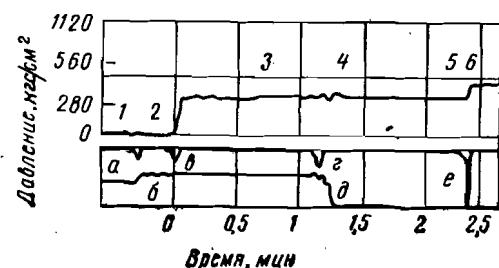


Рис. 134. Диаграмма глубинного манометра опробователей пластов.

оду отбора жидкости из пласта до полного заполнения опробователя; в рассматриваемом примере это давление (динамическое) равно 320 кгс/см². После заполнения опробователя и отсечения пробы манометр фиксирует статическое пластовое давление при изолированном пласте (прямая 4, соответствующая 350 кгс/см²). Операции, связанные с закрытием клапана и возвратом прижимной системы в транспортное положение, соответствуют точки *g* и *d*.

Для освобождения уплотнительного башмака взрывают кумулятивный заряд (точка *e*), и опробователь возвращается в транспортное положение. Переводник, в котором размещается манометр, сообщается со скважиной, и на диаграмме фиксируется рост давления (участок 5) до величины гидростатического давления столба жидкости, заполняющей скважину (участок 6, соответствующий 505 кгс/см²).

В результате указанных операций в рабочей емкости опробователя было поднято на поверхность 1,5 л нефти, 110 л газа, 2 л фильтрата бурового раствора и 0,05 л песка. Газовый фактор равен 73 м³/м³. По данным предварительного опробования были сделаны выводы о целесообразности более глубокого испытания пласта. Интересно отметить, что при дальнейшем промышленном опробовании из пласта мощностью 1,8 м было извлечено 38,8 м³ чистой нефти плотностью 0,885 г/см³.

Опыт применения опробователей, спускаемых в скважину на кабеле-канате, позволил систематизировать диаграммы давления, записываемые регистрирующими манометрами, и выявить наиболее типичные из них, соответствующие определенным условиям опробования (рис. 135).

Диаграмма, изображенная на рис. 135, *a*, соответствует опробованию пласта с хорошей проницаемостью. Четко выявлены все участки диаграммы. Диаграмма рис. 135, *b* соответствует опробованию пласта с небольшой проницаемостью. Давление, зарегистрированное манометром в период отбора, значительно меньше, чем в предыдущий более длительный период отбора.

Диаграмма рис. 135, *c* соответствует опробованию пласта с очень низкой проницаемостью. Фактически рост давления был зафиксирован только после закрытия клапана. По данной диаграмме можно определить только величину пластового давления.

Диаграмма (рис. 135, *g*) соответствует опробованию практически непроницаемого пласта. В момент выстрела и сообщения с пластом в начале опробования, а также после закрытия клапана в конце опробования никаких изменений давления не зафиксировано, что свидетельствует о полном отсутствии притока. Резкое увеличение давления записано лишь после освобождения уплотнительного башмака, когда манометр регистрирует величину гидростатического давления в скважине.

Рассмотренные диаграммы давления были записаны манометрами при удовлетворительной работе опробователя. Их отличие обусловлено различными характеристиками испытываемых объектов.

Однако в процессе применения опробователей не всегда возможно получить четкую диаграмму давлений вследствие неудовлетворительной работы отдельных узлов опробователя (рис. 136).

Диаграмма рис. 136, а соответствует опробованию, при котором не была обеспечена достаточная герметизация испытываемого участка пласта, в результате чего после прострела отверстия в опробователь проникла промывочная жидкость, и манометр записал резкий подъем давления до гидростатического.

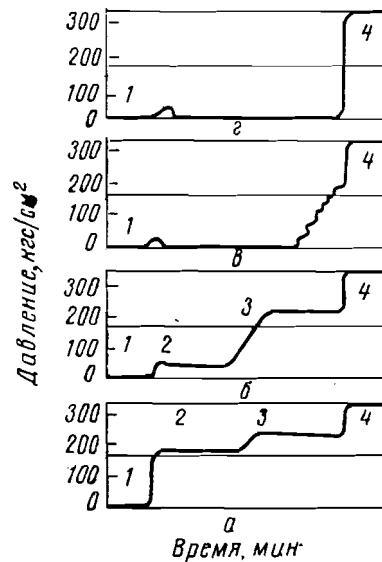


Рис. 135. Типичные диаграммы глубинных манометров опробователей пластов.

1 — начало опробования; 2 — отбор жидкости из пласта; 3 — пластовое давление; 4 — давление столба жидкости, заполняющей скважину.

Диаграмма рис. 136, б показывает, что в период притока пластовой жидкости произошел прорыв промывочной жидкости, который мог быть вызван недостаточным прижатием уплотнительного башмака или наличием значительных трещин в стенке скважины.

Диаграмма рис. 136, в соответствует опробованию в процессе притока, при котором произошло сначала частичное засорение проводящей трубы (участок кривой 1), а затем полное ее закрытие (кривая 2), после чего манометр был изолирован от пласта и скважины.

Диаграмма рис. 136, г соответствует опробованию пласта, насыщенного вязкой нефтью, поэтому она характеризуется продолжительным периодом притока и сравнительно низким давлением в процессе притока.

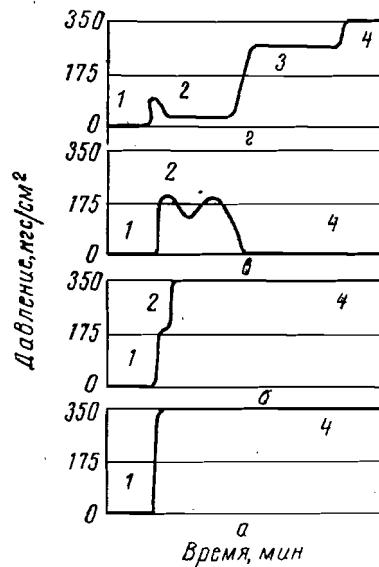


Рис. 136. Типичные диаграммы глубинных манометров при неудачных опробованиях пластов.

1 — начало опробования; 2 — отбор жидкости из пласта; 3 — пластовое давление; 4 — давление столба жидкости, заполняющей скважину.

У нас в стране накоплен значительный опыт применения каротажных опробователей пластов, позволивший разработать методические указания по расшифровке результатов опробования объектов [14, 15, 16], которые рассматриваются ниже.

Характеристика притока жидкости (газа) в опробователь

Весь процесс опробования можно разделить на три последовательные стадии:

- 1) возникновение и распространение гидродинамического возмущения в пласте;
- 2) движение жидкости и газа из пласта в баллон;
- 3) восстановление пластового давления в зоне опробования после прекращения отбора.

После того, как баллон будет соединен с участком отбора, от него по пласту во все стороны распространяется гидродинамическое возмущение — волна снижения давления. Резкая депрессия срывает глинистую корку со стенки скважины против участка отбора и вызывает движение жидкости и газа, находящихся в порах пласта, в баллон. При этом жидкость, перемещающаяся с большой скоростью в порах породы, выносит из прилегающей к участку отбора зоны пласта глинистые частицы и очищает ее [6].

Наибольшая скорость притока жидкости и газа в баллон наблюдается в начальный момент. По истечении некоторого времени скорость снижается и стабилизируется; стабилизируются также размеры возмущенной зоны в пласте. Процесс становится квазистационарным. Время, необходимое для установления квазистационарного процесса, очень мало: даже в породах с крайне низкой гидропроводностью не превышает 1 сек.

Скорость заполнения баллона жидкостью и газом (приток в единицу времени) при квазистационарном режиме пропорциональна разности пластового давления и давления в баллоне (депрессии) и проницаемости пород на участке опробования. По мере заполнения баллона давление в нем повышается, что снижает депрессию и скорость притока.

Приток будет продолжаться до тех пор, пока давление в баллоне не станет равным пластовому или пока баллон не будет закрыт. Время, в течение которого давление в баллоне повысится до пластового, зависит от проницаемости породы и тем больше, чем больше объем баллона.

После заполнения баллона или его закрытия давление на участке отбора восстанавливается до пластового.

По отношению к пластам с зоной проникновения наибольший интерес представляет вопрос о «радиусе исследования» опробователя — радиусе¹ зоны дренирования, из которой отбирается проба.

¹ Под радиусом зоны дренирования (радиусом исследования) подразумевается расстояние от участка отбора пробы до наиболее удаленной от него точки дренирования.

