

3

ГЛАВА

СООРУЖЕНИЕ ФИЛЬТРОВОЙ ЧАСТИ

В настоящее время основным направлением работ в области заканчивания скважин является обеспечение условий эффективного вскрытия продуктивного пласта в целях сохранения его коллекторских свойств. Кроме того, существенное значение имеет разработка конструкций забоев скважины, позволяющих осуществить ее эксплуатацию в условиях, осложненных неустойчивостью коллектора, коррозионной средой, аномальными давлениями и температурами и т.д.

Разработаны и эксплуатируются различные конструкции забоев для осложненных и неосложненных условий. Наиболее распространенная из них — конструкция забоя с зацементированной эксплуатационной колонной, перфорируемой в интервале продуктивного пласта. Простота технологии ее создания привела к тому, что практически повсеместно она является основой проектирования конструкции всей скважины.

Однако такая конструкция не может удовлетворять возросшим требованиям интенсивного извлечения флюида из продуктивного пласта в условиях многообразия геологических условий и используемых технических средств для добычи нефти и газа, особенно в случае горизонтального бурения. К тому же традиционные методы обеспечения гидродинамической связи скважины с пластом при пулевой и кумулятивной перфорации нарушают целостность цементного кольца за колонной часто на значительном расстоянии от интервала перфорации, что обуславливает некачественное разобщение продуктивных пластов.

Поэтому используют такие конструкции забоев, которые удовлетворяют требованиям эксплуатации скважин в конкретных геологических условиях. Так, в устойчивых трещин-

ных и порово-трещинных коллекторах, где и до настоящего времени в подавляющем большинстве случаев проектами предусматриваются вскрытие и закрепление цементируемой колонной продуктивной толщи, в связи с трудностями борьбы с поглощениями забой часто оставляют незацементированными либо их обсаживают перфорированными потайными колоннами, оборудованными пакерующими элементами. Практика выявила положительные и отрицательные особенности такой конструкции. При ее использовании значительно упрощается технология крепления, снижаются гидродинамические нагрузки на призабойную зону. В то же время применение таких конструкций забоя исключает возможность проведения селективной обработки отдельных интервалов продуктивного разреза при борьбе с проявлениями или при работах, связанных с повышением проницаемости продуктивной зоны.

Разработка конструкции забоя добывающей скважины в трещинном коллекторе относится к числу сложных проблем. Она связана с нерешенными проблемами, возникающими как при бурении, так и при эксплуатации скважин. Необходимы нормы, регламентирующие разработку конструкции открытого забоя при заканчивании скважин, выбор ее вида в зависимости от конкретных условий залегания продуктивного объекта и физико-механических свойств горных пород.

Большое внимание уделяется разработке конструкций забоев скважин, эксплуатирующих слабосцементированные коллекторы. К основным путям борьбы с разрушением призабойной зоны можно отнести следующие: установка фильтров различных конструкций (проволочные, щелевые, гравийные и др.); создание в призабойной зоне искусственных фильтрационных сооружений; консолидация пород пласта различными материалами.

3.1. ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Создание рациональной конструкции забоя скважин — это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении флюида пласта.

Создание рациональной конструкции забоя скважин предусматривает сочетание элементов их крепи в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющими факторами по выбору конструкции забоя и ее параметров являются тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением водонефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близкорасположенные напорные водоносные (газоносные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; у кровли пласта имеется газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями;

4) коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Следует отметить, что однородным считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости k для

однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов:

$$k > 1,0 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,5 \div 1,0 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,1 \div 0,5 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,05 \div 0,1 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,01 \div 0,05 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,001 \div 0,01 \text{ мкм}^2.$$

Если пласт расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газодонефтенасыщенных пропластков с различными пластовыми давлениями, он считается неоднородным.

Прочными коллекторами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок. Оценка устойчивости пород в ПЗП — весьма сложный и полностью не регламентированный результат исследовательских работ. Для случая эксплуатации скважин открытым забоем наиболее обоснованной, по мнению авторов, является методика, разработанная Н.М. Саркисовым и др.

Слабосцементированными коллекторами считают (М.О. Ашрафьян) такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах. С точки зрения пластовых давлений коллекторы могут быть подразделены на три группы: $\text{grad } p_{\text{пл}} > 0,1 \text{ МПа/10 м}$; $\text{grad } p_{\text{пл}} = 0,1 \text{ МПа/10 м}$; $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$.

Пласт является высокопроницаемым, если значения коэффициента поровой $k_{\text{п}}$ или трещинной $k_{\text{т}}$ проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм².

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается близкорасположенным. Это условная характеристика расстояния, взятая из опыта.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты разделяются по фракционному составу на мелко-, средне- и крупнозернистые с размером частиц соответственно 0,10—0,25; 0,25—0,50 и 0,50—1,0 мм.

Для оценки среднего размера $d_{\text{ср}}$ зерен песка пласта используется формула

$$d_{\text{ср}} = 0,5 \sqrt[3]{\frac{G}{11a_1 + 1,37a_2 + 0,17a_3 + 0,02a_4}}, \quad (3.1)$$

где G — сумма частных остатков на ситах, за исключением фракций, прошедших через сито с отверстиями 0,15 мм; a_1, a_2, a_3, a_4 — частные остатки с отверстиями 0,15; 0,30; 0,60; 1,20 мм.

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта в соответствующих организациях.

Наиболее часто применяют следующий тип конструкции: эксплуатационная колонна (хвостовик) спускается в ствол скважины в продуктивном пласте, цементируется, перфорируется, хотя апробированы в практике следующие четыре типа конструкций (рис. 3.1).

1. Конструкция ПЗП с закрытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (см. рис. 3.1, а).

2. Конструкция ПЗП с открытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) остается незацементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (см. рис. 3.1, б, в, г).

3. Конструкция ПЗП смешанного типа. В этом случае нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующими цементированием и перфорацией (см. рис. 3.1, г, е).

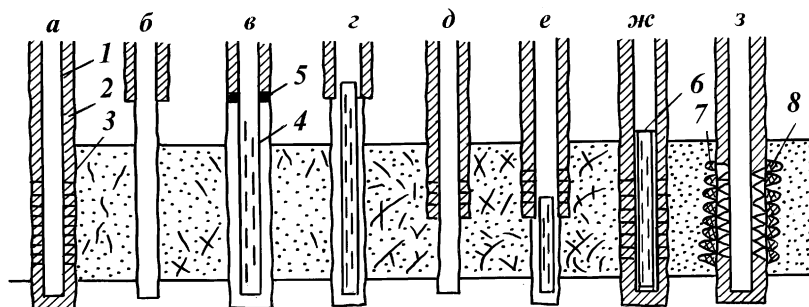


Рис. 3.1. Типы конструкций забоев скважин:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — цементное кольцо; 3 — перфорационные отверстия; 4 — перфорированный (на поверхности) фильтр; 5 — пакер типа ПДМ конструкции ВНИИБТ; 6 — забойный фильтр; 7 — зона разрушения в слабощементированном пласте; 8 — проницаемый тампонажный материал

4. Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка. В этом случае против продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (см. рис. 3.1, ж) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (см. рис. 3.1, з).

Эффективная работа призабойной зоны во многом зависит от того, насколько конструкция забоя соответствует геологическим условиям залегания продуктивного пласта.

В настоящее время продолжается работа в области совершенствования конструкций забоев скважин применительно, прежде всего, к осложненным условиям, обусловленным наличием слабосцементированных продуктивных объектов, зон АВПД, близкорасположенных напорных объектов, чередованием пород пласта с различной проницаемостью, необходимостью проведения различных способов интенсификации и др.

В Азербайджане в зависимости от геологических и физико-механических характеристик продуктивного пласта конструкции забоев скважин меняются от месторождения к месторождению. Конструкции забоев на месторождениях Мурадханлы (рис. 3.2) изменялись в процессе разработки. Так как залежь представлена сложным коллектором с порово-кавернозно-трещиноватым типом высокой проницаемости,

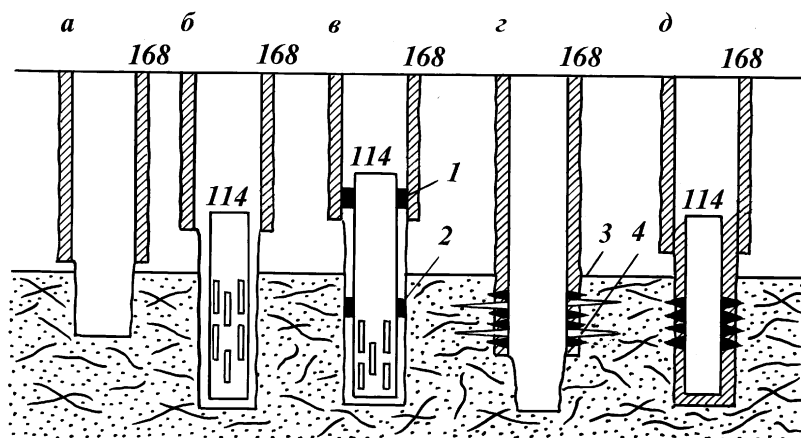


Рис. 3.2. Виды конструкций забоев верхнемеловых скважин месторождения Мурадханлы (Азербайджан):

1, 2 — пакеры типа ПМП конструкции ВНИИБТ; 3 — кумулятивная перфорация; 4 — гидропескоструйная перфорация

то башмак (см. рис. 3.2, *а*) эксплуатационной колонны устанавливался вблизи кровли продуктивного пласта, разбуривание которого велось до начала интенсивного поглощения бурового раствора. При спуске в открытую часть ствола скважины фильтра в виде колонны перфорированных труб башмак находился уже на значительном удалении от кровли продуктивного пласта (см. рис. 3.2, *б*). Если в первом случае (без фильтра) глубина вскрытия коллектора составляла примерно 30 м, то во втором — в десятки раз больше (при наличии поглощений). В этом случае для создания высоких депрессий на ПЗП и обеспечения дренирования наиболее нефтенасыщенной части пласта применяли пакеры (см. рис. 3.2, *в*). В случае применения перфорации конструкция забоя представлена на рис. 3.2, *г, г*. Недостаточную глубину прострела кумулятивными перфораторами усиливали использованием гидropескоструйной перфорации колонны или интенсифицировали приток нефти гидроразрывом пласта.

Анализ применения конструкций забоев (см. рис. 3.2) показал, что наименьшие сроки ввода скважин в эксплуатацию наблюдались при схемах *а* и *в*. Наибольшие дебиты отмечаются в скважинах с открытыми забоями.

Цементирование эксплуатационной колонны в зоне продуктивного пласта приводило к значительному увеличению сроков освоения и существенному снижению дебитов скважин по сравнению со случаем открытого забоя. Ярким примером массивной (нефтяной) залежи с коллектором трещинного типа является месторождение Самгори-Патардзеули в Грузии. Толщина продуктивного пласта составляет 350–600 м, раскрытость каналов и микротрещин равна 3–8 мкм, у макротрещин 150–200 мкм. Аномально низкое пластовое давление (коэффициент аномальности 0,89) обуславливает поглощение бурового раствора, в результате чего бурение частично происходит без выхода циркуляции раствора.

Конструкции забоев скважин представлены на рис. 3.3: открытый ствол (*а*) или спуск в интервал открытого ствола нецементируемого хвостовика-фильтра (*б*), или, наконец, хвостовик-фильтр (длина фильтра 30–90 м), цементируемый выше фильтра (*в*). Эти рекомендации, к сожалению, не всегда выполняются, и используются конструкции закрытого забоя. Учитывая особенности месторождения Самгори-Патардзеули (с массивной залежью и коллектором трещинного типа), наиболее приемлемыми следует считать конструкции с открытым забоем.

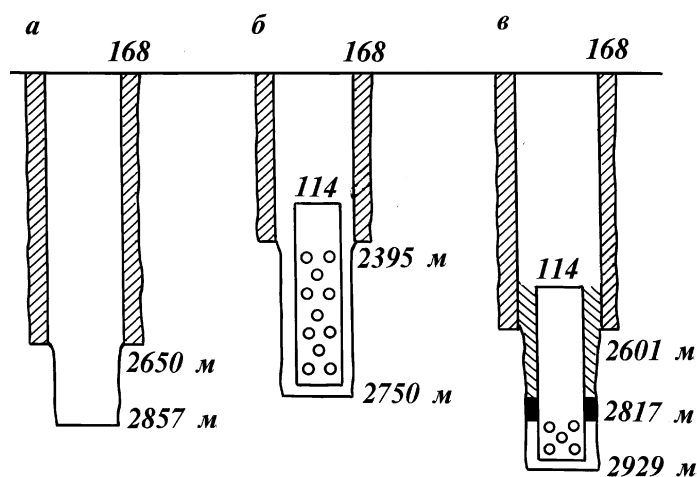


Рис. 3.3. Конструкции забоев скважин в среднеэоценовых отложениях месторождения Самгори-Патардзеули (Грузия)

В Грознефти продуктивные пласты верхнемеловых отложений представлены толщей рассеченных трещинами известняков толщиной 300—350 м. В пределах этой толщи выделяется шесть характерных участков по значению проницаемости. При вскрытии всего 7—60 м (75 % фонда эксплуатационных скважин) дебиты составляют 30—4000 т/сут. При разработке этих залежей применяется шесть типов конструкций забоев (рис. 3.4). Во всех случаях ствол бурят до кровли продуктивного пласта и обсаживают 168-мм эксплуатационной колонной. Затем вскрывается продуктивный пласт.

Наибольшее распространение получила конструкция забоя (см. рис. 3.4, г), обеспечивающая значительную мощность (120—450 м) открытого ствола скважины. Хвостовик-фильтр имеет отверстия или по всей длине, или в отдельных интервалах. Конструкция (см. рис. 3.4, а) характеризуется 114-мм хвостовиком до забоя с последующим цементированием; иногда эту колонну спускают до кровли нижней пачки с последующим цементированием, остальная часть — открытый ствол (см. рис. 3.4, б). Вариант этой конструкции: в нижней части — фильтр из хвостовика, спущенного до забоя (см. рис. 3.4, в).

Вариант (см. рис. 3.4, г) предусматривает весь ствол ниже башмака 168-мм эксплуатационной колонны открытым, а

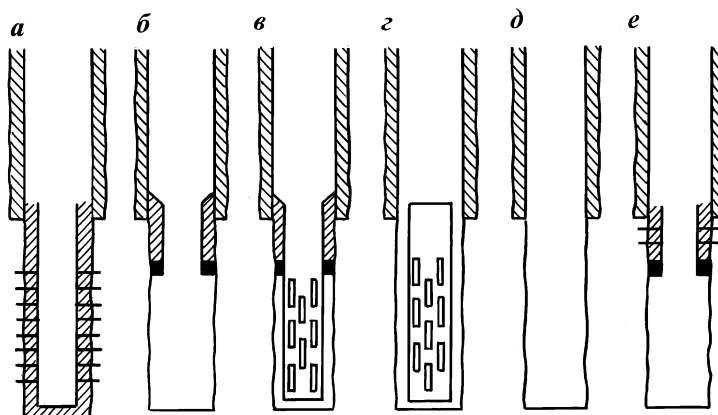


Рис. 3.4. Конструкции забоев верхнемеловых скважин месторождений Чеченской и Ингушской Республик

вариант (см. рис. 3.4, е) — частично открытым. Определяющими факторами при выборе варианта конструкции забоя скважины являются сложность освоения скважины, трудоемкость проведения изоляционных работ в случае появления пластовой воды, а также обеспечение устойчивости призабойной зоны при значительных депрессиях.

В сводовых и присводовых скважинах, где развита трещиноватость, 83,3 % скважин с открытым забоем начинают фонтанировать сразу после замены бурового (глинистого) раствора на воду. И только 16,7 % скважин требуют соляно-кислотных обработок.

При первом варианте конструкции забоя (см. рис. 3.4, а) такая обработка ПЗП требуется в 60 % скважин, что объясняется загрязнением пласта при цементировании.

Однако в скважинах с открытым забоем не удастся ликвидировать обводнения, поэтому, как считают некоторые специалисты, конструкции (см. рис. 3.4, а — в, е) имеют преимущества.

Анализ материалов по Грознефти показал, что конструкции с открытым забоем (см. рис. 3.4, б — е) эффективны при вызове притока нефти в том случае, когда коллектор имеет развитую трещиноватость с трещинами большой протяженности и раскрытости. В случае близкорасположенных подошвенных вод целесообразно применять конструкции смешанного типа (см. рис. 3.4, б, в, е).

Отложения баженовской свиты Салымского месторождения со своими уникальными характеристиками могут считаться коллекторами нового (ранее не встречавшегося) типа: свита относится к верхнеюрским отложениям, представлена глинистыми породами при чередовании тонких прослоев и линз карбонатных и кремнистых образований. Коллекторы представлены листовыми и микрослоистыми глинами с широкоразвитыми микротрещинами.

При практикуемом вскрытии буровой раствор, и особенно его фильтрат, по системе трещин проникает столь глубоко, что пласт оказывается пропитанным фильтратом.

Опыт заканчивания скважин на Салымском месторождении показывает, что наиболее рациональной конструкцией забоя для баженовской свиты является конструкция с открытым забоем.

С осыпями пород приходится мириться, хотя они и нарушают нормальную работу скважин. Анализ промысловых данных показывает, что если расстояние от башмака эксплуатационной колонны не превышает 9–27 м, то процессы вызова притока и последующей эксплуатации проходят нормально. Если же это расстояние возрастает в 3 раза, наблюдаются интенсивные осыпи. Практика выработала следующие четыре типа конструкций забоев скважин (рис. 3.5).

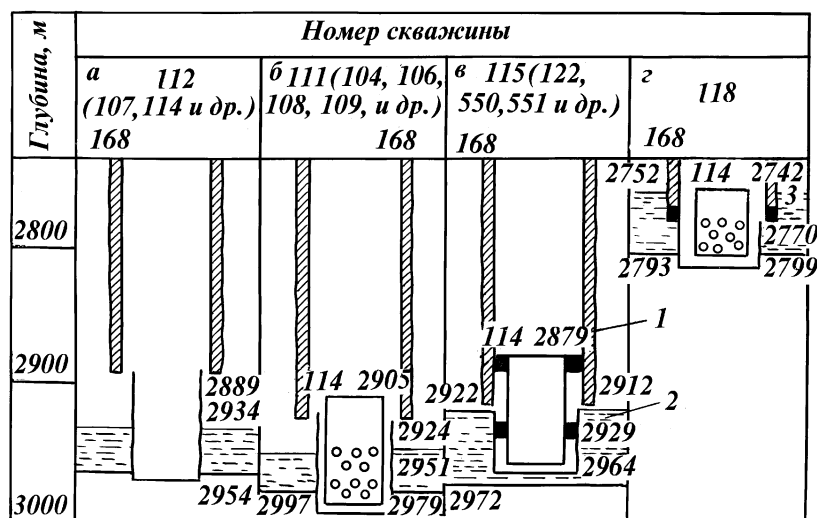


Рис. 3.5. Конструкции забоев скважин на Салымском месторождении:
1, 2, 3 — пакеры соответственно ПМП-142, ПМП-140 и ПДМ-195

После уточнения геологического строения залежи и изучения причин осложнений перешли с конструкций (см. рис. 3.5, а, б) на конструкции забоев скважин (см. рис. 3.5, в). Здесь уже применяют пакеры для изоляции продуктивного пласта от сыпучих пород и исключения перетоков пластового флюида. Если башмак 168-мм колонны располагается у кровли баженовской свиты или непосредственно в пласте, то его оборудуют заколонным пакером, чтобы избежать закупоривания цементным раствором (см. рис. 3.5, г).

Вопросы предотвращения разрушения слабосцементированных пород ПЗП при эксплуатации нефтяных и газовых скважин остаются актуальными и в настоящее время.

Промысловый опыт показывает, что рациональный путь борьбы с выносом песка — это установка фильтров. Они бывают различных конструкций: проволочные, щелевые, гравийные и др. Эффективным способом также является закрепление пород в ПЗП путем применения различных материалов: портландцементных смесей с добавками и наполнителями, смол и других органических материалов с наполнителями, химических растворов и т.д.

Существует несколько типов конструкций забоев скважин, предотвращающих вынос песка или снижающих его интенсивность и объем (рис. 3.6, а–г). Выбирают их с учетом прочности пород, технико-технологических и геологических условий. Сетчатые и проволочные фильтры быстро разрушаются агрессивными пластовыми водами. Наиболее

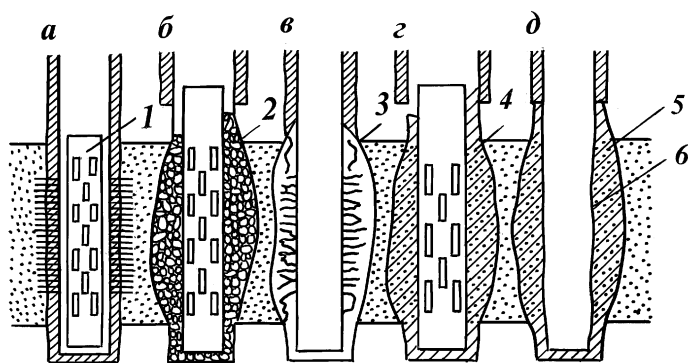


Рис. 3.6. Конструкции забоев скважин, предотвращающие вынос песка:

1, 2 — забойный и гравийный фильтры; 3 — центратор; 4 — расширенная часть ствола скважины; 5 — проницаемый тампонажный состав; 6 — открытая поверхность искусственного фильтра

надежными считают гравийные фильтры. Их применение в 85–95 % случаях дает положительные результаты, однако они не предотвращают разрушения пород и продуктивного пласта. В процессе их использования гравий в фильтре оседает и в скважину начинает поступать песок.

3.2. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ОТКРЫТОГО ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Низкая проницаемость прочных коллекторов — залог условий выбора конструкции скважин с открытым забоем. Сюда же следует отнести условия, когда отсутствуют высоконапорные горизонты, подошвенные воды и газовая шапка (в случае нефтяной залежи). Часто конструкция открытого забоя скважин предусматривает (в случае пористых и трещиноватых коллекторов) наличие пакеров. Они устанавливаются на перфорированном хвостовике, который не цементируется.

Использование конструкции открытого забоя скважины предусматривает однородный прочный коллектор порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; коллектор по своим геолого-физическим характеристикам не может быть зацементирован без резкого и значительного ухудшения его коллекторских свойств в ПЗП.

Конструкция открытого забоя предусматривает отдельный способ эксплуатации. Коллектор должен сохранять устойчивость при создании депрессии на пласт.

Устойчивость породы в призабойной зоне скважины можно определить для следующих случаев.

1. Из пласта извлекается жидкость или газ:

$$\sigma_{сж} \geq 2[\xi(\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{пл}) + (p_{пл} - p)], \quad (3.2)$$

где $\sigma_{сж}$ — предел прочности пород коллектора при одноосном сжатии (определяется экспериментально), МПа; ξ — коэффициент бокового распора горных пород,

$$\xi = \nu / (1 - \nu); \quad (3.3)$$

ν — коэффициент Пуассона коллектора; ρ — средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³,

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i h_i}{H}; \quad (3.4)$$

ρ_i – плотность горных пород i -го пласта, кг/м³; h_i – толщина i -го пласта, м; n – число пластов; g – ускорение силы тяжести, м²/с; H – глубина залегания коллектора, м; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; p – давление столба жидкости на забое скважины, МПа.

2. Жидкость нагнетается в пласт:

$$\sigma_{\text{сж}} \geq 2[\xi(\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{\text{пл}}) + (p' - p_{\text{пл}})], \quad (3.5)$$

где p' – забойное давление при нагнетании жидкости ($p' > p$), МПа.

3. Движение жидкости отсутствует:

$$\sigma_{\text{сж}} \geq 2\xi(\rho g H \cdot 10^{-6} - p_{\text{пл}}). \quad (3.6)$$

В табл. 3.1 приведены значения ν для основных горных пород.

Рассчитаем устойчивость стенки скважины с открытым забоем.

Примем, что извлечение жидкости из продуктивного песчаника, залегающего на глубине 1500 м, имеющего прочность при одноосном сжатии $\sigma_{\text{сж}}$ 30 МПа и пластовое давление 15,5 МПа, предполагают вести при депрессии 2 МПа, а средняя плотность горных пород по разрезу скважины равна 2250 кг/м³.

Плотность породы по разрезу скважины ρ_i определим следующим образом.

При заданных условиях давление жидкости на забой в период эксплуатации $p = 15,5 - 2,0 = 13,5$ МПа.

Коэффициент Пуассона $\nu = 0,30$ (см. табл. 3.1). Затем по формуле (3.4) вычислим $\xi = 0,3/(1 - 0,3) = 0,43$.

Определим условие прочности стенок скважины по выражению (3.5)

$$\sigma_{\text{сж}} = 30 \text{ МПа} > 2[0,43(10^{-6} \cdot 2250 \cdot 9,8 \cdot 1500 - 15,5) + (15,5 - 13,5)] = 19,1 \text{ МПа}.$$

Удовлетворение данного условия указывает на возможность эксплуатации скважины открытым забоем.

Т а б л и ц а 3.1

Средние значения коэффициентов Пуассона для некоторых горных пород

Порода	Коэффициент Пуассона	Порода	Коэффициент Пуассона
Глины пластичные	0,41	Известняки	0,31
Глины плотные	0,30	Песчаники	0,30
Глинистые сланцы	0,25	Песчаные сланцы	0,25

Затем сравнивают условия залегания продуктивного горизонта и его физико-механические свойства (см. приведенный выше пример).

При устойчивом и неустойчивом коллекторе, если $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, а собственно коллектор имеет поровую проницаемость $k_{\text{п}} \geq 0,1 \text{ мкм}^2$ или трещинную проницаемость $k_{\text{т}} > 0,01 \text{ мкм}^2$, применяют конструкцию открытого забоя вида, показанную на рис. 3.1, в.

Если коллектор обладает низкой поровой или трещинной проницаемостью ($k_{\text{п}} < 0,01 \text{ мкм}^2$, $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$), а $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, то при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида, представленную на рис. 3.1, б, а при неустойчивом коллекторе — конструкцию забоя вида, показанную на рис. 3.1, г.

При аномально низком пластовом давлении ($\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$) независимо от значения проницаемости пород продуктивного объекта при устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида рис. 3.1, б; при неустойчивом коллекторе — конструкцию забоя вида рис. 3.1, г.

При создании конструкции забоя вида рис. 3.1, б до кровли продуктивного пласта спускают и цементируют эксплуатационную колонну, а вскрытие объекта производят с учетом пластового давления, поровой и трещинной проницаемости коллектора. При $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{п}} < 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} < 0,01 \text{ мкм}^2$ применяют специальные буровые растворы (растворы на нефтяной основе, пены и др.). Перед вызовом притока в случае необходимости производят обработку призабойной зоны пласта (солянокислотная обработка, гидродразыв пласта и др.).

В случае заканчивания скважины с конструкцией забоя вида рис. 3.1, в при $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{п}} \geq 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} \geq 0,01 \text{ мкм}^2$ вскрытие продуктивного объекта осуществляют совместно с вышележащими отложениями, до забоя спускают эксплуатационную колонну, оборудованную в нижней части фильтром, и скважину цементируют с подъемом тампонажного раствора от кровли продуктивного пласта, для чего используют пакеры типа ПДМ конструкции ВНИИБТ.

Технология создания конструкции забоя (см. рис. 3.1, г) идентична таковой при заканчивании скважины с конструкцией забоя вида рис. 3.1, б. Дополнением ее является перекрытие неустойчивого порово-трещинного коллектора хвостовиком-фильтром. В случае если кровля продуктивного объекта сложена неустойчивыми породами и не перекрыта эксплуатационной колонной, при установке хвостовика-фильтра

используют заколонные пакеры ВНИИБТ, ТатНИПИнефти и других изготовителей, располагаемые в неперфорированной его части у кровли продуктивного горизонта и в башмаке эксплуатационной колонны с целью предупредить обрушения стенок скважины и зашламления открытого ствола.

Общие требования к конструкции забоя открытого типа сводятся к следующему.

1. Продуктивные пласты должны быть устойчивыми при депрессии и не разрушаться при кислотных и других методах искусственного воздействия на пласт:

$$p_{\text{пл}} - p_{\text{в}} \leq \frac{\sigma_{\text{сж}}}{2} - k(\rho g H \cdot 10^6 - p_{\text{пл}}).$$

2. В конструкциях забоев (см. рис. 3.2, б, в) башмак эксплуатационной колонны устанавливают в устойчивых непроницаемых отложениях кровли продуктивного объекта с целью изоляции вышележающих водных отложений, исключения осыпания пород открытого ствола и предупреждения перетоков пластового флюида в вышерасположенные горизонты; при наличии над кровлей пласта устойчивых непроницаемых пород большой толщины башмак колонны устанавливают на расстоянии 10–20 м от кровли пласта.

3. В конструкциях забоев (см. рис. 3.2, в) при наличии в кровле продуктивного объекта неустойчивых отложений с целью исключения осыпания пород открытого ствола эксплуатация скважины должна осуществляться за счет применения двух заколонных пакеров типа ПМП конструкции ВНИИБТ. Один устанавливают в верхней части потайной колонны, другой — в устойчивой части кровли продуктивного объекта.

4. При конструкции открытого забоя эксплуатационная колонна цементируется с использованием пакера типа ПМД конструкции ВНИИБТ, установленного на 8–10 м выше перфорированного фильтра для предупреждения проникновения тампонажного раствора в продуктивную часть пласта.

5. Открытие продуктивного объекта при АНПД в условиях однородной высокопроницаемой массивной залежи с развитыми вертикальными разломами и расщелинами должно осуществляться до глубины залегания зоны интенсивного поглощения бурового раствора.

6. При последовательном бурении нескольких скважин одного куста и задержке при освоении продуктивных объектов до завершения строительства запланированных скважин технология создания конструкции открытого забоя должна предусматривать исключение продолжительного воздействия бу-

рового раствора на продуктивный пласт с целью максимального сохранения его коллекторских свойств.

7. Технология создания конструкции открытого забоя скважины должна обеспечивать выполнение без осложнений следующих операций: спуск компоновок эксплуатационной и потайной колонн с установленными на них приспособлениями; закрепление колонны в призабойной зоне, качественное вскрытие пласта и современные способы освоения; искусственные воздействия на призабойную зону с целью интенсификации притока; проведение ремонтно-изоляционных работ.

Технология создания конструкций открытого забоя скважины сводится к следующему:

при создании конструкции забоя до кровли продуктивного пласта спускают эксплуатационную колонну, а затем ее цементируют; вскрывают продуктивный объект; при $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{т}} < 0,1 \text{ мкм}^2$ применяют специальные буровые растворы или газообразные агенты — азрированные буровые растворы, пены, азот, природный газ или воздух в виде тумана, не загрязняющие пласт;

сначала бурят скважину до кровли продуктивного объекта; на основе геолого-геофизических исследований определяют глубину спуска эксплуатационной колонны и месторасположение ее башмака, учитывая необходимость его установления напротив устойчивых непроницаемых отложений;

ствол скважины перекрывают эксплуатационной колонной; при $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа/10 м}$ и наличии близко расположенных от продуктивного пласта напорных горизонтов для исключения возможных перетоков флюидов на колонне устанавливают элементы колонной и заколонной оснастки, повышающие качество разобщения пластов, и заколонный пакер типа ПДМ для манжетного цементирования эксплуатационной колонны или типов ПГП и ППГ для герметизации кольцевого пространства у ее башмака;

вскрывают продуктивные отложения с использованием бурового раствора плотностью, отвечающей условиям Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях; буровой раствор утяжеляют кислоторастворимыми утяжелителями; при плотности раствора до 1300 кг/м^3 применяют мел; более значительное утяжеление обеспечивают мелом и баритом или только сидеритом;

в случае проведения работ в трещинном коллекторе с аномально низким пластовым давлением при поглощении

скважину переводят на воду, аэрированную жидкость или пенную систему; углубляют забой на 30–50 м; выполняют испытание открытых отложений испытателем пластов; при наличии притока флюида скважину готовят к освоению и испытанию по принятой технологии; при отсутствии притока скважину дальше углубляют на 30–50 м и повторно проводят опробование продуктивного объекта испытателем пластов; эти работы проводят до получения объективной достоверной информации;

оптимальную депрессию на пласт определяют по результатам исследования скважины на разных режимах;

при использовании для вскрытия пластов буровых растворов с кислоторастворимыми наполнителями для интенсификации притока обрабатывается весь продуктивный объект раствором соляной кислоты 12–21 %-ной концентрации.

Технология создания конструкции забоя (см. рис. 3.2, в) такая же, как и описанной выше конструкции. Дополнительная операция при ее создании — перекрытие неустойчивого пористо-трещинного коллектора потайной колонной-фильтром. Предупреждение обвала стенок скважины и зашламление открытого ствола достигается установлением заколонных пакеров конструкции ВНИИБТ, размещающихся в неперфорированной части потайной колонны у кровли продуктивного пласта, а также в башмаке эксплуатационной колонны. При этом порядок выполнения технологических операций по созданию конструкции забоя следующий. Выполняют работы по заканчиванию скважины бурением. Проводят комплекс геофизических исследований, включая и кавернометрию, определение интервала залегания продуктивного объекта и гидромониторное расширение ствола в указанном интервале. Расширение совершают гидромониторным перфоратором, оснащенным четырьмя насадками диаметром 6 мм, при расходе жидкости, обеспечивающем перепад давления на насадке не менее 10 МПа. Скорость подачи инструмента должна быть в пределах от 3 до 4 м/ч при его вращении на первой скорости. Раствор для предупреждения забивания насадки перфоратора тщательно очищается.

По данным кавернометрии определяют степень разрушения стенок скважины, затем делают вывод о необходимом типе конструкции открытого забоя. Он определяется в зависимости от следующих условий:

ствол устойчивый и разрушению не поддается — скважину оставляют открытой;

ствол неустойчивый, слабо уплотненные пропластки хо-

рошо выделяются — скважину заканчивают со спуском в открытый ствол незацементированной потайной колонны-фильтра, оснащенной пакерами, которые размещены против устойчивой нерасширенной части ствола. Потайную колонну выполняют неперфорированной или в виде фильтра.

Потайную колонну-фильтр оснащают круглыми отверстиями диаметром 10 мм с расчетом 20 отверстий на 1 м или щелями. В щелевом фильтре на 1 м трубы прорезают восемь щелей длиной 100–150 мм и шириной 3–5 мм каждая, расположенных по кругу с углом смещения 120°. Отверстия и щели размещаются не ближе 0,6 мм от резьбовых соединений колонны. Нижнюю часть потайной колонны-фильтра оснащают муфтой с нарезанными зубцами, армированными твердым сплавом, обеспечивают их внедрение в забой и фиксацию потайной колонны при отвинчивании бурильного инструмента.