Радиус зоны дренирования зависит от количества отбираемых из пласта жидкости и газа. Расстояние от участка отбора до границы зоны дренирования в том или ином направлении определяется при

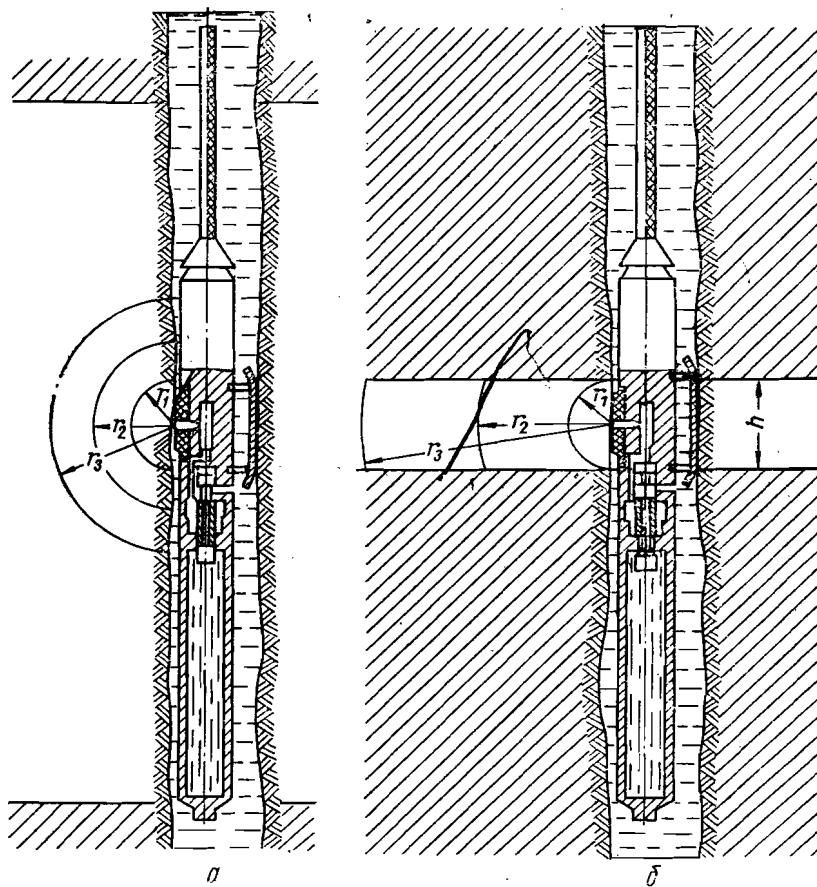


Рис. 137. Схемы зоны дренирования.

a — при мощности пласта больше двух радиусов дренирования; *б* — при мощности пласта меньше радиуса дренирования; r_1 , r_2 , r_3 — радиусы зоны дренирования при различных объемах баллона; h — мощность пласта.

прочих равных условиях проницаемостью породы в этом направлении. Породы, как правило, неоднородны по проницаемости, поэтому форма зоны дренирования может быть сложной.

В однородном пласте большой мощности с одинаковой по всем направлениям проницаемостью зона дренирования с достаточной точностью может быть представлена объемом, ограниченным сферой радиуса r_{dp} с центром в участке отбора и стенками скважины; из скважины жидкость вследствие наличия башмака и глинистой

корки не поступает (рис. 137, *a*). В данном случае радиус зоны дренирования и объем баллона связаны следующей зависимостью:

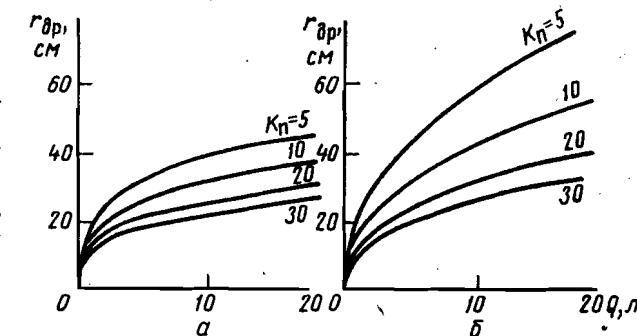
$$\frac{V_b}{K_p} = \frac{4}{3} \pi r_{dp}^3 - V_{скв}, \quad (70)$$

где V_b — объем баллона; K_p — коэффициент пористости; $V_{скв}$ — объем ствола скважины в пределах зоны дренирования.

На рис. 138, *a* показаны рассчитанные по приведенной формуле кривые зависимости радиуса зоны дренирования от объема баллона. При применении баллонов объемом более 10 л радиус зоны дренирования увеличивается мало. При практически применяемых баллонах радиус зоны дренирования в однородном мощном пласте не превышает 50 см.

Рис. 138. Зависимость радиуса дренирования (r_{dp}) от объема Q баллона опробователя.

a — для пласта большой мощности; *б* — для пласта малой мощности; K_p в %.



В пласте малой мощности, заключенном между двумя непроницаемыми пластами (рис. 137, *б*), зона дренирования ограничена цилиндром радиуса r_{dp} , высотой h и стенками скважины. Радиус цилиндра r_{dp} , который будет в данном случае радиусом зоны дренирования, связан с объемом баллона следующим выражением:

$$\frac{V_b}{K_p} = \pi r_{dp}^2 h - V_{скв}, \quad (71)$$

где h — мощность пласта.

На рис. 138, *б* видно, что при том же объеме баллона радиус дренирования в пласте малой мощности примерно вдвое больше, чем в пласте большой мощности.

В реальных условиях ввиду наличия непроницаемых прослоев, а также из-за большей проницаемости пород в горизонтальном направлении форма зоны дренирования большей частью соответствует пласту малой мощности.

Практически радиус исследования и мощность исследуемого опробователем участка пласта не превышают нескольких десятков сантиметров.

Размер возникающей при отборе пробы зоны гидродинамического возмущения и характер распределения давления в ней могут быть установлены путем расчетов. Для этого могут быть использованы

приближенные решения, полученные исходя из аналогии движения жидкости с движением электрического тока, и более строгие решения основных уравнений подземной гидравлики для конкретных граничных условий [53]. Оба метода дают сходную картину распределения давления в возмущенной зоне пласта (рис. 139).

Величина зоны возмущения может превышать величину зоны дренирования. Внутри зоны возмущения можно выделить область, где давление значительно ниже первоначального пластового, и жидкость, находящаяся в порах породы, воздействуют большие депрессии.

Проникающий в пласт фильтрат бурового раствора может оттеснить насыщающие пласт жидкость и газ на значительную глубину, превышающую радиус зоны дренирования. Однако в промытой фильтратом зоне в нефтеносном пласте остается некоторое (не менее 15%) количество нефти, а в газоносном — газа [12, 19, 24, 39].

При условии больших перепадов давления в процессе отбора пробы значительная часть газа, находящегося в зоне проникновения фильтрата, поступит в баллон опробователя, поэтому в пробе из газоносного пласта даже при наличии зоны проникновения будет содержаться большее количество газа, чем в пробах из нефтеносного и водоносного пластов при тех же условиях.

Находящаяся в зоне проникновения нефтеносного пласта остаточная нефть под действием большой депрессии становится подвижной, и часть ее попадает в баллон. Ввиду этого при опробовании

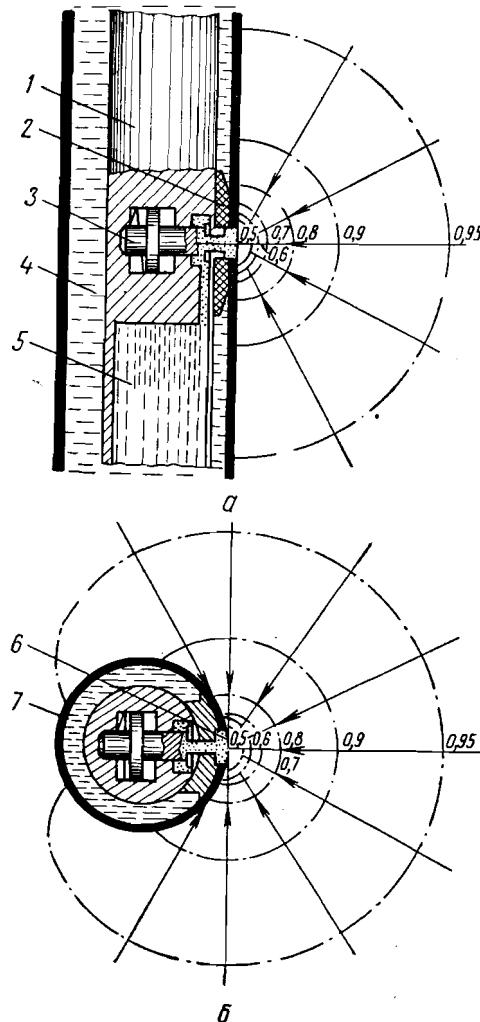


Рис. 139. Распределение давления в пласте при отборе пробы.
а — по оси скважины; б — перпендикулярно оси скважины.