Неперфорированную потайную колонну в верхней части оснащают пакером типа ПМП а в нижней — башмачным патрубком с направляющей пробкой. В случае если башмак эксплуатационной колонны отстоит от кровли продуктивного пласта более чем на 25 м, а кровля пласта составлена неустойчивыми отложениями, потайную колонну оснащают вторым пакером типа ПМП, размещающимся ниже интервала залегания неустойчивых пород.

Осуществляется распаковывание пакеров в скважине, отвинчивается и поднимается бурильный инструмент, перфорируется потайная колонна перфораторами ПНКТ73, ПНКТ89, ПР54 или ПР43 при депрессии на пласт, конкретно определенной для скважины.

Выполняются работы по вызову притока, освоению и исследованию скважин.

При создании конструкции забоя (см. рис. 3.3) при $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 0,1 \text{ МПа/10 м}$, $k_{\text{п}} \geq 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} \geq 0,01 \text{ мкм}^2$ продуктивный горизонт вскрывают вместе с вышележащими отложениями без применения специальных растворов. Эксплуатационную колонну спускают до забоя, оснащая ее в интервале пласта-коллектора фильтром с отверстиями или щелями, а над фильтрами устанавливают пакер типа ПДМ и элементы заколонного оснащения. Последнюю трубу перед пакером оснащают чугунной заглушкой или в трубе заранее устанавливают цементную пробку. Цементируют скважину с поднятием тампонажного раствора в интервале от места установки пакера до проектной отметки. Разбуривают цементную пробку, упорное кольцо "стоп", цементный стакан и заглушку.

При заканчивании скважины с конструкцией закрытого типа продуктивный объект вскрывают вместе с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторские свойства пласта. В забой спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическая связь с пластом осуществляется с применением пулевой, кумулятивной или гидропескоструйной перфораций.

Технология создания конструкции забоя смешанного типа в общем аналогична. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей толщины продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близко расположенных к кровле пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны ее перфорацию выполняют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости обрабатывают призабойную зону пласта.

Технология создания конструкций забоя для предупреждения выноса песка основывается, прежде всего, на объединении зацементированной эксплуатационной колонны и забойного фильтра (щелевого, с проволоочной обмоткой, металло-керамического, титанового), установленного в интервале перфорации. Предельно допустимая депрессия на слабощементированный пласт при такой конструкции забоя определяется из выражения

$$\Delta p \leq \frac{c \varepsilon r_c \ln(R_k / r_c)}{6k}, \quad (3.7)$$

где c — сила сцепления горных пород, равная 0,2–1,4 МПа;
 ε — коэффициент прочности пористых каналов,

$$\varepsilon = m_3 / m_n; \quad (3.8)$$

R_k — радиус контура питания, принятый равным половине расстояния от ближайшей эксплуатационной скважины, м;
 r_c — радиус скважины, м; k — проницаемость породы, мкм²;
 m_3 , m_n — соответственно эффективная и полная пористость.

Пример. Имеем $r_c = 0,1$ м; $R_k = 200$ м; $k = 0,2$ мкм²; $m_3 = 24$ %; $m_n = 26$ %; $c = 1$ МПа.

Тогда

$$\Delta p = \frac{1 \cdot \frac{24}{26} \cdot 0,1 \ln \frac{200}{0,1}}{6\sqrt{0,2}} = 0,26 \text{ МПа.}$$

Ширину щели Z забойного фильтра выбирают из условия

$$Z = 3d_1 + d_2, \quad (3.9)$$

где d_1, d_2 — соответственно размеры самых мелких и самых крупных зерен пластового песка, мм.

В конструкции забоя с выносом песка предупреждение выноса последнего достигается путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала типа "Контарен-2". Для этого после перфорации колонны вызывают приток, отработывают пласт в течение 1–5 сут, проверяют проницаемость пласта и закачивают на поглощение тампонажный состав "Контарен-2".

Проницаемый полимерный тампонажный материал "Контарен-2" разработан в б. ВНИИКРнефти и включает в свой состав ТС-10, уротропин, наполнитель ШРС-С, получаемый при совместном помоле шлака, руды и соли (хлористого натрия), и водный раствор едкого натра. Начальная прочность материала на сжатие составляет не менее 6 МПа, а после вымывания из него соли — от 3,5 до 5,0 МПа. Соответственно проницаемость камня равна 0,12–0,20 и 1–5 мкм².

Вымывание солевого наполнителя осуществляется при прокачивании через искусственный фильтр водных растворов ПАВ с концентрацией 0,5–0,1 % из расчета 1–2 м³ на 1 м интервала перфорации.

Материал устойчив к воздействию кислот и не разрушается при температуре до 200 °С.

Предельная допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны составом "Контарен-2" не должна превышать 3 МПа.

3.3. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ СМЕШАННОГО ВИДА

Конструкции забоя смешанного вида используются в однородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; при наличии близкорасположенных напорных горизонтов или газовой шапки у кровли пласта, а также низких значениях поровой или трещинной проницаемости пород (соответственно $k_n < 0,01$ мкм² или $k_t < 0,01$ мкм²); если коллектор сложен прочными породами, сохраняющими устойчивость при создании депрессии на пласт при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Выбор конструкции забоя смешанного вида предусматривает установление соответствия условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта с учетом его физико-механических свойств; оценку по выражению (3.5) устойчивости пород призабойной зоны пласта.

При устойчивом коллекторе применяют конструкцию забоя вида (см. рис. 3.1, *g*), а при неустойчивом коллекторе — конструкцию забоя вида (см. рис. 3.1, *e*).

Технологии создания конструкций забоев вида (см. рис. 3.1, *g*, *e*) по существу аналогичны. Скважину бурят до проектной глубины со вскрытием всей мощности продуктивного объекта. Эксплуатационную колонну спускают до глубины, обеспечивающей перекрытие и изоляцию близкорасположенных у кровли пласта напорных объектов, газовой шапки или верхней неустойчивой части продуктивных отложений. После цементирования колонны ее перфорируют в интервале высокопродуктивной части объекта, а перед вызовом притока в случае необходимости осуществляют обработку призабойной зоны пласта. В отличие от конструкции забоя (см. рис. 3.1, *g*) в конструкции вида (см. рис. 3.1, *e*) открытый забой, представленный неустойчивыми коллекторами трещинного или порово-трещинного типа, перекрывают потайной колонной-фильтром.

3.4. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ЗАКРЫТОГО ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Конструкции с закрытым забоем применяют для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близкорасположенные пласты в неоднородном коллекторе порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, в котором отмечается чередование устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями, в случае если коллектор характеризуется высокими значениями поровой $k_{\text{п}}$ или трещинной $k_{\text{т}}$ проницаемости пород ($k_{\text{п}} > 0,1 \text{ мкм}^2$ или $k_{\text{т}} > 0,01 \text{ мкм}^2$), а также для обеспечения совместной, раздельной или совместно-раздельной эксплуатации объектов.

При выборе конструкции закрытого забоя (см. рис. 3.1, *a*) устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта общепринятым положениям.

Расчет основных элементов конструкции закрытого забоя производится в соответствии с действующими руководящими документами.

При заканчивании скважины с конструкцией забоя (см. рис. 3.1, а) продуктивный объект вскрывают совместно с вышележащими отложениями с использованием бурового раствора, не ухудшающего коллекторских свойств пласта, до забоя спускают эксплуатационную колонну, скважину цементируют, а гидродинамическую связь с пластом осуществляют, применяя кумулятивную, пулевую или гидропескоструйную перфорацию.

3.5. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА

Эта конструкция забоев применяется для предотвращения выноса песка в слабосцементированном коллекторе, представленном мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками и характеризующемся разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка при эксплуатации скважины, а также при раздельном способе эксплуатации продуктивного объекта.

Допустимую депрессию Δp на слабосцементированный пласт в конструкции забоя (см. рис. 3.1, ж) определяют из выражения (3.7).

Ширину щелей Z забойного фильтра выбирают по условию (3.9).

Применяют и проницаемый полимерный тампонажный состав "Контарен-2".

Конструкцию забоя для предотвращения выноса песка выбирают в следующем порядке. Устанавливают соответствие условий залегания и эксплуатации продуктивного объекта. Определяют средний фракционный состав пластового песка по следующей схеме.

Просушивают в сушильном шкафу до постоянного значения пробу песка массой 1,2–1,5 кг, из которой отбирают 1 кг песка и производят его рассев на ситах с размером ячеек 1,2; 0,6; 0,3 и 0,15 мм, фиксируя при этом частные и полные остатки на ситах. Результаты отсева вносятся в табл. 3.2 аналогично тому, как показано ниже.

По формуле (3.1) определяют средний размер зерен песка:

$$d_{cp} = 0,5 \sqrt[3]{\frac{50}{11 \cdot 40 + 1,37 \cdot 5 + 0,171 \cdot 2,5 + 0,02 \cdot 2,5}} = 0,24 \text{ мм.}$$

Рис. 3.7. Схема выбора конструкции забоя скважин

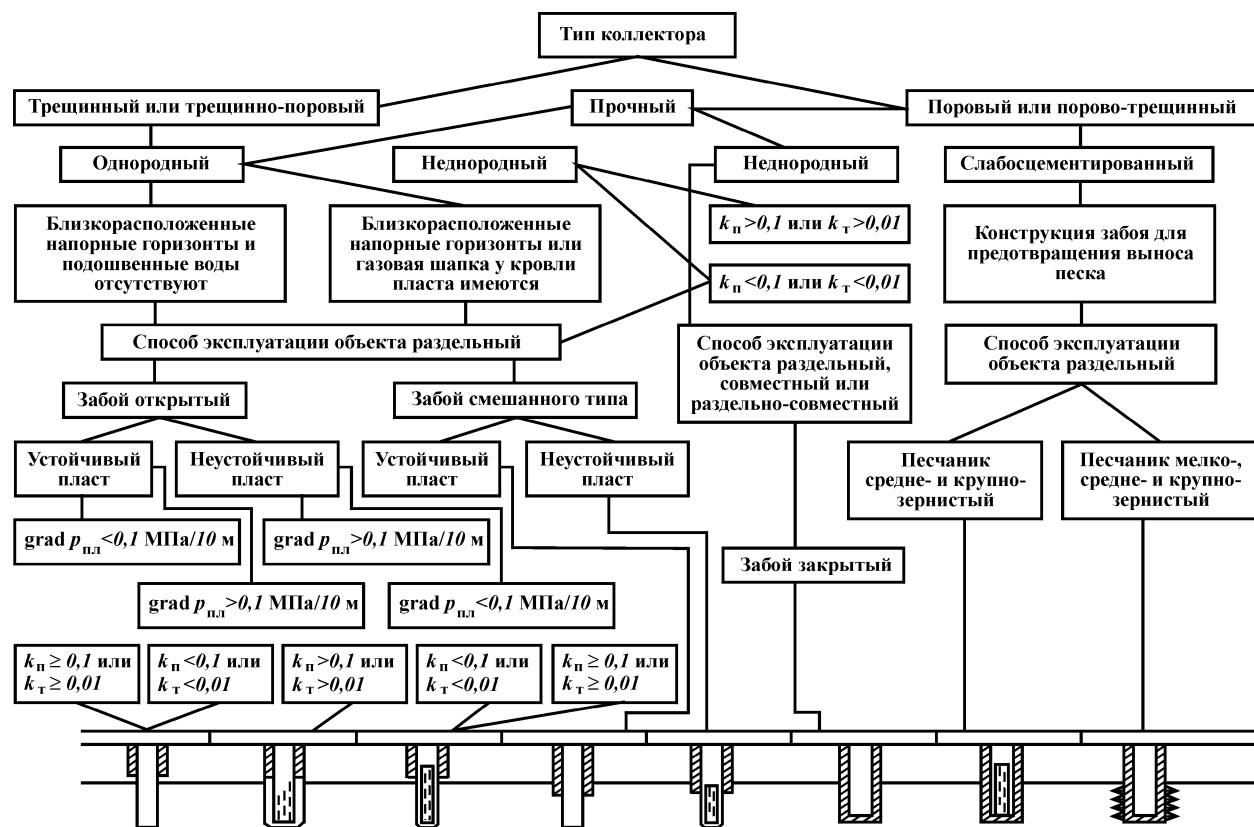


Таблица 3.2

Результаты отсева песка

Размеры ячеек сит, мм	Частные остатки на ситах		Полные остатки на ситах, %
	часть	%	
1,2	25	2,5	2,5
0,6	25	2,5	5
0,3	50	5	10
0,15	400	40	50
< 0,15	500	50	—

Песок является мелкозернистым.

В скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками используют конструкцию забоя вида рис. 3.1, ж. В скважинах с мелкозернистым песчаником применяют только конструкцию забоя вида рис. 3.1, з, которая может быть использована в скважинах со средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Конструкция забоя вида рис. 3.1, ж включает зацементированную эксплуатационную колонну и забойный фильтр (щелевой, с проволоочной обмоткой, металлокерамический, титановый), установленный в интервале перфорации. Предельно допустимую депрессию на пласт при эксплуатации скважины определяют согласно условию (3.8). Ширину щелей забойного фильтра устанавливают в соответствии с формулой (3.9).

Конструкция забоя вида рис. 3.1, з отличается от предыдущей конструкции тем, что забойный фильтр не устанавливают, а вынос песка предотвращают путем создания в перфорационных каналах искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала "Контарен-2". Для этого после перфорации колонны осуществляют вызов притока, отработывают скважину в течение 1—5 сут, проверяют приемистость пласта и закачивают на поглощение тампонажный состав "Контарен-2". Предельно допустимая депрессия на пласт после крепления призабойной зоны составом "Контарен-2" не должна превышать 3 МПа.

Общая схема выбора конструкции забоя скважины для коллекторов различных типов с учетом влияния основных факторов приведена на рис. 3.7.

3.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ КРЕПИ В РЫХЛЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

При заканчивании (освоении) и особенно при эксплуатации скважин, продуктивные коллекторы которых

представлены слабосцементированными породами, часто наблюдается вынос песка. В скважине образуются песчаные пробки. По М. Маскету, при образовании песчаных пробок, проницаемость которых в 200 раз больше проницаемости пласта, дебит нефти тем не менее снижается на 34 %. Этот песок содержит до 5 % нефти, и при его удалении возникают проблемы — загрязняется окружающая среда; песок отлагается в трубопроводах, наземном оборудовании; идет его эрозия. Этот вид осложнений почти повсеместен. Только на месторождениях Азербайджана ежегодно проводят около 100 тыс. ремонтов и более 200 скважин ежегодно выводится из действующего фонда. По зарубежным публикациям, вынос песка является важной проблемой, особенно в таких нефтедобывающих регионах, как Калифорния, северная часть Мексиканского залива (США), Канада, Венесуэла, Тринидад, Западная Африка, Индонезия и др.

Эта проблема существует и на Кубани, а при разработке месторождений на заключительной стадии она приобретает первостепенное значение.

Вынос песка — причина образования каверн и смятия колонн.

Особую актуальность эта проблема приобрела с развитием термических методов добычи высоковязких нефтей, так как снижается вязкость нефти и повышается ее текучесть. В этом случае рыхлые коллекторы теряют цементирующее связующее вещество — вязкую нефть. При плановых и аварийных остановках, когда нагнетание теплоносителя прекращается, обратный поток теплоносителя поступает в нагнетательные скважины и выносит механические примеси. Это также приводит к образованию песчаных пробок в скважинах и препятствует нормальной закачке теплоносителя.

Существующие методы эксплуатации скважин, осложненных пескопроявлениями, можно условно разделить на две группы: эксплуатация скважин с выносом песка из пласта; предотвращение выноса песка из пласта.

В первой группе разработаны способы ликвидации песчаных пробок, а также мероприятия по обеспечению выноса поступающих из пласта частиц на поверхность: применение полых штанг, спуск хвостовиков в пределы продуктивной зоны, подлив жидкости и т.п. Для борьбы с абразивным износом подземного оборудования созданы всевозможные конструкции сепараторов, якорей и других защитных устройств. Основным недостатком метода — разрушение призабойной зоны пласта.

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину.

Наиболее простым является способ ограничения отборов жидкости из скважины, позволяющий уменьшить поступление песка в скважинах, однако при этом резко сокращаются дебиты нефти.

Более рациональным представляется крепление пород пласта в призабойной зоне скважин, для чего применяют химические, физико-химические и механические методы и их комбинации.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород вяжущими и цементирующими веществами; смолами, цементом с соответствующими наполнителями, пластмассами и т.д. Их эффективность определяется обеспечением после крепления достаточной устойчивости пород без значительного ухудшения их коллекторских свойств.

К физико-химическим относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых высоковязких нефтей.

Наиболее простыми и доступными методами являются механические, получившие наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции.

3.6.1. ПРОТИВОПЕСОЧНЫЕ ФИЛЬТРЫ

Определились три основных направления в технологии оборудования скважин фильтрами (механический метод).

1. Оборудование обсаженных добывающих скважин вставными фильтрами. Фильтр, как правило, устанавливают на забое скважины в интервале перфорации с пакером, находящимся выше верхних отверстий интервала перфорации. Разновидностью данной технологии является вариант поднасосной установки противопесочного фильтра. В этом случае достигается защита глубинно-насосного оборудования, но не предотвращается вынос механических примесей из призабойной зоны.

2. Создание гравийных фильтров в процессе заканчивания скважин бурением. Скважина работает с открытым стволом, в расширенном интервале которого установлен противопесочный фильтр. Между фильтром и пластом закачивают гра-

вий, который состоит из крупнозернистого отсортированного кварцевого песка.