1 — опробователь пластов; 2 — герметизирующий башмак; 3 — клапан; 4 — скважина; 5 — баллон; 6 — участок отбора пробы; 7 — глинистая корка; 0,5÷0,95 — давления в долях от пластового.

нефтеносных пластов даже с большой зоной проникновения наряду с фильтратом отбирают небольшое количество нефти (если только на пласт не воздействовали значительные динамические депрессии при бурении скважины). Глубокая депрессия приводит к тому, что в части пласта, прилегающей к участку отбора пробы, происходит почти полная дегазация жидкости, находящейся в порах породы, а выделившийся газ поступает в баллон опробователя. Если давление насыщения близко к пластовому давлению, зона дегазации будет по размерам близка к зоне возмущения. Количество газа, попавшего в баллон в результате дегазации остаточной нефти нефтеносного пласта, может достигать нескольких десятков литров. Это может служить критерием для разделения пластов на водоносные и нефтеносные. Состав газа в пробе, отобранный из зоны проникновения нефтеносного пласта, будет близок к составу попутного нефтяного газа.

Таким образом, благодаря большим депрессиям при отборе пробы по результатам опробования можно установить нефтеносность и газоносность пластов даже при наличии глубокой зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

Изучение картины распределения давления в зоне возмущения показывает, что за пределами герметизирующего башмака перепады давления не достигают большой величины. Таким образом, при отборе пробы не следует опасаться подсоса бурового раствора из ствола скважины через породу за краями башмака.

Признаки, определяющие характер насыщения пласта

В зависимости от условий опробования, характера насыщенности пласта и особенностей зоны проникновения в баллон могут поступать пластовая вода, фильтрат бурового раствора, нефть, газ и в небольших количествах буровой раствор из скважины.

Для оценки характера насыщенности пласта по отбирамой пробе используются следующие данные: содержание в пробе нефти; содержание углеводородных газов; состав углеводородных газов.

Если глубина проникновения фильтрата в пласт невелика, например не более 15 см, то анализ результатов опробования не представляет затруднений. В зависимости от того, что преобладает в пробе — пластовая вода, нефть или газ, можно однозначно определить характер насыщенности пласта.

Если фильтрат промывочной жидкости проникает в пласт глубоко, а пластовая жидкость оттесняется в глубь пласта, то образуется зона проникновения значительного размера. В этих случаях содержание в пробе даже небольших количеств нефти или наличие пленки ее может рассматриваться как один из признаков нефтеносности пласта.

Оценка насыщенности пластов по составу отобранного из них газа основана на различии состава пластовых газов водоносных, газоносных и нефтеносных пластов. В исследуемом районе необходимо изучить пластовые газы и выяснить закономерности

изменения компонентного состава. Это позволяет установить признаки, по которым, используя результат анализа отобранного опробователем газа, можно разделить пластины на водоносные, нефтеносные и газоносные.

Рассмотрим составы пластовых газов на примере нефтеносных и газоносных месторождений Башкирской АССР. Аналогичные закономерности наблюдаются и во многих других нефтегазоносных провинциях.

Газ, растворенный в пластовой воде, состоит в основном из азота (50% и более) и метана. Тяжелые углеводородные газы, обладающие небольшой растворимостью в воде, практически отсутствуют, в заметных количествах встречаются сероводород, углекислый газ, реже инертные газы.

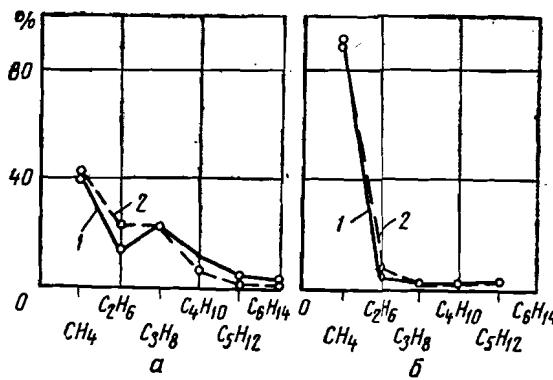


Рис. 140. Углеводородный состав газов месторождений Башкирской АССР.

a — из нефтеносных пластов; *b* — из водоносных пластов; 1 — по результатам опробования; 2 — по результатам эксплуатации.

Состав газов, отбираемых опробователем из водоносных пластов, практически совпадает с составом газа, получаемого из этих пластов при пробной эксплуатации (рис. 140).

Попутный газ нефтяных месторождений представлен в основном углеводородами парафинового ряда — от метана до гексана включительно. Из неуглеводородных компонентов чаще всего встречается азот, содержание которого иногда достигает 50%; почти всегда в небольшом количестве находятся инертные газы — аргон, гелий [25].

Особенностью состава углеводородных попутных газов является сравнительно высокое содержание в них высокомолекулярных углеводородов. На всех известных нефтяных месторождениях Волго-Уральского нефтеносного района доля метана в углеводородах попутного газа составляет 40—50% и редко превышает 60% (табл. 30).

В пробах, полученных из пласта, по сравнению с попутным газом несколько меньше этана и больше тяжелых компонентов, начиная с бутана (см. рис. 140). Это объясняется тем, что легкие компоненты, лучше растворимые в воде, уносятся потоком фильтрата бурового раствора [53].

Природный газ состоит в основном из метана. Он может содержать также азот (в среднем 10%), углекислый газ и иногда гелий. Доля метана в углеводородных компонентах природного газа составляет около 90%, пентана не более 1,5%.

Таким образом, газы — растворенный в воде, попутный и природный — имеют различный состав.

Присутствие в пробе всех углеводородных газов, в том числе и парообразных (пентана, гексана и даже гептана), которые в пластовых условиях находятся в жидком виде, является признаком нефтеносного пласта. Высокое содержание метана (более 85%) и низкое содержание тяжелых углеводородов дают основание считать, что пласт не нефтеносный.

Следует, однако, отметить, что пробы газа из водоносных пластов с небольшой нефтенасыщенностью (при пробной эксплуатации дают воду с незначительным количеством или пленкой нефти) также характеризуются повышенным содержанием тяжелых углеводородных газов и по составу приближаются к газам нефтеносных пластов.

В таких случаях природный газ и газ водоносных пластов можно различить по повышенному содержанию в последнем азота (при условии полного сохранения в баллоне всего газа).

Зачастую для облегчения условий бурения и предотвращения аварий в буровой раствор добавляют нефть. Эта нефть вместе с фильтратом бурового раствора может проникать в пласт и оттуда поступать в пробу; кроме того, часть нефти попадает в баллон вместе с буровым раствором (например, из полости перфоратора в опробователе ОПК при работе без взрыва кумулятивных зарядов — «контрольный объем» бурового раствора).

Попавшая тем или иным путем в пробу нефть может изменить состав газов и исказить результаты опробования. При добавке нефти в буровой раствор интерпретацию получаемых данных следует проводить с особой осторожностью. Необходимо провести анализ газа, извлекаемого из раствора, в который добавлена нефть, и на основании этого определить возможное ее влияние на состав газа пробы. Учет влияния добавок нефти облегчается тем, что газ из добавленной в раствор нефти обычно имеет характерный состав и его трудно спутать с другим газом. В нем содержится 30—50% метана, очень мало пропана и особенно этана (часто менее 1%), много бутана и пентана, как видно из табл. 31, где приведен состав углеводородных газов, извлеченных из бурового раствора (а) и его фильтрата (б), отобранного из пласта.

Таблица 30

Компоненты	Содержание, %	
	пределы	среднее
Метан	20—70	43
Этан	5—25	15
Пропан	10—35	23
Бутан	5—20	12
Пентан	1—10	5
Гексан	0—5	2

Таблица 31

Скважина	Глубина, м	Сумма горючих газов, %	Содержание, %					
			метан	этан	пропан	бутан	пентан	гексан
1 2103 (а)	0,4	45,8	0,3	1,3	7,8	22,3	22,5	
2098 (б)	0,43	33,3	2,3	3,5	15,6	25,2	20,1	
2 2106 (а)	0,5	19	1,1	5,1	20,4	54,4	—	
2107 (б)	0,3	35	3,2	9,9	19,1	32,8	—	
3 1338 (а)	0,57	38,1	0,7	5,2	13,6	42,4	—	
1349 (б)	0,49	48,5	2,0	6,1	12,1	31,3	—	

Для оценки характера насыщенности пласта большое значение имеют данные о суммарном содержании горючих компонентов в пробе. Обычно количество углеводородных газов в нефтеносных и водоносных пластах определяется

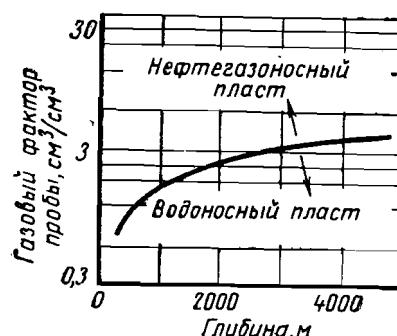


Рис. 141. Палетка для определения характера насыщения пласта.

содержится 1—1,5 м³ газа, а в 1 м³ нефти при тех же условиях — в 10—50 раз больше [16]. Следовательно, из нефтеносного пласта отбирается значительно больше газа, чем из водоносного.

В качестве основного критерия при определении характера насыщенности пласта за рубежом используют отношение объема газа к объему жидкости в пробе — газовый фактор пробы (рис. 141). Следует отметить, что для нефтеносных пластов с низким газовым фактором, а также в случаях, когда не обеспечивается сохранение всего отобранного газа, применение палетки, показанной на рис. 141, иногда приводит к ошибочным результатам.

В буровом растворе содержатся в небольшом количестве углеводородные газы (табл. 32), поступающие в него при разбуривании нефтегазоносных пластов в результате последующей диффузии. При отборе пробы вместе с буровым раствором, попадающим в баллон, поступает и некоторое количество газа. Этот газ может состав-

Таблица 32

Скважина	Глубина, м	Сумма горючих газов, %	Содержание, %					
			метан	этан	пропан	бутан	пентан	гексан + высшие
1 1456	1,5	73,7	7,9	10,5	4,7	3,2	—	
2 1878	0,66	77,7	4,5	4,9	8,3	4,6	—	
3 1996	0,38	80,4	2,6	6,5	5,3	2,6	2,6	
4 1960	2,55	84,6	0,3	0,6	3,5	6,5	4,5	

лять заметную долю в горючих газах пробы, что необходимо иметь в виду, особенно при небольшом содержании газа в ней.

Таким образом, при оценке характера насыщенности пластов по суммарному объему углеводородных газов в пробе необходимо учитывать следующее.

1. Данными об общем содержании горючих газов в пробе, по крайней мере в случае, когда их мало, можно пользоваться только при условии сохранности всего поступившего в баллон газа. Как было указано выше, это обеспечивается при использовании опробователя пластов ОПТ-7-10.

2. Для нефтеносных и газоносных пластов обычно характерно повышенное содержание углеводородных газов в пробе. Если количество газа в пробе при глубине отбора ее 1200—3500 м составляет 2,5 и более объема баллона, то можно считать, что пласт нефтенасыщенный или газонасыщенный.

3. В пробах, отбираемых из газоносных пластов, может быть очень большой объем газа — до нескольких сотен литров (судя по результатам работ в скважинах Краснодарского края, Саратовской и Волгоградской областей, Мангышлака и Туркмении).

4. Низкий газовый фактор пробы не является достоверным признаком водоносности пласта. В случае интенсивной промывки прискваженной зоны нефтеносного пласта, что часто делают перед опробованием, из зоны проникновения удаляется почти весь газ, и газонасыщенность нефти становится очень низкой [24]. Проба из такого нефтеносного пласта по количеству отобранного газа может не отличаться от пробы из водоносного пласта. Состав газа — более надежный критерий для разделения пластов на нефтеносные и водоносные. Результаты опробования широко используются для оценки характера насыщенности пластов-коллекторов — разделения их на нефтеносные, газоносные и водоносные.

Выделение нефтеносных пластов. Как указывалось выше, в пробах, отобранных из нефтеносных пластов, содержится нефть: она присутствует в виде следов или полностью заполняет баллон. В районах Башкирии в пробах из нефтеносных пластов нефти нет лишь в том случае, если прискваженная зона пласта сильно промыта фильтратом бурового раствора. Это наблюдается,

например, при опробовании более чем через 10 дней после вскрытия пласта в случае использования при бурении раствора с водоотдачей более 10 см^3 .

Независимо от содержания нефти в пробе, нефтеносные пласти выделяются по характерному составу газа.

На рис. 142 приведены результаты опробования двух пропластков, характер насыщения которых по данным каротажа однозначно установить не представляется возможным. При опробовании из каждого пропластика было получено около 1 л нефти; газ по составу соответствует попутному. Пропластики следует признать нефтеносными.

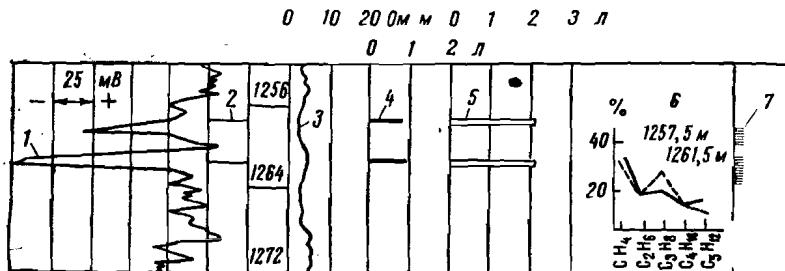


Рис. 142. Пример выделения нефтеносного пласта.

1 — кривая ПС; 2 — места отбора проб; 3 — кривая сопротивления; 4 — количество нефти в пробе; 5 — количество фильтрата в пробе; 6 — состав углеводородных газов в пробах; 7 — интервал перфорации (дебит 13 т/сут нефти).

Если по данным опробования пласт оценен как нефтеносный, это еще не значит, что из него при эксплуатации будет получена нефть. Это может быть пласт с остаточной нефтенасыщенностью, промытый в результате естественной миграции пластовой водой, и будет давать в основном воду. Поэтому пласти, которые с помощью опробователя, спускаемого на кабеле, оценены как нефтеносные, подлежат последующей проверке испытателем или пробной эксплуатацией.

Иллюстрацией эффективности выделения нефтеносных пластов каротажным опробователем пластов может служить тот факт, что во всех исследованных в 1963—1965 гг. скважинах Башкирской АССР пласти, охарактеризованные по результатам опробования приборами на кабеле как нефтеносные, дали при пробной эксплуатации притоки нефти.

Часто данные каротажа не позволяют оценивать характер насыщенности пласта, и единственным материалом для этого служат результаты опробования приборами на кабеле [16]. Примером могут служить каширо-подольские известняки северо-западной части Башкирской АССР и маломощные пласти песчаников карбона и девона Татарской АССР и Башкирской АССР.

Выделение водоносных пластов. Характерным признаком водоносного пласта является высокое содержание

метана (обычно более 85%) и соответственно низкое содержание тяжелых углеводородов в горючих газах и малое количество их в пробе. В чисто водоносных пластиках пентан обычно отсутствует.

На рис. 143 показан состав газа пробы, отобранный из водоносного песчаника яснополянского горизонта одного из районов Башкирии, типичный для водоносных пластов. Испытателем, спускаемым на трубах, из этого песчаника получен приток воды плотностью $1,15 \text{ г}/\text{cm}^3$.

Если в пробе более 30% пластовой воды, то, как показала практика работ в Башкирии, пласт не содержит подвижной нефти.

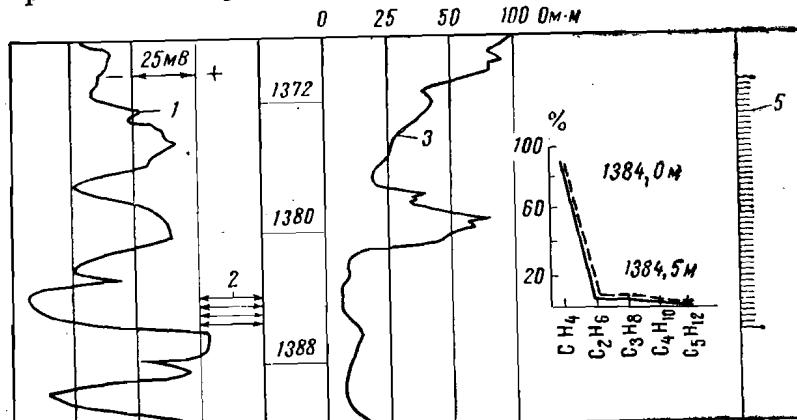


Рис. 143. Результаты опробования водоносного пласта.