3. Предотвращение пескопроявлений в паронагнетательных скважинах. Здесь конструкция фильтров имеет отличия, связанные с особенностями работы паронагнетательных (пароциклических) скважин.

Во всех приведенных технологиях основным звеном является фильтр-каркас.

Анализ работы противопесочных фильтров, выпускаемых отечественной и зарубежной промышленностью и используемых в нефтепромысловой практике, показал, что они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

обладать необходимой механической прочностью и достаточной устойчивостью против коррозии и эрозионного воздействия;

обеспечивать создание надежной гидродинамической связи с пластом и суффозийную устойчивость пород в призабойной зоне;

позволять проводить механическую или химическую очистку фильтра (регенерацию) без извлечения его из скважины.

Применяют различные конструкции фильтров: блочного типа; с круглыми и щелевыми отверстиями, расположенными в вертикальных и горизонтальных плоскостях; с фильтрующей поверхностью из сеток.

Наиболее эффективными считаются каркасные фильтры с горизонтальными щелями, у которых меньше сопротивление и влияние интерференции отверстий.

Основными параметрами фильтра, определяющими размер выносимых частиц, являются, при прочих равных условиях, размер и форма фильтрационных отверстий и геометрия элементов фильтрующей оболочки. Размеры проходных отверстий зависят от фракционного состава песка и формы отверстий фильтра. Единого мнения в выборе размера отверстий (щелей) пока не существует.

Однако можно сделать следующие выводы.

1. При подборе противопесочных фильтров для скважин с обсаженным стволом необходимо ориентироваться не только на фракционный состав пластового песка с целью определения оптимального размера щели, но и также для формирования естественной набивки из пластового песка с высокой проницаемостью в системе пласт — перфоканал требуется учитывать значение кольцевого зазора между фильтром и обсадной колонной.

2. Сравнительный анализ проволочных фильтров с круг-

лым и трапецеидальным профилем фильтрующей обмотки показал, что гидродинамические параметры лучше у фильтров с круглым профилем проволоки, а пескоудерживающие характеристики, в том числе сводообразование, — у фильтров с трапецеидальным профилем проволоки.

3. Противопесочные фильтры с титановыми фильтроэлементами показали хорошие результаты в условиях, имитирующих пласты с содержанием глинистых частиц не более 10 %.

4. Фильтры с элементами из металлорезины рекомендованы к использованию в паронагнетательных скважинах и при пароциклической обработке скважин.

Наиболее эффективным и перспективным механическим способом предотвращения пескопроявлений является создание гравийных фильтров в процессе заканчивания скважин бурением. Сущность технологии заключается в следующем. Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого проводятся расширение ствола скважины в продуктивном интервале, спуск фильтра с учетом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и фильтром. Важное значение имеет правильный подбор диаметра гравия. Анализ отечественных и зарубежных работ показал, что оптимальным является соотношение

$$d_{\text{гр}} = (5+6)D_{50},$$

где $d_{\text{гр}}$ — диаметр гравия; D_{50} — диаметр зерен 50%-ной фракции кривой механического состава пластового песка.

За рубежом для этого способа имеются различные технологии намыва гравия, разработаны жидкости, не снижающие продуктивности пласта, выпускается серийное оборудование для расширения продуктивных интервалов пластов и регенерации фильтров без извлечения их на поверхность, дающее возможность заменять гравий в случае необходимости. Выпускают высококачественные сварные фильтры из нержавеющей профилированной проволоки трапецеидального сечения, которые могут быть использованы как самостоятельно в качестве вставных фильтров, так и в качестве каркасов гравийных фильтров.

Наибольших успехов в создании техники и технологии предотвращения пескопроявлений с помощью гравийных фильтров за рубежом достигли фирмы "Тип Петролеум",

"Лайенс", "Локомэтик" (США), "Нагаока" (Япония), "Шлюмберже" (США – Франция) и др.

Фирмой "Тип Петролеум" были проведены работы по оборудованию 14 скважин месторождения Сан-Арго (округ Монтеррей, штат Калифорния) гравийными фильтрами. В результате возросли темпы отбора нефти, которые до установки гравийных фильтров из-за выноса песка были ограниченными. Данные свидетельствуют об увеличении среднесуточной добычи нефти и жидкости. Общий прирост среднесуточной добычи нефти и суммарных темпов отбора нефти (после создания гравийных фильтров) соответственно составил 46 и 72 %. Стоимость ремонтов, связанных с пескопроявлениями, снизилась на 49 %.

Опыт создания гравийного намывного фильтра с использованием оборудования фирмы "Лайенс" в промысловых условиях был осуществлен на скв. 22 Южно-Бугундырского участка.

Создание фильтра осуществлялось в процессе бурения скважины. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм была спущена на глубину 168 м при забое 200,3 м и зацементирована с помощью манжетной заливки. Затем расширили диаметр пилотного ствола скважины до 240 мм и в интервале расширения до глубины 192,5 м установили проволоочно-сварной каркас фильтра. Через затрубное пространство было намыто 2050 кг гравия, после этого зафильтрованное пространство запакервали и освоили скважину. При освоении скважины и в процессе опытной эксплуатации выноса песка не наблюдалось.

Затем были проведены испытания оборудования по созданию противопесчаных гравийных намывных фильтров на месторождении Хорасаны (Азербайджан) в скв. 32, 3416, 3527.

В скв. 32 эксплуатационная колонна диаметром 168 мм была спущена на глубину 275,5 м, затем до глубины 317 м скважину бурили долотом диаметром 140 мм. После этого была проведена установка гравийного фильтра, включая следующие работы:

расширение диаметра ствола скважины до 240 мм в продуктивном интервале 277,5–283,6 и 284–302 м, причем в качестве бурового раствора использовали нефть средней вязкости 125 мПа·с;

установка фильтра-каркаса на глубине 277,5–302,9 м;

намыв гравия в количестве 1550 кг.

В процессе проведения работ выявилось, что расширитель

при использовании нефти в качестве бурового раствора работает хорошо. Расширитель снабжен сменными лапами с шарошками для грунта средней твердости, поэтому интервал пласта 283,6–284,0 м с породами большей твердости расширить не удалось. Зубья шарошек оказались очень изношенными. В остальном интервале процесс расширения прошел нормально.

Намыв гравия производился с использованием керосина. Оборудование работало хорошо, степень уплотнения гравия высокая. В скважине в начале намыва гравия происходило поглощение керосина и намыв проводился без циркуляции. Оборудование не было приспособлено к работе в этих условиях: в смесителе невозможно было поддерживать нормальную концентрацию гравия — 100 г на 1 л жидкости, а при большей концентрации забивался гравием кроссовер, что дважды произошло в процессе намыва на скв. 32.

Таким образом, на месторождении Хорасаны при создании противопесочных гравийных намывных фильтров были применены следующие технологические приемы: нагнетание гравия по трубам с использованием кроссовера и циркуляционной муфты, нагнетание гравия по пространству, расширение продуктивного интервала и создание гравийной набивки, распаковка пакеров различных типов, использование воды и пластовой нефти в качестве рабочей жидкости для расширения продуктивного интервала, намыв гравия на воде и керосине.

ВНИПИтермнефтью была разработана технология предотвращения пескопроявлений в добывающих скважинах с помощью противопесочных фильтров с гравийной набивкой применительно к условиям месторождения Каражанбас.

Характеристика технологического процесса

Способ эксплуатации.....	Фонтанный и механизированный
Способ воздействия на пласт.....	Термический
Глубина скважины, м.....	300–350
Давление пластовое, МПа.....	3,0–4,2
Толщина пласта, м.....	10–30
Температура пласта, °С.....	25–200
Депрессия на пласт, МПа.....	0,3–3,0
Число перекрываемых продуктивных интервалов....	1–2
Вид забоя.....	Открытый
Динамическая вязкость нефти, Па·с.....	0,3–1,0
Плотность нефти, кг/м³.....	920–940
Обводненность продукции, %.....	0,3–99,5

Технология включает следующие основные операции:
бурение скважины и крепление ствола до кровли пласта;

вскрытие продуктивного пласта долотом меньшего диаметра;

проведение комплекса промыслово-геофизических работ, выделение интервала расширения ствола скважины, отбор керна из продуктивного интервала и определение гранулометрического состава песка;

расширение (увеличение диаметра) ствола скважины в выбранном продуктивном интервале, кавернометрия и определение объема расширенной части;

определение количества гравия для намыва фильтра, выбор диаметра гравия;

замена бурового раствора в стволе скважины на жидкость намыва, спуск компоновки фильтра и подвеска его с расчетом перекрытия каркасом фильтра расширенного интервала (рис. 3.8);

подготовка наземного оборудования;

намыв гравия;

контроль качества намытого фильтра;

освоение скважины.

Особенностью разработанной технологии является намыв гравия по затрубному пространству. При этом гравий засыпается в емкость смесителя 2 (рис. 3.9), насосом подается жидкость намыва, гравийно-жидкостная смесь под давлением поступает в затрубное пространство через устьевую головку 1 (см. рис. 3.8). На каркасе фильтра 9 (см. рис. 3.8) гравий отфильтровывается и остается на забое, а жидкость по трубам возвращается на поверхность через вертлюг 4 (см. рис. 3.8) и по трубопроводу 5 поступает в емкость 6 и далее на прием насоса. В отличие от технологии намыва по трубам в этом случае отсутствует такое оборудование, как комбинированный инструмент и циркуляционная муфта. Устраняется опасность прихвата комбинированного инструмента в циркуляционной муфте при закачке гравия.

При установке компоновки фильтра в расширенном интервале применена более простая конструкция пакера, позволяющая работать в скважинах с различной толщиной стенки обсадной колонны.

Один из основных показателей качества выполненной гравийной набивки — ее плотность. Обычно уплотнение набивки осуществляется путем вибрационного воздействия на хвостовик фильтра, что связано с повышением трудоемкости работ. Существенной особенностью разработанной технологии является гидродинамическое уплотнение гравийной набивки, осуществляемое путем прокачки жидкости через слой

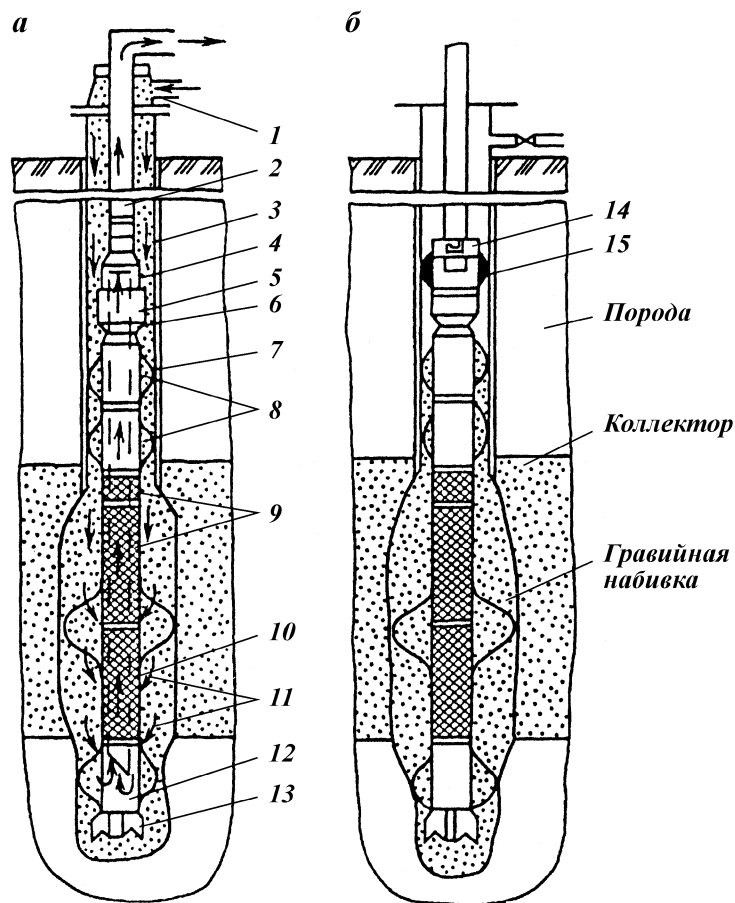


Рис. 3.8. Схемы оборудования скважины при намыве гравийного фильтра без пакера (а) и с пакером (б):

1 — промывочная устьевая головка; 2 — НКТ или бурильные трубы; 3 — обсадная колонна диаметром 168 мм; 4 — переводник с левой резьбой; 5 — ниппель-переводник пакера; 6 — переводник; 7 — центратор пружинный; 8, 12 — НКТ диаметром 89 мм; 9 — секция фильтра; 10 — НКТ диаметром 48 мм; 11 — зона гидродинамического уплотнения гравия; 13 — башмак-заглушка; 14 — захватное приспособление; 15 — пакер

гравия. При этом внутри секций фильтра 9 (см. рис. 3.8) до заглушки-башмака 13 спускается труба 10.

Жидкость, отфильтрованная от гравия, проходит по кольцевому пространству между трубой 10 и внутренней поверхностью секции фильтра 9 (см. рис. 3.8). Площадь поперечного

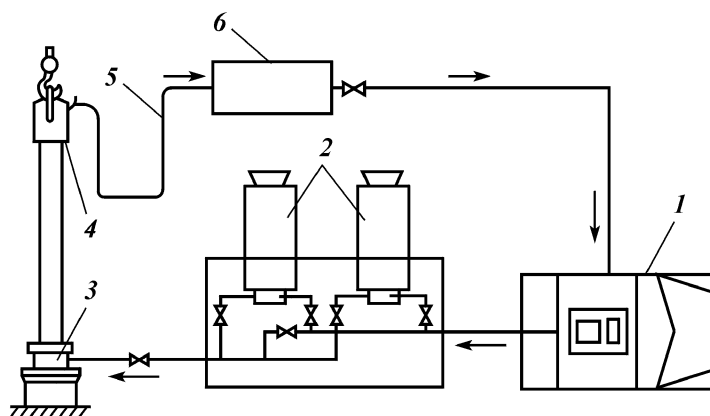


Рис. 3.9. Схема обвязки наземного оборудования:
 1 — цементировочный агрегат ЦА-320; 2 — смесительная установка; 3 — промысловая устьевая головка; 4 — вертлюг; 5 — шланг; 6 — емкость

сечения его очень мала, поэтому часть жидкости проходит по слою гравия и уплотняет набивку.

Технологией предусматривается создание резерва закачиваемого гравия не менее 10 % его расчетного количества. Резерв предназначен для предотвращения нарушения сплошности гравийной набивки в результате уплотнения гравия и выноса части пластового песка в процессе освоения скважин.

По данной технологии были оборудованы 15 добывающих скважин месторождения Каражанбас и две скважины месторождения Кенкияк, которые работают устойчиво, со значительным сокращением выноса механических примесей по сравнению со скважинами, не оборудованными гравийным фильтром. Результаты работы некоторых скважин приведены в табл. 3.3.

Компания "Би энд Дабл Ю" (США) разработала способ гравийной набивки и наземное и внутрискважинное оборудование (рис. 3.10). Для создания такого фильтра проводят следующие операции. В скважину, ствол которой расположен в зоне продуктивного пласта, спускают перфорированный хвостовик 8 со щелями размером, подобранным в зависимости от размеров частиц гравия и песка. Хвостовик оснащают центраторами 6 и устанавливают в скважине концентрично. На бурильных трубах 1 закреплены пакерующий элемент 3 с парными подшипниками, специальная подвеска 4 и полый

Таблица 3.3

Результаты применения новой технологии по борьбе с пескопроявлениями

Номер скважины	Средний дебит скважин, т/сут	Количество механических примесей*, %	Обводненность, %	Число ремонтов, связанных с пескопроявлением	Месторождение
2016	5,8	0,01	68,0	Нет	Кенкиак
2018	10,1	0,01	12,5	"	"
487	3,0	Следы	0,56	"	Каражанбас
450	5,0	"	0,28	"	"
433	4,8	"	0	"	"
377	5,8	0,07	0	"	"
714	2,4	0,02	—	"	"
379	2,7	0,08	—	"	"
537	2,1	Следы	0	"	"
3527	1—1,5	"	—	"	Хорасаны

* Вынос механических примесей по скважинам-аналогам, не оборудованным гравийными фильтрами, составил по месторождениям: Кенкиак — 0,4 %; Каражанбас — 0,3—0,4 %; Хорасаны — 0,6 %.

вал 5 с вибраторами 7, располагаемыми в хвостовике через каждые 18 м, начиная от низа колонны. Благодаря пакерующему элементу достигается герметизация кольцевого пространства при вращении буровых труб и вала с вибраторами. В пределах пакера внутренняя полость буровых труб разделена так, чтобы можно было направить поток жидкости с гравием за потайной колонной. Гравий 9 осаждается, а жидкость-носитель через щели фильтра поступает в вал с вибраторами, поднимается вверх и через отверстие 2 над пакером выходит в кольцевое пространство. Вибраторы способствуют уплотнению гравия за хвостовиком.

Окончание заполнения затрубного пространства отмечается повышением давления в стояке. После этого снижают давление в пакере, промывают скважины и удаляют излишки гравия. Из скважины извлекают буровой инструмент с пакером, подвеской и вибраторами. По данным фирмы, способ создания гравийного фильтра в отдельных случаях способствует увеличению дебита скважин в 30 раз и предотвращает вынос песка с размером частиц более 25 мкм.

Эффективность работы гравийного фильтра зависит от соотношения между размерами гравия и зерен пластового песка. Ранее считалось, что максимальный размер гравия должен быть в 10 раз больше размера зерен пластового песка, соответствующего 10%-ному остатку при ситовом анали-

Рис. 3.10. Схема создания гравийного фильтра по способу фирмы "Би энд Дабл Ю"

зе. В дальнейшем пришли к выводу, что минимальный размер гравия должен быть в 4 раза, а максимальный — в 6 раз больше размера зерен пластового песка, соответствующего 10%-ному остатку при ситовом анализе.