1 — кривая ПС; 2 — места отбора проб; 3 — кривая сопротивления; 4 — углеводородный состав газа в пробах; 5 — интервал испытания испытателем на трубах.

Определение положения водо-нефтяного и газо-жидкостного контактов. Поинтервальное опробование прибором, спускаемым в скважину на кабеле, дает возможность достаточно надежно определить положение водо-нефтяного и газо-жидкостного контактов, в том числе и в пластиках малой мощности, для которых эту задачу трудно решить и при помощи испытателей, спускаемых на бурильных трубах, и при пробной эксплуатации после спуска колонны. Данные опробования позволяют проследить постепенное изменение содержания нефти и воды в переходной зоне.

Примеры диаграмм такого рода исследований показаны на рис. 144. В песчанике, который, судя по данным электрического каротажа и люминисцентно-битуминологического анализа, нефтеносен, а в нижней части — водоносен, было отобрано 8 проб через каждые 50 см. Содержание метана в пробах увеличивается с 27 до 99% от верхних точек к нижним, а количество тяжелых углеводородов соответственно уменьшается. Это позволяет, несмотря на малую мощность пласта, не только установить наличие водо-нефтяного контакта, но и отметить переходную зону в нем.

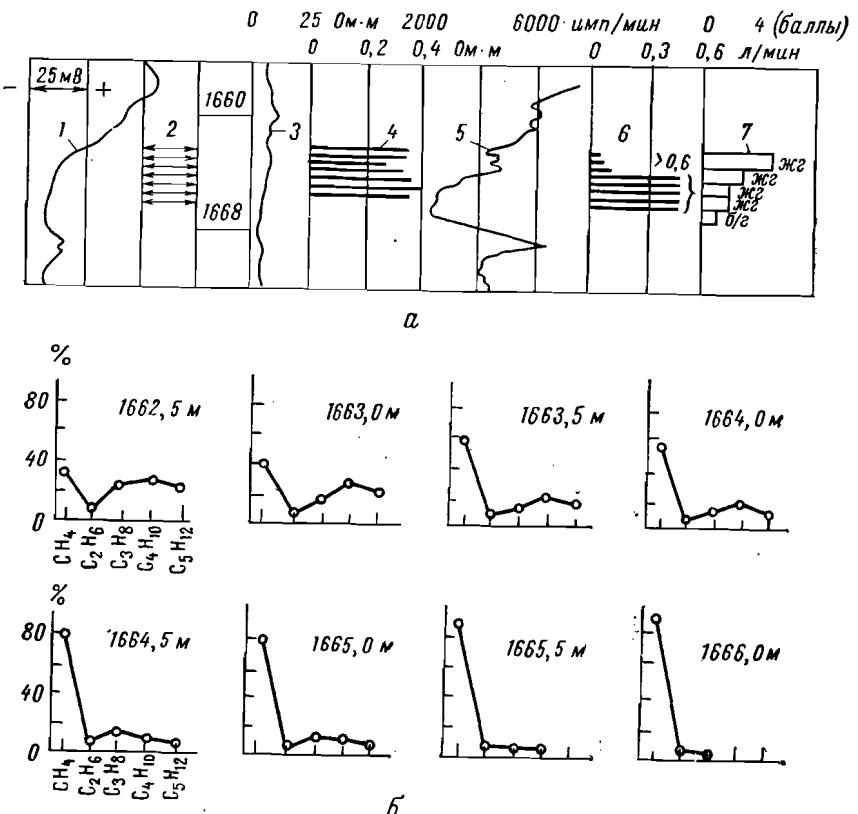


Рис. 144. Пример исследования каротажным опробователем пласта с водо-нефтяным контактом.

a — характеристика коллектора; *б* — состав углеводородных газов в пробах, отобранных в различных точках.
1 — кривая ПС; 2 — места отбора проб; 3 — кривая сопротивления; 4 — удельное электрическое сопротивление отбираемой пробы жидкости; 5 — кривая гамма-каротажа; 6 — скорость потока жидкости, поступающей в баллон; 7 — результаты люминесцентного анализа керна.

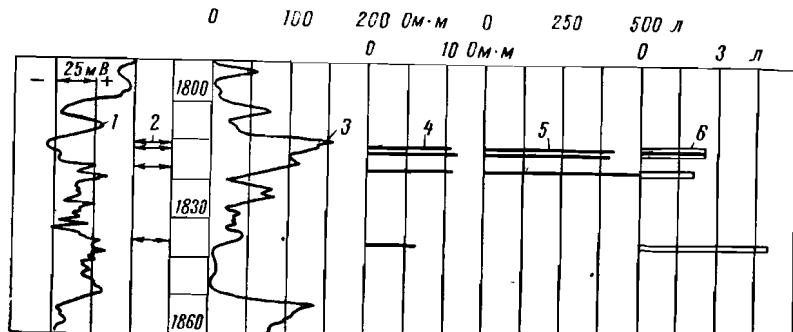


Рис. 145. Пример исследования опробователем газового пласта.
1 — кривая ПС; 2 — места отбора проб; 3 — кривая сопротивления; 4 — удельное электрическое сопротивление жидкости пробы; 5 — объем отобранный пробы газа, приведенный к нормальным условиям; 6 — объем жидкости.

Выделение газоносных пластов. Опыт применения опробователей в газоносных пластах сравнительно невелик; тем не менее во многих скважинах Краснодарского края, Волгоградской и Саратовской областей и Туркмении были получены интересные результаты.

Для газоносных пластов характерно высокое содержание газа в пробах — в среднем 300—400 л (рис. 145).

Выделение пластов-коллекторов

Одна из основных задач опробования пластов приборами, спускаемыми в скважину на кабеле, — проверка правильности выделения коллекторов по данным каротажа и решение вопроса, являются ли пласт коллектором в тех случаях, когда материалы геофизических исследований скважин не дают на это однозначного ответа. Как показывает опыт работы с этим инструментом, наличие притока служит достаточно надежным показателем того, что пласт является коллектором. Если при опробовании (при условии, что оно было проведено в нескольких точках) не было получено притока, то можно сделать вывод, что пласт непроницаем или проницаемость его очень низка. Такой же вывод может быть сделан и в случае получения из пласта небольших количеств жидкости при большой продолжительности отбора пробы (менее 1 л за 15—20 мин). Эти выводы неоднократно подтверждались в районах Башкирской АССР при последующем испытании с помощью испытателя пластов, спускаемых на трубах.

Если в отдельных точках проницаемого пласта притока нет, значит в нем имеются маломощные непроницаемые прослои. По данным каротажа такие прослои часто не выделяются.

В Волго-Уральских нефтегазоносных районах исследования проводились в песчано-алевролитовых и в карбонатных пластах (табл. 33). Объем проб, отбираемых из карбонатных отложений, значительно меньше вследствие того, что в карбонатных отложениях среди пластов, выделяемых для опробования, по данным каротажа большое число непроницаемых. Было установлено, что при более тщательном выборе объектов и точной привязке интервалов опробования к каротажным диаграммам число карбонатных пластов, дающих приток, увеличивается.

Таблица 33

Породы	Общее число опробо- ваний	Число проб, %		
		объем 0—0,5 л	объем 0,5—5 л	полный баллон
Песчано-алевролитовые . . .	560	20,8	36,6	42,6
Карбонатные	396	59,6	32,3	8,1

Заполнение баллона *	Наиболее вероятная проницаемость пород, мд	Характеристика коллектора
Менее 0,5 л	Менее 10	Практически непроницаемый
0,5–5 л	10–1000	С низкой проницаемостью
Полное	Более 100	С высокой проницаемостью

* Глубина опробования 1200–2000 м, емкость баллона 5 л, время отбора пробы 5 мин.

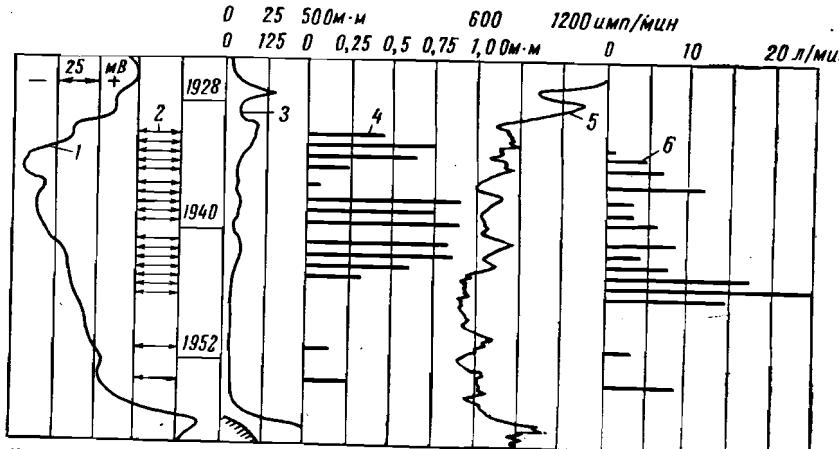


Рис. 146. Результаты опробования пласта девонских песчаников с зоной проникновения.
1 — кривая ПС; 2 — места отбора проб; 3 — кривая сопротивления; 4 — удельное сопротивление жидкости; 5 — кривая гамма-каротажа; 6 — средняя скорость притока жидкости в баллон.

Результаты измерения удельного электрического сопротивления воды из проб, отобранных из одного и того же пласта с различных глубин, свидетельствуют о резком изменении соотношения между фильтратом бурового раствора и пластовой водой. Как видно на рис. 146, содержание пластовой воды в пробах, судя по удельному сопротивлению их, колеблется от 1 до 50%.

Как показал опыт работы, скорость притока жидкости в баллон опробователя сильно изменяется от точки к точке. Это указывает на неоднородность пластов по проницаемости, что хорошо увязывается с данными исследования дебитометром в работающей скважине и анализом кернов.

Неравномерное распределение жидкости (газа) в зоне проникновения и неоднородность пластов по проницаемости еще раз свидетельствует о том, что для надежной оценки пласта необходимо брать пробы в нескольких точках.

Ход процесса отбора пробы контролируется по гидродинамическим параметрам пласта; поэтому изучение процесса отбора в принципе дает возможность определить эти параметры.

Процесс поступления жидкости в баллон, происходящий при переменном соотношении газ : жидкость и под предельными депрессиями, возможно, с закритическими скоростями в нелинейных режимах, весьма сложен и далеко еще не изучен. Это не позволяет использовать данные о скорости потока для количественного определения гидродинамических параметров, например, проницаемости пласта; однако по скорости потока, или количеству жидкости, поступившей в баллон за определенное время, можно приблизенно оценивать проницаемость пласта. Для этого можно, например, воспользоваться данными (табл. 34), полученными на основании обобщения имеющегося опыта применения опробователей пластов.

Практика применения опробователей пластов показывает, что в процессе отбора пробы давление в объеме баллона зачастую не успевает повыситься до пластового. При подъеме прибора на поверхность в результате снижения температуры давление в баллоне уменьшается, причем особенно значительно при малом количестве газа в баллоне (изменение давления определялось в баллоне емкостью 6 л, рис. 147). По этой причине измеренное на поверхности давление в баллоне значительно ниже пластового.

Гидродинамические параметры пласта можно определить по кривым восстановления давления после завершения отбора жидкости из пласта. Для этого опробователи пластов должны быть снабжены датчиками давления с повышенной точностью показаний.

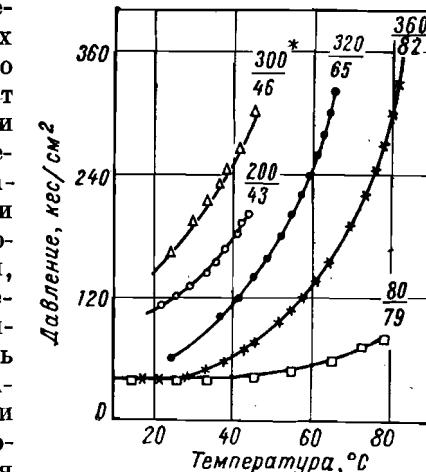


Рис. 147. Изменение давления в баллоне опробователя при снижении температуры.

* В числителе начальное давление в кгс/см²; в знаменателе начальная температура в °C.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулин Ф. С. и др. Вскрытие глинистого газоносного пласта с применением соленого промывочного раствора. — «Бурение», 1964, № 6, с. 13—16.
2. Амиян В. А. Возможность образования эмульсии в призабойной зоне. — «Новости нефтяной техники», серия «Нефтепромысловое дело», 1959, № 11, с. 18—21.
3. Амиян В. А. Физические основы вскрытия нефтяного пласта и бурения скважин с аэрированной жидкостью при добавках поверхностно-активных веществ. — «Новости нефтяной техники», серия «Нефтепромысловое дело», 1960, № 6, с. 3—6, № 7, с. 5—8.
4. Амиян В. А. Рациональные методы вскрытия нефтяного пласта. — «Новости нефтяной техники», серия «Нефтепромысловое дело», 1958, № 5, с. 31—34.
5. Ахметзянов Э. К., Тур В. Д. Фильтрационные свойства глинистых растворов. Вопросы бурения скважин и добычи нефти. М., «Недра», 1966, с. 4—19 («Труды ТатНИИ», вып. IX).
6. Бабалян Г. К., Карапетов К. А. Экспериментальные исследования устойчивости к размыту водой спементированных грунтов. — «Нефтяное хозяйство», 1950, № 7, с. 11—17.
7. Бан А., Богоомолова А. Ф. и др. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. М. Гостоптехиздат, 1962, 117 с.
8. Баренблatt Г. И. и др. Об определении параметров нефтеносного пласта по данным о восстановлении давления в остановленных скважинах. — «Известия АН СССР», Отдел техн. наук, 1957, № 11, с. 75—79.
9. Бережной А. И., Шевалдин И. Е. Опыт вскрытия продуктивных пластов в условиях Ромашкинского месторождения. — «Нефтяное хозяйство», 1960, № 10, с. 36—42.
10. Бережной А. И. Промывочные жидкости и цементные растворы в бурении скважин. М. Гостоптехиздат, 1961, 107 с.
11. Бережной А. И., Шевалдин И. Е., Кулагин П. Г. О некоторых сторонах вопроса вскрытия продуктивных пластов нефтяных месторождений. Киев, изд-во «УкрНИИПроект», 1962, с. 70—82 («Научные записки», серия «Бурение. Нефтедобыча», вып. 9).
12. Борьба с осложнениями в бурении на буровых предприятиях УзССР за 1964—1966 гг. Отчет по теме № 19 СредазНИИГаз, Ташкент, 1966, 161 с.
13. Борисов Ю. П., Мухарский Э. Д. Определение некоторых параметров нефтяных коллекторов при помощи испытателя пластов. — «Нефтяное хозяйство», 1960, № 1, с. 56—59, № 2, с. 49—54.
14. Бродский П. А., Щербаков Г. В. Опробование пластов в процессе бурения скважин при помощи испытателя на кабеле. — «Нефтяное хозяйство», 1963, № 1, с. 32—35.
15. Бродский П. А. Опробователи пластов каротажные ВУФ ВНИИГеофизики. Испытатели пластов при бурении нефтяных и газовых скважин. М., ЦИНТИАМ, 1962, 82 с.
16. Бродский П. А. и др. Каротажные опробователи пластов. М., «Недра», 1968, 75 с.
17. Варламов П. С. и др. Совершенствование техники и технологии испытания пластов в открытом стволе скважины. — «Нефтяное хозяйство», 1970, № 8, с. 23—26.
18. Варламов П. С. Качественная и количественная оценка перспективных горизонтов по данным опробования испытателем пластов на кабеле. НТС «Бурение», М., ВНИИОЭНГ, 1964, № 10, с. 29—33.
19. Варламов П. С. Опыт применения испытателей пластов, спускаемых в скважину на кабеле. НТС «Бурение», М., ВНИИОЭНГ, 1964, № 11, с. 16—19.
20. Варламов П. С., Репин С. С. Испытатель пластов, спускаемый на кабеле. — «Новости нефтяной и газовой техники», серия «Нефтепромысловое дело», 1963, № 10, с. 27—30.
21. Газян Г. С. Основы рациональной методики опробования скважин и направления разработки испытателей пластов современных конструкций в СССР и за рубежом. Испытатели пластов при бурении нефтяных и газовых скважин. М., ЦИНТИАМ, 1962, 82 с.
22. Герцен И. П., Рязанцев И. Ф., Репин С. С. Новая технология заполнения бурильных труб жидкостью при работе с испытателем пластов. — «Нефтяное хозяйство», 1970, № 11, с. 32—35.
23. Гетлин К. Бурение и заканчивание скважин. Перевод с английского. М., Гостоптехиздат, 1963, 518 с.
24. Глумов И. Ф. Изменение свойств нефти и воды при их взаимном динамическом контактировании в пластовых условиях. М., Гостоптехиздат, 1961, 315 с. («Труды ТатНИИ», вып. III).
25. Грицев Н. Д. Попутные газы и трапные нефти Башкирии. Уфа, Башкнигоиздат, 1960, 87 с.
26. Гумульчинский И. Влияние глинистого и цементного раствора на продуктивный пласт. — «Nafta», 1965, т. XXI, № 6, с. 163—166.
27. Джей П. Симсон. Извлечение промывочного раствора на нефтяной основе из продуктивного пласта. — «Инженер-нефтяник», 1967, № 13, с. 21—23.
28. Жигач К. Ф., Паус К. Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов. — «Нефтяное хозяйство», 1957, № 11, с. 62—67.
29. Заканчивание скважин с очисткой забоя азотом на западе Саекачевана. — «Бурение», 1963, № 11, с. 33—34.
30. Иванов М. И., Фахреев И. А. Контрольно-измерительные приборы для испытателей пластов. Улучшение методики, техники и организации работ по опробованию скважин. М., ВНИГНИ, 1965, с. 63—68.
31. Исаев М. И. Влияние качества промывочной жидкости на сроки освоения скважин и их продуктивность. — «Нефтяное хозяйство», 1957, № 8, с. 38—40.
32. Испытатели пластов. Экспресс-информация. М., ВИНИТИ, вып. I, 1958, 11 с.
33. Карслу П. Теория теплопроводности. Перевод с английского. М., Гостехиздат, 1947, 370 с.
34. Коваленко К. И. О мероприятиях по улучшению методов вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин. — «Башкирская нефть», 1957, № 3, с. 38—43.
35. Колесников П. И., Челомбьев Б. К., Сиротинский Н. А. Опробование глубокой скважины испытателем пластов. НТС «Бурение», М., ВНИИОЭНГ, 1966, № 7, с. 24—26.
36. Колокольцов В. А. Определение параметров пласта путем обработки кривых притока, полученных при работе с пластоиспытателями (метод УФНИИ). Технология бурения нефтяных скважин. Уфа, ЦБТИ Башсовнархоза, 1965, 387 с. («Труды УФНИИ», вып. 16).
37. Комплект испытательных инструментов КИИ-УФНИИ-104. Инструкция по применению. Уфа, ЦБТИ Башсовнархоза, 1961, 32 с.