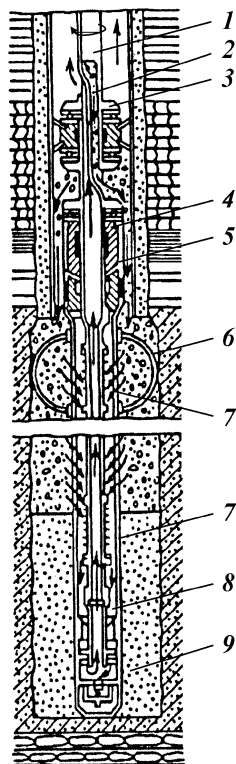
При соотношении средних размеров гравия и зерен песка более 14 песок проходит через фильтр, не задерживаясь. Эрозия внутрискважинного оборудования в этом случае резко возрастает. Снижение проницаемости гравийной набивки наблюдается при соотношении указанных размеров в пределах 6–14, поэтому данное соотношение рекомендуется принимать равным 5–6. Гравий должен не менее чем на 95 % состоять из кварца и силикатных минералов.

Основные этапы создания гравийного фильтра в открытом стволе — расширение ствола, спуск и подвеска потайной колонны, намыв гравия.

Ствол расширяют для создания гравийного фильтра толщиной 75–100 мм. При этом необходимо применять буровые растворы, не загрязняющие пласт. При установке гравийных фильтров только в интервале залегания продуктивных пластов намыв гравия должен предшествовать цементированию непродуктивных зон. Такая последовательность операций подсказана промысловой практикой.

Конструкция забоя скважины (см. рис. 3.1, ж) предусматривает спуск до забоя и перфорацию обсадной колонны. Существующие методы перфорации способствуют деформированию как собственно колонны, так и окружающих ее горных пород. Это создает условия для возникновения и развития процесса пескопроявления.

При перфорации ударные воздействия на колонну в кумулятивной струе, по зарубежным данным, достигают 2800 МПа, поэтому возможны деформация фильтровой части скважины и нарушение целостности призабойной зоны. Такие же на-



a

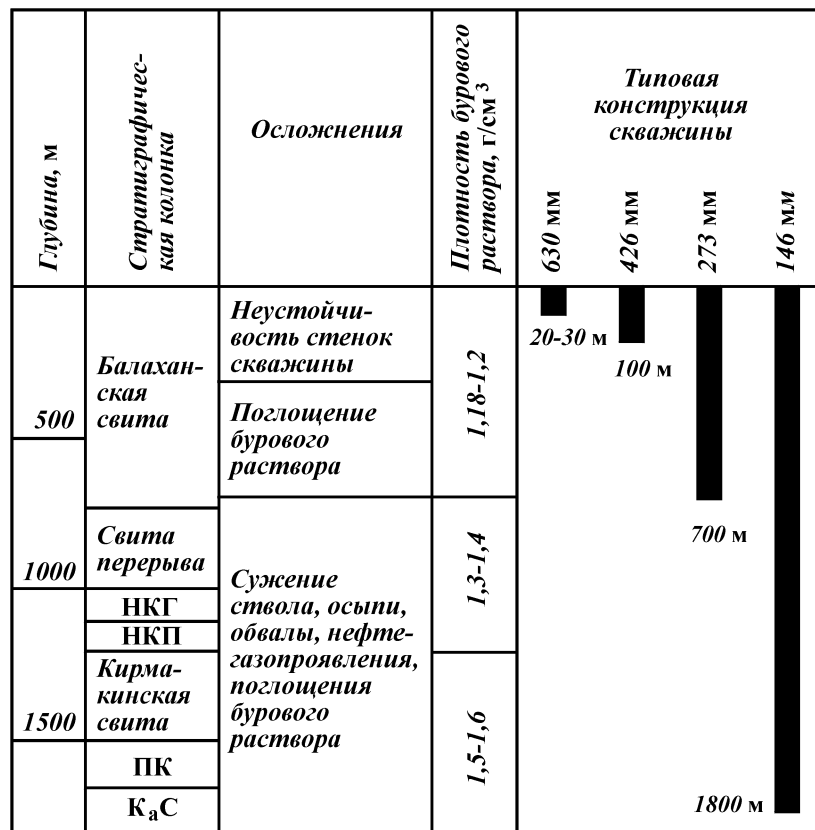


Рис. 3.11. Геолого-технические условия бурения скважин на месторождениях Нефтяные камни (а) и Грязевая Сопка (а)

грузки испытывает колонна и при пулевой залповой перфорации.

Влияние этой операции на деформирование эксплуатационной колонны исследовалось в ряде работ, в которых показано, что нарушение колонны имеет вид сквозных трещин, а цементная оболочка способствует сохранению целостности обсадной колонны, принимая на себя 23 % всей энергии расширяющихся газов.

Измерения показали, что после первого залпа диаметр перфорированной части обсадной колонны увеличивается на

6

Глубина, м	Стратиграфическая колонка	Осложнения	Плотность бурового раствора, г/см ³	Типовая конструкция скважины			
				630 мм	426 мм	273 мм	146 мм
500	Балаханская свита	Поглощение бурового раствора вплоть до катастрофического	1,18-1,2	40 м	100 м		
1000						800 м	
1500	Свита перерыва	Неустойчивость стенок ствола скважины (осыпи, обвалы), нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора	1,4				
	НКГ		1,6				
	НКП		1,75				
	Кирмакинская свита		1,9				
	ПК					1800 м	
	К _а С						

6—7 мм, а при повторном перфорировании диаметр колонны увеличивается до 10 мм.

Рассматривая работу колонны во взаимосвязи с цементным кольцом и окружающими горными породами, приходим к выводу, что перфорация обсадной колонны приводит к разрушению пристволенной зоны. Поэтому применение такой конструкции забоя в скважинах со слабосцементированными коллекторами всегда сопряжено с пескопроявлением.

Анализ конструктивных особенностей забоев скважин других типов показывает, что все они имеют искусственно созданный фильтрационный массив, который контактирует с продуктивным пластом и, следовательно, подвержен воздействию сил горного давления и суффозионных процессов, ко-

которые обуславливают кольматацию или эрозионное разрушение призабойной зоны.

Искусственный фильтр должен находиться в эксплуатации длительное время, тогда совершенно очевидно, что его устойчивость во времени связана с проявлениями таких факторов, как действие сил горного давления в пристволенной зоне, изменение прочностных характеристик горных пород продуктивного пласта, деформация и разрушение его при извлечении флюида. Все это определяет рабочие нагрузки на элементы конструкции фильтра.

Типичный пример месторождений в СНГ со слабосцементированными коллекторами — месторождения Нефтяные Камни и Грязевая Сопка. Геолого-технические условия и типовые конструкции скважин этих месторождений приведены на рис. 3.11.

На месторождениях Нефтяные Камни и Грязевая Сопка скважины заканчивают с использованием буровых растворов на водной основе плотностью $1,50–1,90 \text{ г/см}^3$. Пластовое давление здесь близко к гидростатическому, поэтому бурение сопровождается поглощением бурового раствора и обвалами пород. Высокого качества цементирования скважин достичь невозможно вследствие наличия толстой глинистой корки против высокопроницаемых пород. Отрицательное влияние оказывает также значительная кривизна скважин, достигающая 35° .

При вызове притока из пласта в процессе освоения скважины допускается большая депрессия на пласт, а при вводе в эксплуатацию минимальные абсолютные значения депрессии на пласт составляют $1,0–1,3 \text{ МПа}$, хотя допустимые ее значения с точки зрения предотвращения выноса песка, находятся в пределах $0,2–0,4 \text{ МПа}$. Это является причиной быстрого разрушения цементирующего материала пород, составляющих пласт-коллектор, в процессе эксплуатации скважин и обильного выноса песка. В продукции скважины содержание песка достигает $3–10 \%$. По фракционному составу выносимый песок с размером частиц $0,01 \text{ мм}$ и более оставляет 52% , с размером частиц $0,01 \text{ мм}$ и менее — 48% .

3.6.2. ГРАВИЙНЫЕ НАБИВКИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

Положительные результаты применения способов регулирования пластового давления в скважинах с

большими искривлениями приобрели большое значение по мере увеличения числа таких законченных скважин. Здесь рассматривается современная технология жидкостных, гравийных и фильтровых уплотнений и предлагаются практические методы и направления для будущих исследований.

Правильно подобранные гравийные набивки более эффективны по сравнению с простым размещением гравия в кольцевом пространстве перфорированной обсадной трубы. Следует внимательно следить за тем, чтобы причинить минимальный ущерб породе во время бурения, цементирования, перфорации и расширения ствола скважины. Многие параметры, которые неизвестны или не могут быть известны в стволе, могут иметь большое значение для успешного заканчивания скважин. Некоторые неизвестные параметры могут быть получены на основании модельных исследований и лабораторных испытаний. Важно, чтобы такая информация получалась с использованием представительных условий, с уточнением на основании результатов полевых испытаний.

Существуют противоречивые сведения о лучших способах гравийных уплотнений в имеющих большой угол наклона (более 60°) скважинах, в которых интервалы заканчивания превышают по длине 30 м. Модельные исследования могут пролить некоторый свет на проблемы транспорта гравия при таком типе заканчивания; однако относительно короткие модели, которые недостаточно моделируют утечку жидкости, не помогли при решении какой-либо важной проблемы.

Правильно подобранные гравийные уплотнения должны включать гравийные уплотнения, измеренные с необходимой точностью, — гравий, плотно уложенный по всему интервалу заканчивания и удерживаемый на месте фильтром для прекращения поступления из пласта песка.

Гравийные уплотнения в обсаженных стволах должны иметь достаточное количество гравия вне обсадной трубы для того чтобы обеспечить такое положение, когда все перфорационные отверстия заполнены гравием. Размеры и число перфорационных отверстий должны быть достаточными для сведения к минимуму ограничения потока жидкости через перфорированные проходы, заполненные гравием. Стоимость гравийного уплотнения должна быть возмещена в течение приемлемого времени добычи, причем движение песка породы необходимо регулировать в течение всего периода эксплуатации коллектора.

Если эти условия не выполняются, то результаты получатся

ниже оптимальных. Многие гравийные уплотнения экономически оправданы, однако если они не смогут контролировать поступление песка в течение длительного времени или ограничить темп его движения, то перспективные экономические результаты будут далеки от желаемых. Поскольку горизонтальные и наклонные (более 60°) скважины, имеющие протяженные интервалы заканчивания, являются более дорогостоящими с точки зрения бурения и заканчивания (по сравнению с более короткими вертикальными скважинами), то при определении успешности бурения предпочтение следует отдавать экономическому фактору.

Можно точно следовать указаниям по механической конструкции гравийного уплотнения и, однако, не добиться успеха вследствие неправильного размещения и технологии выполнения уплотнения. Если гравий не уплотнен по всему продуктивному интервалу, то в уплотнении могут появиться изъёмы или песок из породы может попасть в пространство, окружающее фильтр до укладки на него гравия, что приводит к выходу устройства из строя.

Водяные сальники и уплотнения из соляного раствора. Обычные методы гравийного уплотнения с использованием воды были взяты из практики строительства водяных колодцев. Гравий добавляют к воде и закачивают в кольцевое пространство перфорированной обсадной трубы; скорость закачивания обычно составляет от 17 до 56 м³/ч.

Вода недостаточно эффективно доставляет гравий в кольцевое пространство и через перфорационные каналы в длинных и пробуренных под углом более 60° скважинах из-за ее низкой вязкости. Кроме правильно подобранных конструкций труб и фильтров необходимо, чтобы скорость жидкости была достаточно высокой для переноса гравия через рабочую колонну труб в кольцевое пространство перфорированной обсадной трубы и для вытеснения песка в виде "дюн", образующихся под воздействием силы тяжести, по направлению к концу фильтра, а также для выноса гравия через перфорации для заполнения пустот за обсадной колонной.

Исследования с использованием моделей длиной 3,6 и 30 м показали, что гравий может быть уплотнен в кольцевом пространстве обсадной трубы при использовании воды, если потери жидкости в фильтр ограничить с помощью удлиненной хвостовой трубы или перегородки. Этот эффект может быть усилен путем использования фильтра селективного отделения и уплотнения внутреннего кольцевого пространства, являющегося основой перфорированной трубы с фильтрующей

сеткой. Однако переток жидкости к пласту будет также мешать переносу гравия.

При использовании воды для уплотнения перфорационных отверстий, расположенных по верхней стороне через длинные интервалы, возникают трудности, поскольку скорость воды через вертикальные перфорационные отверстия должна превышать критическую скорость переноса гравия v , которая может быть вычислена путем использования следующего уравнения:

$$v = \{-3N + [9N^2 + (gr^2\rho_f)(\rho_s - \rho_f)(0,0155 + 0,1984r)0,5]\} = \\ = \rho_f(0,0116 + 0,1488r),$$

где N — динамическая вязкость жидкости, мПа·с; g — ускорение силы тяжести, $g = 980$ см/с²; r — радиус гравия, см; ρ_f , ρ_s — плотность жидкости и гравия соответственно, г/см³.

Полученные при решении этого уравнения значения скоростей падения идеально сферического гравия в воде являются приблизительными. Не относящиеся к сферичности воздействия могут быть включены путем умножения этих значений скоростей на сферичность измеренного гравия. Например, скорость падения гравия, имеющего сферичность 0,8, составляет приблизительно 80 % идеальной сферы.

Значения критических скоростей переноса в воде гравия были получены в результате использования приведенного уравнения, причем было сделано предположение, что сферичность гравия равна 0,8. При увеличении вязкости жидкости или плотности или при уменьшении плотности гравия от 2680 кг/м³ снижается критическая скорость и улучшается уплотнение перфорационных отверстий верхней стороны трубы.

Рассмотрены приблизительные параметры жидкости при ее прохождении через перфорационные отверстия диаметром 20,3 мм при различных скоростях истечения, когда жидкость проходит одинаково через 12 отверстий на участке длиной 30 см. При этом могут быть продемонстрированы бесполезность попыток уплотнить гравий у перфорационных отверстий на верхнем стороне, расположенных на больших расстояниях одна от другой, используя воду, а также преимущества гравия с малой плотностью и вязких соляных растворов.

На интервалах максимальной длины при различных темпах потери жидкости, расположенные на верхней стороне перфорационные отверстия могут быть успешно набиты гравием. Можно ожидать, что только имеющий низкую плот-

ность гравий при использовании соляного раствора с вязкостью 60 мПа·с сможет уплотнить такие перфорационные отверстия на интервалах, превышающих 30 м. Если потери жидкости в породе составляют 0,16–0,32 м³/мин, то скорость потока в заколонном пространстве может оказаться недостаточно высокой для переноса гравия к концу интервала закачивания. Далее, если потери жидкости составляют только 1 л/мин на 30 см перфорационных отверстий, как было в случаях исследования процесса на моделях, вся жидкость может быть потеряна на участке 25 м при ее закачивании насосом при скорости 0,32 м³/мин. Подача насоса должна быть существенно увеличена для того чтобы переместить гравий через заколонное пространство.

Уплотнение из жидкости с цементным раствором и гелем, имеющей высокую вязкость. При этом используют вязкие жидкости, которые могут перемещать высокие концентрации гравия при меньшей подаче насосов по сравнению с менее вязкими водой или солевыми растворами. Жидкости с более высокой вязкостью снижают скорости утечки и способствуют транспорту гравия в стволах, пробуренных под углом, близким к горизонтальному. Это также уменьшает общий объем жидкости, необходимый для уплотнения скважины, и способствует уменьшению до минимума потенциального ущерба, который может быть нанесен пласту.

Фирма "Юнион Ойл Компани оф Калифорния" опубликовала результаты исследований с использованием моделей гравийной набивки в скважинах, пробуренных под большим углом (более 60° по отношению к вертикали).

Результаты показали, что гравий не может полностью уплотнить ствол, наклоненный под углом более 60° к вертикали, однако гибкие перегородки-глушители, установленные на концевых трубах, могут содействовать полному уплотнению гравием ствола, даже при его отклонении на 105° от вертикали. Эта модель не учитывала потерю жидкости и уход ее в пласт.

Фирма "Бритиш Инт. Сэвисэз" представила результаты исследований. Перфорационные отверстия и заколонное пространство были последовательно уплотнены в модели с углом наклона 70°, причем концентрация гравийного раствора составляла 7,5 кг на 3,8·10⁻³ м³ воды, заглушенной гидроксизтиловой целлюлозой (ГЭЦ), при длине модели 135 см. Эти исследования показали также, что жидкость, несущая вязкие вещества, существенно уменьшила возможность перемешивания гравия с песком пласта, поскольку гравий уходит через

перфорационные отверстия, однако отверстия на верхней стороне были полностью уплотнены.

Фирма "Экскон" представила результаты исследований своей модели, которые свидетельствовали об улучшении гравийной набивки с использованием воды в горизонтальных и наклонных скважинах в результате увеличения участка концевая труба – фильтр. С целью ограничения объема жидкости, проходящей из заколонного пространства в фильтр, были использованы модели длиной 3,0–6,0 м, которые не имитировали потерю жидкости вследствие ее ухода в пласт.

Фирма "Доуэлл" представила результаты модельных исследований в 1982 г., когда был использован фильтр длиной 4,2 м. Были получены успешные результаты по уплотнению гравия с применением воды в заколонном пространстве фильтра и обсадных труб, при этом значение радиального зазора составляло 33 см, соотношение на участке хвостовик – фильтр составило 0,78, а угол наклона ствола равнялся 85°. К сожалению, не был подтвержден факт проникновения жидкости в пласт в используемой короткой модели.