38. Комплект испытательных инструментов КИИ-146-ГрозУФНИИ. Временная инструкция по сборке и эксплуатации. ГрозНИИ, УфНИИ, 1965, 35 с.
39. Котяков Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1956, 364 с.
40. Котяков Ф. И. Влияние воды на приток нефти при вскрытии пласта. Технико-информационный сборник «Добыча нефти». М., Гостоптехиздат, 1949, 35 с.
41. Кочешков А. А. Опыт заканчивания скважин в США. М., Гостоптехиздат, 1962, 28 с.
42. Кристеа Н. Подземная гидравлика. М., Гостоптехиздат, 1961, 343 с.
43. Лапшин П. С., Репин С. С., Хамзин К. Г. Испытание разведочных скважин пластоиспытателями КИИ-ГрозУФНИИ. Уфа, Башкир. книжн. изд-во, 1964, 88 с.
44. Лошкарев К. И., Репин С. С., Варламов П. С. Итоги применения испытателя пластов ГрозНИИ в разведочных скважинах. Вопросы бурения скважин и добычи нефти. М., Гостоптехиздат, 1963, 279 с. («Труды ГрозНИИ», вып. XVI).
45. Лошкарев К. И. Состояние работ по внедрению испытателей пластов, созданию новых конструкций и результаты их промышленного опробования. В сб. «Испытатели пластов при бурении нефтяных и газовых скважин». М., ЦИНТИАМ, 1962, 82 с.
46. Лошкарев К. И., Репин С. С. Опыт применения испытателей пластов ГрозНИИ. — «Нефтяное хозяйство», 1963, № 7, с. 29—35.
47. Лошкарев К. И. и др. Опробование скважин испытателями пластов. Грозный, Чечено-Ингушское книжное изд-во, 1967, 88 с.
48. Мамаджанов У. Д. Характер изменения водоотдачи и глинистой корки при гидродинамических условиях. Вопросы теории и техники бурения скважин. М., Гостоптехиздат, 1959, 120 с. («Труды ВНИИБТ», вып II).
49. Мамаджанов У. Д. Новая методика определения водоотдачи промывочных растворов. — «Новости нефтяной и газовой техники», серия «Нефтепромысловое дело», 1961, № 1, с. 14—17.
50. Мамаджанов У. Д. Скорость выходящего потока промывочных растворов. — «Новости нефтяной и газовой техники», серия «Нефтепромысловое дело», 1961, № 11, с. 12—14.
51. Мамаджанов У. Д. Влияние скорости потока и температуры на водоотдачу глинистого раствора. — «Азербайджанская нефтяная промышленность», 1961, № 2, с. 19—20.
52. Мероприятия по улучшению качества заканчивания скважин. Обзор зарубежной литературы, серия «Бурение и добыча». М., ЦНИИЭИ-Нефтегаз, 1963, 55 с.
53. Намиот А. О., Бондарева М. М. Растворимость газов в воде под давлением. М., Гостоптехиздат, 1963, 43 с.
54. Номикосов Ю. П. Влияние скорости потока глинистого раствора на водопроницаемость и толщину глинистой корки. — «Нефтяное хозяйство», 1962, № 9, с. 10—16.
55. Паус К. Ф. Выбор промывочных жидкостей для вскрытия нефтяных пластов. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. М., Моск. инст. нефтехим. и газ. пром. им. И. М. Губкина, 1958, 168 с.
56. Практическое пособие по испытателям пластов фирмы Джонстон, 135 с.
57. Рахмангулов Т. М., Баченко В. Д. Опыт применения испытателей пластов в Сталинградской области. — «Новости нефтяной и газовой техники», серия «Нефтепромысловое дело», 1961, № 9, с. 16—17.
58. Руководство по применению испытателей пластов конструкции ГрозНИИ. М., ЦНИИЭнефть, 1957, 56 с.
59. Рязанцев Н. Ф., Лошкарев К. И. Рациональные зазоры между пакером в испытателях пласта и обсадной колонной. — «Нефтяное хозяйство», 1963, № 2, с. 40—42.
60. Свихин Н. М., Тур В. Д. Влияние промывочных жидкостей на качество вскрытия продуктивных горизонтов и геофизических иссле-