Фирма "Шеврон Ойл Филд Ресеч" сообщила о результатах своих научных поисков с использованием модели вертикальной гравийной набивки, а также об исследованиях модели наклонной скважины.

В ходе исследований вертикальных стволов было отмечено значительное забивание фильтра и хвостовика со щелевидными отверстиями, когда гравий циркулировал вместе с водой и закачивался серийными трехцилиндровыми насосами. Во время исследований было также подтверждено, что жидкости, загущенные ГЭЦ, сильно уплотняют гравий даже в смоделированных скважинах при необсаженном забое, кроме того, такие жидкости забивают фильтр гораздо меньше. Загущенные ГЭЦ жидкости полностью уплотняют гравием модель и перфорационные отверстия, несмотря на размер заколонного пространства в 76 мм вокруг фильтра и обсадной колонны. Эта модель наиболее близко имитировала законченную скважину с необсаженным забоем и с расширенным стволом ниже башмака обсадной колонны по сравнению с заканчиванием обсаженного ствола.

Проведенные фирмой "Шеврон Ойл Филд Ресеч" исследования на модели с углом наклона 80° подтвердили, что конструкция фильтра шламовой трубы давала возможность провести полное уплотнение модели длиной 18 м, в которой гравий переносился водой, однако в этом случае не было отмечено полноты уплотнения перфораций на верхней стороне. Кроме

того, было еще раз подтверждено, что вода с гравием вызывает большую закупорку фильтров, чем вода, загущенная ГЭЦ. Во время испытания по перемещению гравия было показано, что вода не переносит гравий достаточно эффективно через рабочую колонну диаметром 60,3 мм при угле ее наклона 80°.

Исследования и эксперименты с вязкими жидкостями показали, что осаждение гравия после уплотнения вместе с водой, загущенной ГЭЦ вязкостью 600–700 мПа·с, привело к некоторому обнажению фильтра, однако перфорационные отверстия по верхней стороне были полностью уплотнены. Осаждение гравия после уплотнения дало, возможно, более отрицательные результаты при использовании концентраций гравия около 2,0 кг на 1 л по сравнению с концентрациями от 7,5 до 10,0 кг на 1 л.

Результаты испытаний, проведенных фирмой "Шеврон Ойл Филд Ресеч" с горизонтальной моделью, когда использовали воду, загущенную ГЭЦ, подтвердили, что важнейшее значение имеет соотношение диаметров концевой трубы и фильтра, высокая подача насосов повышает эффективность набивки и что различия, которые были отмечены и явились результатом увеличения вязкости жидкости после добавления геля, а также разница в концентрациях гравийного раствора были минимальными.

Результаты проведенных фирмой "Шеврон Ойл Филд Ресеч" испытаний с использованием загущенной при помощи ГЭЦ воды в модели скважины, имеющей наклон 100°, были несколько лучшими по сравнению с результатами, полученными при испытании модели ствола, наклоненного под углом 90°.

Специалисты фирмы "Шеврон Ойл Филд Ресеч" провели несколько экспериментов с утяжеленным буровым раствором, который имел вязкость 6,0 мПа·с, и с использованием заменителя гравия, имевшего низкую плотность (1650 г/м³). Эти более легкие частицы полностью уплотнили перфорационные каналы на верхней стороне и все заколонное пространство в месте соединения фильтра с обсадной колонной.

Фирма "Маратон Ойл" представила результаты проведенных в 1987 г. испытаний гравийных уплотнений в модели длиной около 30 м; соотношение диаметров между концевой трубой и фильтром составляло 0,77, а плотность гравия в воде, вязкость которой была увеличена за счет добавления в нее карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и ГЭЦ, составила 1800 кг/м³. Эти результаты подтвердили важность циркулиро-

вания раствора и его доступа к фильтру герметизированного нижнего датчика (устройства сигнализации) до того, как пропустить гравий через перфорационные отверстия. Подача насоса не имела сколько-нибудь существенного влияния на эффективность уплотнения; лучше всего уплотнялись первое и последнее перфорационные отверстия.

Перфорационные отверстия, которые использовались при исследованиях, имели ограниченные размеры и могли пропускать только $0,1 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3$ гравия на 0,3 м, а вязкость жидкости (500 мПа·с) была выше обычно рекомендуемой для набивки гравия у перфорационных отверстий.

Фирма "Эксон" сообщила дополнительную информацию после проведения исследований на модели длиной 66 м. Некоторые из результатов приводятся ниже:

- перфорационные отверстия с уплотнением из гравия с не загущенной гелем водой не вызывают смещения гравия с песком породы, и поэтому гравий надежно уплотняет зону перфорации даже при низких значениях подачи жидкости;

- подтверждена эффективность гравийного уплотнения с применением не загущенной гелем воды при наклоне ствола на угол до 110° и при использовании удлиненного хвостовика. Скорость истечения, равная 30 см/с в заколонном пространстве на участке системы фильтр — обсадная колонна, дает возможность осуществить полное уплотнение гравия и поэтому может быть рекомендована;

- гравий уплотняется более компактно при использовании воды, не загущенной гелем, чем при применении загущенной гелем воды;

- гравий лучше всего набивается в первое и последнее перфорационные отверстия длинных, наклонных под острым углом стволов, при использовании вязких жидкостей;

- осаждение гравия после набивки из перфорационных отверстий, расположенных на верхней стороне, происходит при использовании вязких жидкостей, которые применяют для набивки гравия;

- высокие концентрации гравия в загущенной гелем воде не выявили каких-либо преимуществ по сравнению с низкими концентрациями гравия при завершении скважин, пробуренных под пологим углом.

Хотя настоящая информация представляла ценность, но она противоречит сведениям из других источников.

Может оказаться нецелесообразным проведение исследований модели гравийной набивки при бурении на сверхдлинные расстояния, но попытки решить проблему уже предпри-

нимаются при помощи компьютеризованных моделей. Однако даже они могут не дать правильной картины профиля утечки, что может привести к преждевременному гравийному перекрытию через зону поглощения бурового раствора или через трещины. Вертикальная трещина в зоне полного угла, которая заполняется гравием, может отвести гравий и жидкость от ствола и воспрепятствовать полному покрытию фильтра.

Важнейшим параметром также является объем незаполненных пустот за обсадной колонной.

Идеальная модель. Опытные модели законченных обсаженных стволов будут более точно имитировать условия ствола, если такие модели сконструированы с наличием перфорационных каналов диаметром 19,05–20,3 мм при 8–12 перфорационных отверстиях на участке длиной 30 см.

Радиальные утечки через перфорационные отверстия могут быть смоделированы путем объединения каждого патрубка длиной 30 см с перфорационными отверстиями с целью имитации пустот (фирма "Экскон").

Идеальная модель должна быть 150 м или более в длину и иметь, как минимум, перфорационные отверстия на участке длиной 30 м; внутренний диаметр обсадной трубы должен быть не менее чем на 5 мм больше внешнего диаметра проволоочной обмотки фильтра.

Такая модель должна давать более точную информацию о влиянии скорости движения на транспорт гравия и легких частиц гравия в жидкостях, отличающихся различными вязкостями и плотностями.

Гравийная набивка в пологих стволах. Стволы скважины большой протяженности, пробуренные под пологим углом или горизонтально, должны заканчиваться в виде нерасширенных стволов, не закрепленных обсадными трубами, при проходке достаточно твердых пород, которые остаются открытыми при их бурении с помощью не загрязняющих пласт буровых растворов.

Некоторые породы, требующие гравийного уплотнения в вертикальных скважинах, могут обойтись без гравийной набивки в горизонтальных скважинах большой длины, поскольку снижение давления и полученные скорости истечения жидкости могут оказаться достаточно низкими, благодаря чему можно избежать проблем с выносом песка. Однако если необходимо контролировать вынос песка, может быть использована добавка, растворимая в воде и препятствующая потере жидкости. Такая добавка используется в буровых рас-

творях; кроме этого могут применяться обычные фильтры или фильтры с предварительным уплотнением, оснащенные тонким растворимым защитным покрытием. Большое внимание следует уделять чистоте жидкости, а также совместимости указанной добавки и распределению частиц по размерам с целью свести к минимуму проникновение твердых веществ в пласт.

Фильтр может, по-видимому, успешно использоваться в зонах длиной до 30 м в зависимости от угла к потоку фильтрации; однако там, где полная набивка вызывает сомнение, должны применяться предварительно уплотненный фильтр или двойной обернутый фильтр, защищенный растворимым покрытием. Рекомендуется использовать конструкцию фильтра с селективной изоляцией, что будет содействовать удалению растворимого покрытия вместе со спиральными трубами.

В настоящее время отсутствуют конкретные рекомендации по лучшим методам размещения гравия. При этом используют обычный солевой раствор или загущенный гелем солевой раствор, имеющий среднюю вязкость 50–100 мПа·с. Скорости движения жидкости в пласт имеют большое значение для определения длины зоны, которая может быть уплотнена.

Такие солевые растворы средней вязкости, по-видимому, позволяют наиболее эффективно контролировать интенсивность движения жидкости с целью обеспечить необходимую набивку в длинных интервалах. Солевой раствор, вязкостью 50–100 мПа·с загущенный ГЭЦ, должен перемещать гравий, если комбинация вязкости и количества растворимых частиц, связанных с фильтрацией, достаточно эффективна. Однако даже минимальный уход жидкости может затруднить полное гравийное уплотнение сверхдлинных интервалов.

Обладающие более низкой вязкостью жидкости фильтруются быстрее и растворяют загущенные гелем жидкости уже в пласте, и интенсивность фильтрации может стать опасной.

Может возникнуть необходимость обсаживания длинных, пологих или горизонтальных стволов в случаях неустойчивого ствола. Сила тяжести способствует удалению песка из перфорационных отверстий, расположенных на верхней стенке обсадной трубы; однако эта сила ограничивает поток песка из перфорационных отверстий на нижней стенке обсадной трубы. Очевидно, песок снова попадает в зону перфорации нижней стенки, несмотря на усилия вытеснить его путем циркуляции из ствола.

Результаты испытаний в условиях месторождения, когда были использованы обычные перфораторы, свидетельствуют о том, что гравий находился на 30 см ниже интервала вне обсадной колонны в более длинных зонах по сравнению с короткими зонами. Лучшие результаты могут быть достигнуты благодаря простреливанию и предварительному уплотнению последовательной серии более коротких (15 м) отрезков. После того, как все зоны перфорированы и предварительно уплотнены, гравий вымывают из обсадной трубы и устанавливают обычный фильтр или фильтр с предварительной набивкой. При этом гравий может циркулировать и попадать в кольцевое пространство на участке фильтр — обсадная труба.

Любой фильтр (обычный или с предварительной набивкой), используемый при гравийном уплотнении пологих стволов, должен быть защищен тонким растворимым покрытием, однако это покрытие не должно покрывать всей окружности фильтра, там, где необходима циркуляция жидкости для уплотнения гравийной набивки. Это положение относится к гравийным уплотнениям как в обсаженных скважинах, так и в необсаженных.

Информация, полученная в результате изучения гравийных набивок на моделях наклонно направленных скважин, может быть использована в вертикальных или близких к вертикальным скважинам. Сила тяжести содействует созданию набивки в вертикальных скважинах, однако может не оказать ожидаемого влияния при уплотнении гравия вне обсадной колонны. Обладающие средней вязкостью жидкости и заменители гравия, имеющие низкую плотность, должны содействовать перемещению гравия через перфорационные отверстия и обеспечить плотную набивку по отношению к пласту.

Если вязкость жидкости, уплотняющей гравий, слишком высока, то она не будет фильтроваться достаточно быстро, а осаждение после уплотнения приведет к образованию пустот в нижней части набивки в заколонном пространстве. Следует уделять особое внимание регулированию вязкости уплотняющих гравий жидкостей в прискважинной зоне, а также удалению остатков породы для контроля за фильтрацией перед закачиванием гравия.

Осаждение гравия после создания набивки в вертикальных скважинах будет сведено к минимуму путем использования высоких концентраций гравия. При наличии длинных интервалов следует использовать технологию двухступенчатого насыпания гравия, а также множественные перфорированные секции или зоны, имеющие резко выраженные различные

значения проницаемости. Основным правилом является следующее: один только гравий применяют для уплотнения там, где для буровых растворов используют водную основу, а при применении загущенных гелем соляных буровых растворов — заменители гравия, обладающие низкой плотностью.

3.7. ПАКЕРЫ

Для составления конструкций забоев скважин (в том числе открытых и для горизонтальных стволов) одним из главных инструментов являются пакеры для разобщения пластов при креплении и цементировании скважин. В развитии отечественной практики применения заколонных пакеров, повышающих качество заканчивания скважин, основную роль сыграли исследования и разработки ВНИИБТ (ПЦС, ППГ, ПГП, ПДМ, ПГПМ и др.). Многообразие конструкций пакеров существует в зарубежной практике.

Практический интерес представляет разработанный фирмой "Герхардт Оуэн" инструмент для изоляции продуктивного пласта с одновременной защитой его от контакта с тампонажным раствором. Этот инструмент (рис. 3.12) представляет собой комплекс надувных пакеров, зафиксированных на обоих концах корпуса, охватывающего с зазором обсадную колонну и образующего с ней кольцевой перепускной канал, по которому может без значительных гидравлических сопротивлений течь тампонажный раствор. Надувные пакеры исключают доступ тампонажного раствора к вскрытой поверхности продуктивного пласта, находящегося между ними. Скользящие муфты, расположенные между пакерами и управляемые специальными механическими сдвигающими устройствами, дают возможность доступа к пласту после проведения цементирования скважины.

В целях обеспечения необходимой длины инструмент собирается из отдельных секций. В тех случаях, когда требуется проведение обычной перфорации, инструмент можно собирать без муфт. Доступ ко всей вскрытой поверхности продуктивного пласта, обеспечиваемой инструментом, обуславливает не только сохранение коллекторских свойств пласта, но и максимальную эффективность его обработки кислотой или другой жидкостью.

Применение инструмента практически не усложняет процесс цементирования скважины, в частности, после этого процесса в полости обсадной колонны не остается каких-

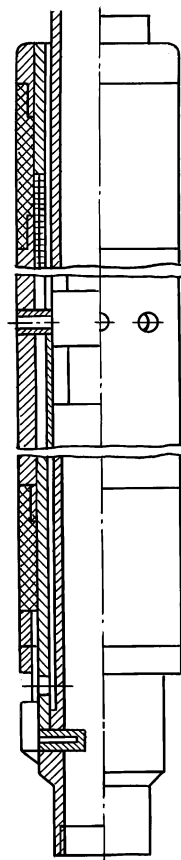


Рис. 3.12. Инструмент фирмы "Терхардт Оуэн" для изоляции продуктивного пласта с защитой его от контакта с тампонажным раствором

либо устройств или цементного камня, требующих разбуривания.

В зависимости от конкретных геолого-технических условий заколонные проходные пакеры могут применяться для следующих целей: разобщения пластов в интервале цементированной, а также выше и ниже него; защиты пласта от контакта с тампонажным раствором; сохранения уровня столба тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины.

В соответствии с этим наиболее перспективными представляются 10 технологических вариантов применения пакеров, каждый из которых должен характеризоваться следующими основными признаками:

- оптимальный тип защиты пакера от преждевременного срабатывания;

- необходимость допакеровки в процессе эксплуатации пакера из-за ослабления контакта уплотнительного элемента со стенкой скважины;

- оптимальный тип жидкости, заполняющей полость уплотнительного элемента;

- способ доставки рабочей жидкости в полость уплотнительного элемента.

В случаях разобщения пластов в интервале цементированной и сохранения уровня столба тампонажного раствора на пакер непосредственно перед срабатыванием, как правило, действует перепад давления между запакерным и внутрипакерным пространствами. Этот перепад обусловлен различием плотностей тампонажного и бурового растворов и может быть использован для вывода из рабочего состояния подвижного элемента, защищающего пакер от преждевременного срабатывания.

Пакер, устанавливаемый в интервал цементированной на близком расстоянии от стоп-кольца, может быть защищен от преждевременного срабатывания гидравлическим реле времени, включаемым в работу проходящей через пакер цементирующей пробкой.

При разобщении пластов выше интервала цементирования целесообразно использовать для вывода защитного элемента из рабочего состояния так называемого гидравлического аккумулятора, заряжаемого максимальным рабочим давлением, возникающим в проходном пакере при цементировании скважины.

В случаях разобщения пластов ниже интервала цементирования и защиты пласта от контакта с цементным раствором пакер приводится в действие до начала процесса цементирования. Поэтому указанные выше приемы защиты пакера от преждевременного срабатывания не могут быть применены или не являются оптимальными. Пакер должен быть защищен с помощью срезного запорного элемента, фиксирующего клапанный узел в исходном положении.

Пакер в соответствии с решаемыми задачами может устанавливаться в зонах как устойчивых, так и неустойчивых горных пород. В первом случае не возникает необходимости допакеровки при правильном режиме срабатывания пакера, а во втором это возможно при долговременной службе пакера.

Как показали исследования, выполненные во ВНИИБТ, неустойчивые глинистые породы в прискважинной зоне, т.е. в зоне влияния бурового раствора, имеют повышенную пластичность. Испытывая локальное напряжение сжатия 6–14 МПа, создаваемое уплотнительным элементом пакера при обычном внутреннем избыточном давлении пакеровки (7–15 МПа), наиболее пластичный слой глинистой породы стремится течь из зоны рукавного уплотнителя. Этому процессу способствует водоотдача тампонажной смеси, имеющей гидравлическую связь с близлежащими проницаемыми пластами. Вода затворения, отфильтровываемая в проницаемые пласты, может замещаться глинистой породой, текущей из зоны рукавного уплотнителя.

Очевидно, что в результате течения наиболее пластичного слоя глинистой породы из зоны рукавного уплотнителя уменьшается напряжение на контакте уплотнителя со стенкой скважины. Это уменьшение может быть скомпенсировано только допакеровкой.

При разобщении пластов в интервале цементирования и выше него полость уплотнительного элемента пакера, устанавливаемого в зоне устойчивых пород, может заполняться тампонажным раствором, используемым при цементировании скважины. При этом повышаются выдерживаемый перепад давления и долговечность пакера. Если пакер устанавливается в интервале цементирования, то наиболее целесообразно пе-

рекачать раствор из затрубного пространства насосом в полость уплотнительного элемента после цементирования. Насос должен быть встроен в пакер и приводиться в действие несколькими циклами изменений давления в обсадной колонне. Если пакер устанавливается выше интервала цементирования, то тампонажный раствор при прокачке по обсадной колонне может быть залит в специальной кольцевой контейнер пакера, а затем после посадки цементировочной пробки на стоп-кольцо выдавлен в уплотнительный элемент под действием давления в колонне.

В случае установки пакера в зоне неустойчивых пород длительный период времени (т.е. если возможна допакеровка) и при защите пласта от контакта с тампонажным раствором наиболее технологично заполнение уплотнительного элемента продавочной жидкостью или буровым раствором, подаваемым по обсадной колонне.

Разобщение пластов пакерами ниже интервала цементирования или без цементирования может надежно проводиться только в зонах устойчивых горных пород. Поэтому уплотнительный элемент целесообразно заполнять твердеющим материалом. Поскольку пакеры должны приводиться в действие до начала процесса цементирования, следует использовать полимерные материалы. В зависимости от конкретных условий (соотношение и число компонентов твердеющей смеси, наличие готовых фильтров в обсадной колонне, спускаемых в зоны продуктивных пластов) могут быть применены различные способы доставки рабочей жидкости в полость уплотнительного элемента: в кольцевом контейнере, встроенном в пакер; по обсадной колонне (между двумя разделительными пробами); в контейнере, спускаемом на колонне насосно-компрессорных труб.

В практике цементирования нефтяных скважин нередко наблюдается недостаточная высота затвердевшего цементного кольца в затрубном пространстве скважины, несмотря на выход тампонажной смеси из затрубного пространства на устье. Ниже приведено изменение уровня столба тампонажной смеси после цементирования эксплуатационных колонн в некоторых скважинах Самотлорского месторождения.

Изменение уровня столба цементного раствора

Номер скважины	4874	3476	4641
Высота подъема тампонажной смеси в конце цементирования	До устья		
Глубина уровня затвердевшей тампонажной смеси, м..	312	488	462
Глубина спуска кондуктора, м.....	412	428	420

Снижение уровня столба тампонажного раствора в затрубном пространстве после окончания процесса цементирования наблюдалось при цементировании экспериментальных скважин на полигоне ВНИИБТ. Это явление было обусловлено наличием поглощающего пласта, в который уходила часть поднятого до устья скважины тампонажного раствора.

3.7.1. ПРИМЕНЕНИЕ ПАКЕРОВ ДЛЯ СТУПЕНЧАТОГО И МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Начиная с 50-х годов в зарубежной практике крепления нефтяных и газовых скважин успешно применяются заколонные пакеры, снабженные циркуляционным клапаном или отдельной цементировочной муфтой и предназначенные для проведения двухступенчатого или манжетного цементирования скважин.

Одним из первых для этих целей стал использоваться заколонный пакер гидромеханического типа фирмы "Халлибертон" (США), разработанный для обсадных колонн диаметром от 114,3 до 177,8 мм. Пакер состоит из узла уплотнительного элемента гидромеханического сжатия и соединенного с ним циркуляционного клапана, содержащего радиальные отверстия и две подвижные втулки с посадочными седлами под цементировочные пробки. Этот пакер нашел основное применение в условиях, когда в интервале цементирования скважины находится зона поглощения или пласт слабой прочности, склонный к гидроразрыву и поглощению тампонажного раствора в процессе цементирования скважины. Пакер спускается в скважину в составе обсадной колонны, устанавливается между ступенями цементирования и применяется для обеспечения герметичной изоляции поглощающего пласта от заколонного пространства скважин выше него и предотвращения таким путем поглощения тампонажного раствора второй ступени. Известна практика установки такого пакера и для изоляции проявляющего пласта сверху. Цементирование первой ступени скважины ниже пакера проводится через башмак обсадной колонны с использованием нижней цементировочной пробки, свободно проходящей через пакер и останавливающейся на упорном стоп-кольце в нижней части обсадной колонны.

Пакеровка скважины осуществляется после посадки в пакер свободно падающей (сбрасываемой) в обсадной колонне разделительной пробки путем создания над ней необходимо-

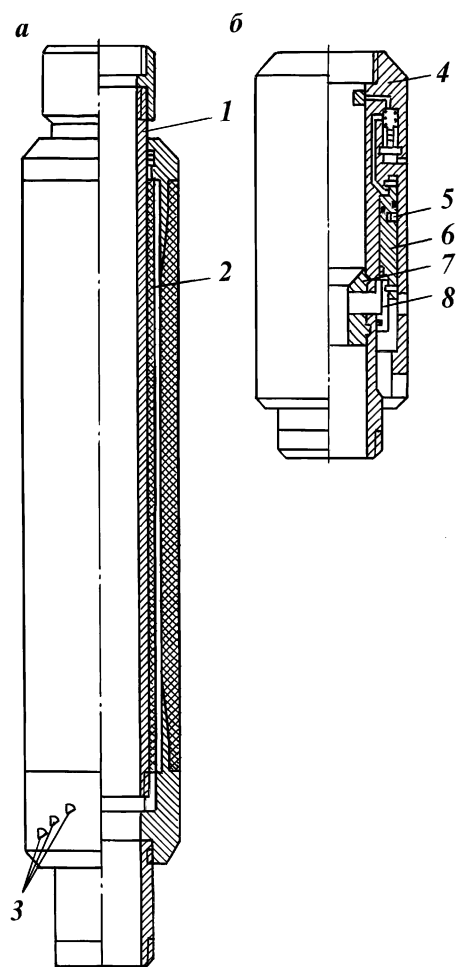


Рис. 3.13. Заколонный гидравлический пакер (а) фирмы "Лайенс" (США) с цементировочной муфтой (â):

1, 4 — корпус; 2 — уплотнительный элемент; 3 — клапанный узел; 5 — стоп-кольцо; 6, 8 — верхняя и нижняя втулки; 7 — седло пробки

го избыточного давления для расширения уплотнительного элемента пакера и открытия его циркуляционных отверстий, через которые проводится цементирование второй ступени скважины. Закрытие циркуляционных отверстий пакера производится при посадке в него верхней цементировочной пробки и создании над ней в обсадной колонне необходимого избыточного давления в момент окончания цементирования второй ступени. После окончания периода ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) верхняя и падающая пробки и седла под них удаляются из внутреннего канала пакера путем разбуривания.

Начиная с 70-х годов за рубежом наиболее широко для двухступенчатого или манжетного цементирования скважин стало применяться комплексное устройство, включающее заколонный пакер гидравлического типа фирмы "Лайенс" (США) вместе с непосредственно устанавливаемыми над ним цементировочной муфтой (рис. 3.13) или циркуляционным клапаном. Использование заколонного пакера гидравлического типа позволило значительно расширить область применения указанного устройства и использовать его также для создания конструкции открытого забоя при заканчивании скважин.

Заколонный пакер фирмы "Лайенс" (см. рис. 3.13, а) состоит из гидравлически расширяемого уплотнительного элемента 2 рукавного типа (рукавного уплотнителя) и клапанного узла 3. В случае применения с цементирующей муфтой пакер приводится в действие перед цементированием интервала скважины над ним путем создания в обсадной колонне необходимого избыточного давления после перекрытия башмачного клапана нижней цементирующей пробкой при двухступенчатом цементировании или падающей разделительной пробкой либо шаром при манжетном цементировании.

Цементирующая муфта фирмы "Лайенс" (см. рис. 3.13, б) состоит из корпуса 4 с циркуляционными отверстиями, седлом 7 под продавочную пробку и впускным клапаном, верхней 6 и нижней 8 подвижных втулок, закрытых кожухом. Открытие циркуляционных отверстий цементирующей муфты производится после операции пакеровки путем создания в обсадной колонне необходимого избыточного давления, превышающего давление пакеровки. Это обстоятельство несколько ограничивает возможности использования цементирующей муфты фирмы "Лайенс" совместно с заколонным гидравлическим пакером этой же фирмы для проведения двухступенчатого цементирования, особенно глубоких скважин.

Поэтому в дальнейшем в зарубежной практике наиболее распространенным для двухступенчатого или манжетного цементирования глубоких скважин со сложными геологическими условиями стало использование заколонного гидравлического пакера совместно с муфтой ступенчатого цементирования, циркуляционные отверстия которой открываются с помощью падающей по обсадной колонне пробки. Конструкция этой цементирующей муфты позволяет приводить ее в действие при значительно меньшем избыточном давлении, не зависящем от глубины установки муфты в скважине и избыточного давления приведения в действие заколонного гидравлического пакера, установленного под ней.

Одновременно фирмами были разработаны и стали применяться специальные внутриколонные устройства для двухступенчатого цементирования скважин при креплении их промежуточными обсадными колоннами большого диаметра, оборудованными циркуляционным клапаном с гидравлическим пакером. Указанные устройства устанавливаются внутри спущенной в скважину обсадной колонны большого диаметра на дополнительной колонне труб. Они предназначены для приведения в действие и управления работой башмачного

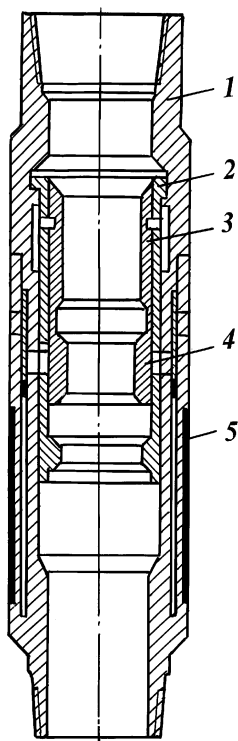


Рис. 3.14. Устройство для ступенчатого цементирования скважин фирмы "Халлибертон" с гидравлическим пакером:

1 — корпус; 2 — цанга; 3, 4 — закрывающая и открывающая втулки; 5 — уплотнительный элемент

клапана, заколонного пакера и циркуляционного клапана в процессе двухступенчатого цементирования скважины через дополнительную колонну труб. Такая технология ступенчатого цементирования скважин позволяет исключить проведение в обсадной колонне работ по разбурированию пробок и седел под них в проходном канале циркуляционного клапана и пакера после окончания периода ОЗЦ.

В конце 70-х годов фирма "Халлибертон" разработала заколонный гидравлический пакер, снабженный циркуляционным клапаном и предназначенный для двухступенчатого цементирования скважин (рис. 3.14). Пакер приводится в действие при посадке в него падающей по обсадной колонне пробки и создании над ней необходимого избыточного давления. Циркуляционные от-

верстия пакера закрываются в момент окончания цементирования интервала скважины над ним, при посадке в него верхней продажной пробки. Для двухступенчатого цементирования скважин без последующего разбурирования в обсадной колонне пробок и седел под них этой же фирмой с начала 80-х годов был предложен заколонный гидравлический пакер с циркуляционным клапаном, приводимый в действие специальным инструментом, спускаемым в обсадную колонну на дополнительной колонне труб. Предлагается также использование для этих целей комбинированного устройства, включающего модуль заколонного проходного гидравлического пакера и модуль муфты ступенчатого цементирования.

В зависимости от конкретных геолого-технических условий крепления скважин заколонные пакерные устройства для двухступенчатого и манжетного цементирования могут применяться в следующих целях:

разобшение поглощающих или проявляющих пластов в интервале цементирования и ниже него;

защита продуктивного пласта от контакта с тампонажным раствором;

обеспечение заданной высоты подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве скважины.

В соответствии с этим и могут быть эффективно использованы в определенных условиях технологические варианты применения рассмотренных ранее пакеров.

При использовании заколонного гидравлического пакера для двухступенчатого или манжетного цементирования скважины расширение его уплотнительного элемента производится закачиванием под него продавочной жидкости из обсадной колонны, в качестве которой, как правило, используется буровой раствор, находящийся в скважине перед ее цементированием.

Однако при использовании этого пакера для проведения манжетного цементирования уплотнительный элемент пакера целесообразно заполнять начальной порцией тампонажного раствора, закачиваемой в скважину по обсадной колонне вслед за разделительной пробкой, останавливающейся в пакере. При установке заколонного пакера на башмаке обсадной колонны полость уплотнительного элемента заполняется порцией тампонажного раствора из обсадной колонны в любой момент операции его продавливания в заколонное пространство скважины.

При установке заколонных пакеров ступенчатого и манжетного цементирования в открытой части ствола скважины, особенно непосредственно над изолируемым поглощающим или проявляющим пластом, в целом наиболее надежно использование пакеров с упругорасширяющимся уплотнительным элементом рукавного типа, т.е. гидравлическим. Такой пакер обеспечивает достаточно надежную изоляцию пласта при наличии в интервале его установки небольших каверн и неровностей ствола скважины. При установке в номинальном диаметре ствола скважины, сложенного плотными и непроницаемыми породами, или в нижней части предыдущей обсадной колонны целесообразно использовать более простой и дешевый гидромеханический пакер с уплотнительным элементом осевого сжатия или радиального расклинивания.

Для манжетного цементирования и заканчивания скважины с конструкцией открытого забоя одинаково технологичны в использовании следующие типы пакеров: заколонный

пакер с циркуляционным клапаном, приводимый в действие посадкой в него падающей пробки; пакер с цементирующей муфтой, приводимый в действие последовательно созданием избыточного давления в обсадной колонне после перекрытия ее башмака разделительной пробкой или шаром; пакер, приводимый в действие избыточным давлением, с цементирующей муфтой, приводимой в действие от падающей пробки.

Для двухступенчатого цементирования скважины во многих случаях наиболее технологично использование заколонного пакера, снабженного циркуляционным клапаном, который приводится в действие от падающей пробки. При этом если продуктивный пласт или другие пласты в зоне первой ступени цементирования скважины представлены малопрочными трещиноватыми и слабосцементированными породами с низким пластовым давлением, то над ними необходимо дополнительно установить на обсадной колонне проходные заколонные гидравлические пакеры. Указанные пакеры приводятся в действие после окончания цементирования первой ступени скважины, препятствуя оседанию столба тампонажного раствора под заколонным пакером с циркуляционным клапаном.

Во ВНИИБТ был разработан гидравлический пакер типа ПЦС, который по принципиальным конструктивным особенностям был аналогичным пакеру фирмы "Халлибертон". Впоследствии пакер типа ПЦС был усовершенствован с целью увеличения диаметра проходного канала. Новая модификация пакера получила шифр ПДМ.

В случае установки указанных пакеров пакеровка заколонного пространства скважины производится:

- при двухступенчатом цементировании — между ступенями цементирования;

- при манжетном цементировании — до начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну;

- при герметизации башмака обсадной колонны — непосредственно после окончания процесса цементирования скважины.

При использовании этих пакеров запакерование скважины и открытие цементируемых (циркуляционных) отверстий пакера производятся за счет сбрасываемого перекрывающего элемента (шара, пробки), смещающего втулки пакера под действием заданного перепада давления. Поэтому неизбежна остановка циркуляции жидкостей в скважине на период ожидания посадки сбрасываемого элемента в пакер.

3.7.2. ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПАКЕР ТИПА ПДМ

Первая конструкция заколонного гидравлического пакера ПЦС170 для цементирования скважин была разработана во ВНИИБТ в 1966 г. Пакер предназначался для изоляции продуктивных пластов от близкорасположенного водоносного пласта или друг от друга в процессе цементирования скважины. Уплотнительный элемент этого пакера расширяется закачиванием его в полость тампонажного раствора из обсадной колонны в процессе цементирования скважины. ВНИИБТ был разработан заколонный пакер ПЦС190, который успешно применялся для двухступенчатого и манжетного цементирования нефтяных и газовых скважин.

Во ВНИИБТ были разработаны и испытаны заколонные пакеры ПДМ170 и ПДМ195 для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин. Указанные пакеры успешно применялись в 1973–1985 гг. при креплении скважин на нефтяных месторождениях Урало-Поволжья и Коми АССР, а также при креплении скважин на подземных хранилищах газа.

Во ВНИИБТ были созданы и испытаны пакеры ПДМ140, ПДМ146 и ПДМ168 для двухступенчатого и манжетного цементирования. В этих пакерах использовались упругорасширяющиеся резинотканевые рукавные уплотнительные элементы конструкции ВНИИЭМИ, обеспечивающие их работу при температуре не более 100 °С. Указанные пакеры были усовершенствованы за счет использования в них высокопрочных (на перепад давления не менее 17,5 МПа) и теплостойких (на рабочую температуру 150 °С) резинометаллических рукавных уплотнительных элементов конструкции фирмы "Таурус" или соответствующих этим показателям резинотканевых рукавных уплотнительных элементов конструкции ВНИИЭМИ.

Заколонный пакер типа ПДМ (рис. 3.15) состоит из двух основных узлов: уплотнительного элемента и циркуляционного клапана.