- дований на примере некоторых площадей Ромашкинского месторождения. Вопросы бурения скважин и добычи нефти. М., «Недра», 1966, 419 с. («Труды ТатНИИ», вып. IX).
61. Свихин Н. М., Тур В. Д. Влияние твердой и коллоидной фаз глинистого раствора на снижение проницаемости призабойной зоны. — «Бурение», 1965, № 1, с. 22—24.
62. Сидоровский В. А. О степени гидродинамического совершенства разведочных скважин. Бурение и заканчивание скважин. М., «Недра», 1967, 85 с. («Труды Гипротюменнефтегаза», вып. 4).
63. Сидоровский В. А. Результаты обработки призабойной зоны пласта малодебитных разведочных скважин Западной Сибири. Бурение и заканчивание скважин. М., «Недра», 1967, 85 с. («Труды Гипротюменнефтегаза», вып. 4).
64. Сидоровский В. А. Опробование разведочных скважин. М., «Недра», 1968, 102 с.
65. Сивельников А. В. Контрольно-измерительные приборы в бурении. М., Гостоптехиздат, 1957, 152 с.
66. Соколов И. Н. Опробователь пластов на кабель-тросе ОП-150 ВНИИКанефтегаз — ВНИИГеофизика. В сб. «Испытатели пластов при бурении нефтяных и газовых скважин». М., ЦИНТИАМ, 1962, 82 с.
67. Сухонсов Г. Д. Выбор диаметра пакера к испытателю пластов при опробовании в открытом стволе скважины. — «Нефтяное хозяйство», 1962, № 7, с. 25—28.
68. Сухонсов Г. Д. Основные условия успешного опробования горизонтов в открытом стволе скважины. М., «Недра», 1969, 208 с. («Труды СевКавНИИ», вып. VIII).
69. Требин Ф. А., Щербаков Г. В., Яковлев В. П. Гидромеханические методы исследования скважин и пластов. М., «Недра», 1965, 276 с.
70. Уильям Е., Грабб Ф., Глен Мартин. Развитие методов химической обработки скважин. «Инженер-нефтяник», 1963, № 5, с. 18—23; № 6, с. 41—45.
71. Чейтлин В. Г. Испытатель пластов с двойным гидравлическим пакером Среднеазиатского филиала ВНИИГаз. В сб. «Испытатели пластов при бурении нефтяных и газовых скважин». М., ЦИНТИАМ, 1962, 82 с.
72. Чарны И. А. Подземная гидрогазодинамика. Гостоптехиздат, 1963, 396 с.
73. Чекалюк Э. Б. Определение параметров пласта по результатам испытания скважин с помощью тестера. НТС «Добыча нефти», М., Гостоптехиздат, 1963, вып. 19, с. 64—70.
74. Чекалюк Э. Б. Универсальный метод определения физических параметров пласта по изменениям забойных давлений и притоков. — «Нефтяное хозяйство», 1964, № 2, с. 36—40.
75. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Гостоптехиздат, 1960, 172 с.
76. Шевальдин И. Е. Естественные промывочные жидкости для бурения скважин. М., «Недра», 1964, 172 с.
77. Шевальдин И. Е. Причины влияния степени минерализации дисперсионной среды естественных водных суспензий на качество вскрытия продуктивных горизонтов. — «Татарская нефть», 1961, № 9, с. 3—6.
78. Яковлев А. И. Испытатели пластов с гидравлическим пакером ВНИИБТ. В сб. «Испытатели пластов при бурении нефтяных и газовых скважин». М., ЦИНТИАМ, 1962, 82 с.
79. Ятров С. Н., Шевальдин И. Е. Влияние естественных карбонатных и аргиллитовых промывочных растворов на качество вскрытия продуктивных горизонтов. — «Новости нефтяной и газовой техники», серия «Нефтепромысловое дело», 1962, № 10, с. 16—19.
80. Ясашин А. М. Испытатели пластов ВНИИБТ. В сб. «Улучшение методики, техники и организации работ по опробованию скважин». М., ВНИГНИ, 1965, с. 58—62.

81. Ясашин А. М., Терентьев Е. И. Опробование пластов в процессе бурения разведочных скважин. — «Нефтяное хозяйство», 1967, № 3, с. 65—68.
82. Ясашин А. М., Масич В. И. Поинтеральное испытание пластов в разведочных скважинах. НТС «Бурение», М., ВНИИОЭНГ, 1967, № 4, с. 35—37.
83. Ясашин А. М., Терентьев Е. И., Еременко В. Ф. Результаты опробования пластов в процессе бурения скважин. — «Нефтяное хозяйство», 1969, № 9, с. 29—33.
84. Ясашин А. М. Об оптимальных зазорах между пакером и стенкой скважины при испытании пластов в процессе бурения скважин. — «Нефтяное хозяйство», 1971, № 7, с. 22—25.
85. Ясашин А. М. О создании испытателя пластов без опоры на забой и опробователя пластов, предназначающегося для опробования горизонтов без подъема бурильного инструмента на поверхность. М., ВНИИОЭНГ, 1966, с. 123—128 («Материалы Всесоюзного семинара по испытанию разведочных скважин на нефть и газ»).
86. Ясашин А. М., Терентьев Е. И., Мавленко В. Я. Опробование пластов в бурящихся скважинах без подъема бурильных труб на поверхность. — «Нефтяная и газовая промышленность», Киев, изд-во «Техника», 1969, № 8, с. 24—26.
87. Ясашин А. М. О величине допустимого перепада давления, действующего на пакер, при испытании и опробовании пластов в процессе бурения скважин. — «Нефтяное хозяйство», 1974, № 2, с. 23—25.
88. Ass. Francaise Technique Petrole, N 133, 1959.
89. Canadian Oil and Gas Industries, september, 1960.
90. Canadian Oil and Gas Industries, N 4, 1961.
91. Composite Catalog of Oil Field equipment and servicer, v. 2, 1964—1966.
92. Drilling, v. 15, N 9, 1954.
93. Drilling, v. 17, N 9, 1955.
94. Drilling, v. 18 N 7, 1957.
95. Drilling, Exposition number, 1958.
96. Erdöl Zeitung, Bd. 74, N 2, 1958.
97. Oil and Gas J., v. 54, N 8a, 19; 1955.
98. Oil and Gas J., v. 55, N 15a, 17, 1957.
99. Oil and Gas J., v. 57, N 26, 1959.
100. Oil and Gas J., v. 58, N 1, 1960.
101. Petroleum Engineer, v. 30, N 11, 1958.
102. Petroleum Engineer, v. 31, N 5, 1959.
103. Petroleum Eng ineer, v. 32, N 5 u 9, 1960.
104. Petroleum Technology, v. 7, N 9, 1955.
105. Petroleum Technology, v. 9, N 11, 1957.
106. Petroleum Technology, v. 9, N 9, 1957.
107. Revue Inst. Francaise Petrol, v. 12, N 11, 1957.
108. World oil, v. 146, N 7, 1958.
109. World oil, v. 147, N 1, 1958.
110. World oil, v. 149, N 4, 1959.
111. World oil, october, 1966.
112. Nowan T. I., Krueger R. F., A. P. I. Drilling and Production Practices, 1951.
113. Berntness T. A. A. P. I. Drilling and Production Practices, 1953
114. Glenn E. E. and Slusser M. H., Petroleum Tehnology, may, 1957.
115. Besson C. M. and Charles C. Wright A. I. M. E. Tech. Paper. N 79-G, presented Los Angeles, october, 1950.
116. Ferguson C. K. and Klotz J. A. A. I. M. E. v. 201, 1954.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава первая. Особенности испытания разведочных и эксплуатационных скважин	5
1. Состояние призабойной зоны пласта перед испытанием	6
2. Техника и технология испытания пластов в разведочных и эксплуатационных скважинах	14
Глава вторая. Испытание и опробование пластов в процессе бурения скважин	18
1. Испытание объектов при помощи испытателей пластов с опорой на забой, спускаемых в скважину на трубах	19
2. Испытание объектов при помощи испытателей пластов без опоры на забой, спускаемых в скважину на трубах	49
3. Опробование объектов при помощи опробователей пластов, забрасываемых в бурильные трубы	56
4. Опробование объектов при помощи опробователей пластов, спускаемых в скважину на кабеле-тросе	61
5. Комплексные исследования пластов в процессе бурения скважин	64
Глава третья. Современные технические средства для испытания и опробования пластов и технология их применения в бурящихся скважинах	67
1. Испытатели пластов с опорой на забой, спускаемые в скважину на трубах	69
2. Испытатели пластов без опоры на забой, спускаемые в скважину на трубах	142
3. Опробователи пластов, забрасываемые в бурильные трубы	168
4. Опробователи пластов, спускаемые в скважину на кабеле-тросе	190
Глава четвертая. Определение параметров пласта по результатам испытаний и опробований объектов в процессе бурения скважин	207
1. Определение параметров объекта при помощи испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах	207
2. Интерпретация результатов опробования пластов при помощи опробователей, спускаемых в скважину на кабеле-канате	240
Список литературы	258

АНАТОЛИЙ МИХАЙЛОВИЧ ЯСАНИН,
АРКАДИЙ ИЛЛАРИОНОВИЧ ЯКОВЛЕВ

ИСПЫТАНИЕ СКАВАЖИН

Редактор издательства Клейменова К. Ф.

Технический редактор Динаева Л. В.

Переплет художника Дударева Б. Г.

Корректор Меркулова Г. А.

Сдано в набор 2/XI 1972 г.

Подписано в печать 27/VII 1973 г.

Т-10473. Формат 60 × 90^{1/16}. Бумага № 2.
Печ. л. 16,5. Уч.-изд. л. 17,30. Тираж 3300 экз.
Заказ № 2110/4676—6. Цена 1 р. 03 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 6
«Союзполиграфпром» при Государственном
комитете Совета Министров СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли,
196006, г. Ленинград, Московский пр., 91.