Узел уплотнительного элемента включает патрубок 15 и резинотканевый или резинометаллический упругорасширяющийся рукав 14, герметично закрепленный на нем с помощью обжимных металлических втулок 11. Патрубок 15 имеет осевой канал 12 и образует с уплотнительным рукавом 14 кольцевую полость 13.

Узел циркуляционного клапана включает корпус 3 с впуск-

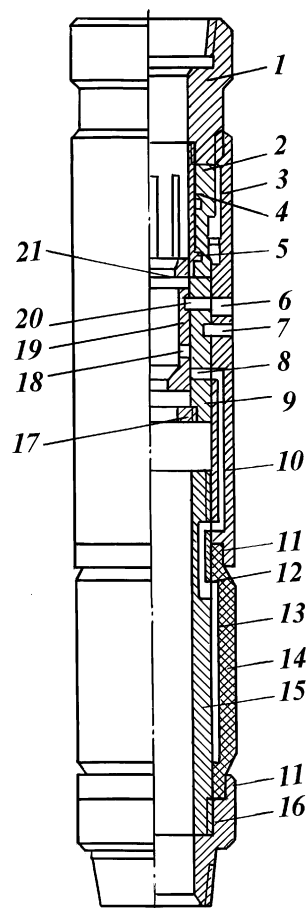


Рис. 3.15. Пакер типа ПДМ для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин

ными каналами 10 и циркуляционными отверстиями 6, нижнюю подвижную втулку 9 с радиальными отверстиями 8 и опорным кольцом 17, установленную в корпусе 3 на срезных элементах 7, посадочную втулку 19 с впускными отверстиями 18, размещенную в нижней втулке 9 на срезных штифтах 20, верхнюю ступенчатую втулку 2 с седлом 21, установленную между корпусом 3 и цангой 4 с выступами 5. Для соединения с обсадными трубами пакер снабжен верхним 1 и нижним 16 переходниками.

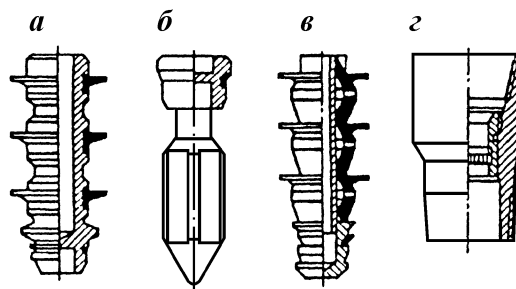
Для цементирования скважины с пакером типа ПДМ используются патрубок (рис. 3.16, г) с упорным кольцом, устанавливаемым на нижней части обсадной колонны над башмачным клапаном, а также верхняя, падающая и нижняя (рис. 3.16, а, б, в) цементировочные пробки, пускаемые в обсадную колонну в процессе цементирования скважины.

Пакер устанавливается и спускается в скважину на обсадной колонне. При двухступенчатом цемен-

тировании пакер размещается над поглощающим интервалом или над пластом между ступенями цементирования. Интервал скважины ниже пакера (первая ступень) цементируется через башмак обсадной колонны с использованием нижней цементировочной пробки. При манжетном цементировании пакер размещается непосредственно над изолируемым продуктивным пластом (в стволе скважины номинального диаметра), сложенным плотными непроницаемыми породами. Пакер приводится в действие перед цементированием интервала скважины, расположенного выше него.

Пакер действует следующим образом (см. рис. 3.15). Перед

Рис. 3.16. Дополнительные приспособления для цементирования скважин с пакером типа ПДМ



цементированием участка скважины, расположенного выше пакера, в обсадную колонну пускается падающая пробка, которая садится в посадочную втулку 19 и перекрывает проходной канал пакера. При избыточном давлении не менее 8 МПа, создаваемом в обсадной колонне над пробкой, втулка 19 перемещается вниз до упора в кольцо 17 нижней втулки 9. Под действием избыточного давления жидкость из обсадной колонны закачивается через отверстия 18, 8 и по каналам 10 и 12 под уплотнительный рукав 14, расширяя его до герметичного перекрытия затрубного пространства скважины. При дальнейшем повышении избыточного давления над пробкой до 8–10 МПа нижняя втулка 9 перемещается вниз до упора в патрубок 15. При этом герметично закрываются впускные каналы 10 и открываются циркуляционные отверстия 6, через которые производится цементирование скважины выше пакера второй ступени. Циркуляционные отверстия закрываются при посадке в пакер верхней цементировочной пробки и создании на ней избыточного давления не менее 4 МПа. При этом пробка сдвигает вниз до герметичного перекрытия циркуляционных отверстий верхнюю втулку 2, которая закрепляется в этом положении выступами 5 цанги 4. Удаление верхней и падающей пробок и посадочных седел из проходного канала пакера производится путем их разбуривания после окончания периода ОЗЦ и опрессовки обсадной колонны выше пакера.

Пакеры гидравлические типа ПДМ разработаны и выпускаются для обсадных колонн диаметром 140; 146; 168 и 178 мм как с резинотканевыми, так и с резинометаллическими уплотнительными элементами.

Пакеры типа ПДМ, представленные в табл. 3.4, предназначены для широкого диапазона условий при креплении нефтяных и газовых скважин эксплуатационными колоннами диаметрами от 140 до 178 мм.

Таблица 3.4

Техническая характеристика пакеров

[illegible]

Основные технологические схемы двухступенчатого и манжетного цементирования скважин с применением пакера типа ПДМ представлены на рис. 3.17 и 3.18. На этих схемах показаны операции по приведению пакера в действие и проведению процесса цементирования скважин с помощью пускаемых в обсадную колонну цементировочных пробок. При этом процесс двухступенчатого цементирования скважины прерывают между первой и второй ступенями на отрезок времени, необходимый для пуска и движения падающей пробки по обсадной колонне, посадки ее в пакер, проведения операции пакеровки и открытия циркуляционных отверстий пакера. В тех случаях, когда прерывание процесса двухступенчатого цементирования на этот отрезок времени нецелесообразно, цементирование первой ступени скважины необходимо производить с использованием нижней цементировочной пробки, оборудованной для посадки в пакер. При этом указанная пробка пускается в обсадную колонну при закачивании продавочной жидкости с тем расчетом, что в нижней части обсадной колонны под пакером будет оставлен цементный стакан необходимой высоты. Пакер приводится в действие в этом случае сразу после окончания цементирования первой ступени. Расширение уплотнительного элемента пакера типа ПДМ при использовании его для двухступенчатого или манжетного цементирования скважины производится путем закачивания в него жидкости из обсадной колонны: при двухступенчатом цементировании — продавочной жидкости, использованной при цементировании первой ступени, а при манжетном цементировании, как правило, — бурового раствора, находящегося в скважине в момент окончания спуска в нее обсадной колонны с пакером.

При манжетном цементировании скважины при использовании пакера типа ПДМ и заканчивании ее открытым забоем в зависимости от состояния ствола скважины непосредственно над изолируемым продуктивным пластом расширение уплотнительного элемента пакера можно производить закачиванием под него тампонажного раствора из обсадной колонны. В этом случае повышаются прочность и герметизирующая способность уплотнителя пакера на более длительный период времени. При этом пакер приводится в действие также с использованием оборудованной для посадки в пакер нижней цементировочной пробки, над которой закачивается объем тампонажного раствора, необходимый для доставки ее в интервал установки пакера. В тех случаях, когда изолируемый продуктивный пласт представлен слабосцементирован-

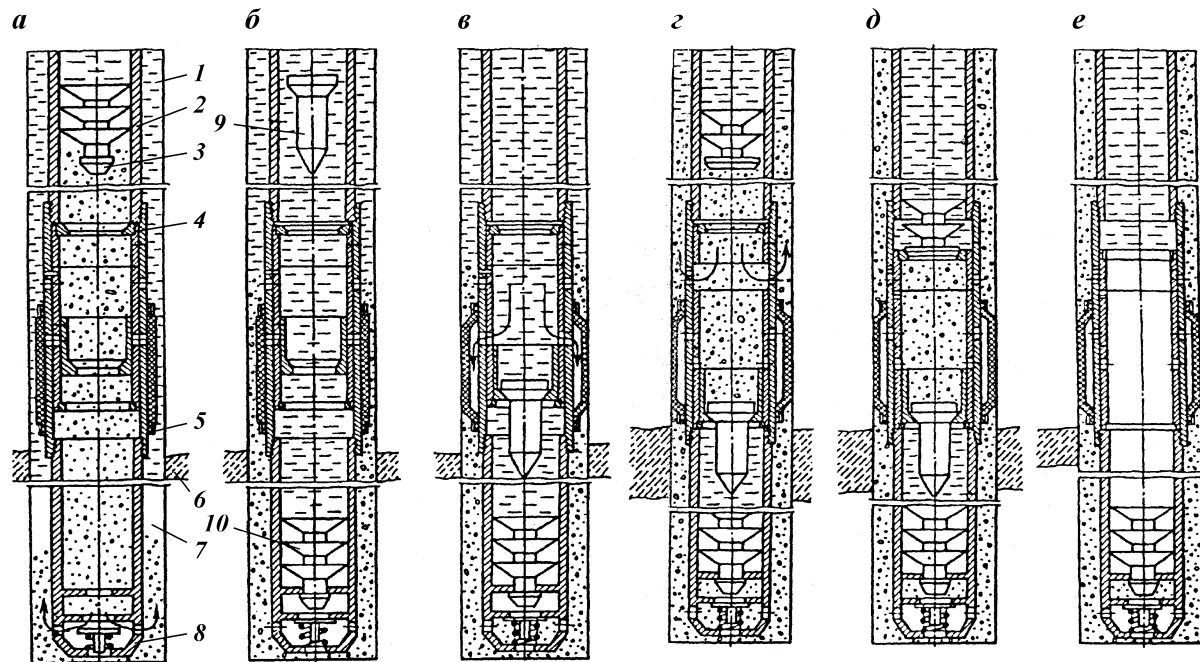


Рис. 3.17. Технологические схемы двухступенчатого цементирования скважин с пакером типа ПДМ:
‡ — цементирование первой ступени; а — спуск падающей пробки; , — пакеровка; „ — цементирование второй ступени; % — закрытие цементировочных отверстий; А — скважина после разбурирования пробок, втулки и седел; 1 — скважина; 2 — обсадная колонна; 3, 10 — соответственно верхняя и нижняя пробки; 4 — пакер; 5 — продавочная жидкость; 6 — поглощающий пласт; 7 — тампонажный раствор; 8 — колонный башмак; 9 — падающая пробка

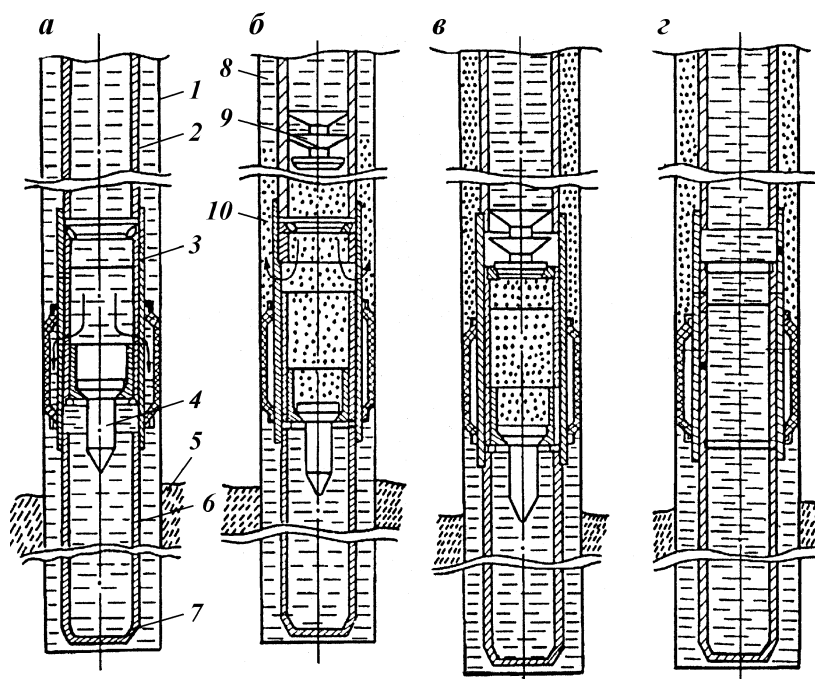


Рис. 3.18. Технологические схемы манжетного цементирования скважин с пакером типа ПДМ:

а — спуск и посадка падающей пробки, пакеровка; *б* — цементирование; *в* — закрытие цементировочный отверстий пакера; *г* — скважина после разбуривания пробок, втулки и седел; 1 — скважина; 2 — обсадная колонна; 3 — пакер; 4 — падающая пробка; 5 — продуктивный пласт; 6 — фильтр; 7 — колонный башмак; 8 — продажная жидкость; 9 — верхняя пробка; 10 — тампонажный раствор

ными и малопрочными породами, в обсадную колонну под нижнюю пробку закачивается объем тампонажного раствора, достаточный для перекрытия интервала продуктивного пласта до глубины установки пакера. Оставшийся при этом в нижней части обсадной колонны под пакером цементный камень разбуривается вместе с верхней и нижней цементировочными пробками, находящимися в проходном канале пакера.

Конструкция пакера типа ПДМ позволяет использовать его также для разобщения пластов, находящихся возле забоя скважины, при цементировании ее в одну ступень через башмак обсадной колонны. В этом случае пакер устанавливается вблизи башмака обсадной колонны между изолируемыми пластами. Пакер при этом приводится в действие посад-

кой в него нижней цементирующей пробки, пускаемой в обсадную колонну в процессе закачивания тампонажного раствора. Уплотнительный элемент пакера расширяется путем закачивания под него тампонажного раствора из обсадной колонны. Процесс цементирования скважины заканчивается при остановке верхней цементирующей пробки в пакере.

Пакер типа ПДМ позволяет производить цементирование скважины выше него также и обратным способом. При этом необходимо использовать специальную цементирующую пробку с циркуляционным клапаном, устанавливаемую в обсадной колонне над пакером при промывке скважины.

3.7.3. ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ ПАКЕР ТИПА ПГМ

ВНИИБТ и б. комбинатом "Нефть и газ" (Германия) разработана новая конструкция заколонного гидромеханического пакера для двухступенчатого и манжетного цементирования скважин, характеризующегося эксплуатационной технологичностью и надежностью. При этом впервые в конструкции предусмотрена возможность открытия циркуляционных боковых отверстий этого пакера путем использования перепада между давлением столба жидкостей в затрубном пространстве скважины и более низким давлением столба продажной жидкости, находящегося в обсадной колонне после окончания первой ступени цементирования. Кроме того, обоснована возможность открытия циркуляционных отверстий за счет увеличения давления в обсадной колонне при предварительной пакеровке скважины и последующего автоматического доуплотнения контакта резиновой манжеты пакера со стенкой скважины в процессе цементирования второй ступени обсадной колонны.

Эти функциональные свойства пакера исключают возможность преждевременного (до перекрытия затрубного пространства скважины уплотнительным элементом) открытия циркуляционных отверстий. Подобными свойствами не обладают известные пакеры и муфты для двухступенчатого и манжетного цементирования, в частности пакеры типа ПДМ, муфты типа УДЦС фирмы "Бейкер" и конструкции б. ВНИИКРнефти.

В пакере новой конструкции отсутствует также ряд других

недостатков упомянутых аналогов, несколько снижающих надежность этих устройств:

возможность нарушения герметичности перекрытия циркуляционных отверстий при разбурировании в пакере разделительных элементов (пробки, шара) и цементного камня между ними (недостаток пакеров типа ПДМ);

значительная сложность конструкции и изготовления;

возможность преждевременного перекрытия циркуляционных отверстий запорной втулкой в случае повышения давления в колонне из-за частичного засорения этих отверстий (недостаток муфты типа УДЦС).

Были разработаны два варианта принципиальной схемы гидромеханического пакера, чем обеспечено последовательное развитие его функциональных свойств.

Конструкция экспериментальных образцов пакера были разработаны по второму варианту, обеспечивающему более высокие надежность и технологичность в изготовлении и использовании.

Пакер, выполненный по второму варианту (рис. 3.19), состоит из двухступенчатого корпуса 8 с радиальными отверстиями IV и III; уплотнительного элемента 14 (как и в первом варианте, резиновой манжеты), установленного на корпусе и оборудованного торцевой защитой 15; составного толкателя 13 с кольцевыми проточками VI под фиксатор 10; дифференциальной втулки 7, закрепленной на корпусе при помощи срезных штифтов 5, снабженной ограничителем 6 ее движения по корпусу и образующей с корпусом кольцевую камеру 3; упора 12; зафиксированной полым штифтом 11 запорной втулки-седла 9 и штифтом 2 верхней составной втулки 3 с замком 4. В корпус 8 выполнена кольцевая проточка II для фиксации верхней втулки в конечном положении. Наружная ступенчатая поверхность корпуса 8 образует с составным толкателем 13 камеру VII, загерметизированную полым штифтом 11, а внутренняя ступенчатая поверхность корпуса и запорная втулка-седло 9 образуют камеру V, сообщающуюся в транспортном положении с внутренней полостью колонны труб. Верхняя составная втулка 3 также образует с внутренней ступенчатой поверхностью корпуса камеру I, сообщающуюся в транспортном положении с внутренней полостью колонны труб. Пакер оборудован жесткими центраторами 1.

Пакер работает следующим образом.

При посадке шара 16 (см. рис. 3.19) или падающей пробки на запорную втулку-седло 9 срезается полый штифт 11, и втул-

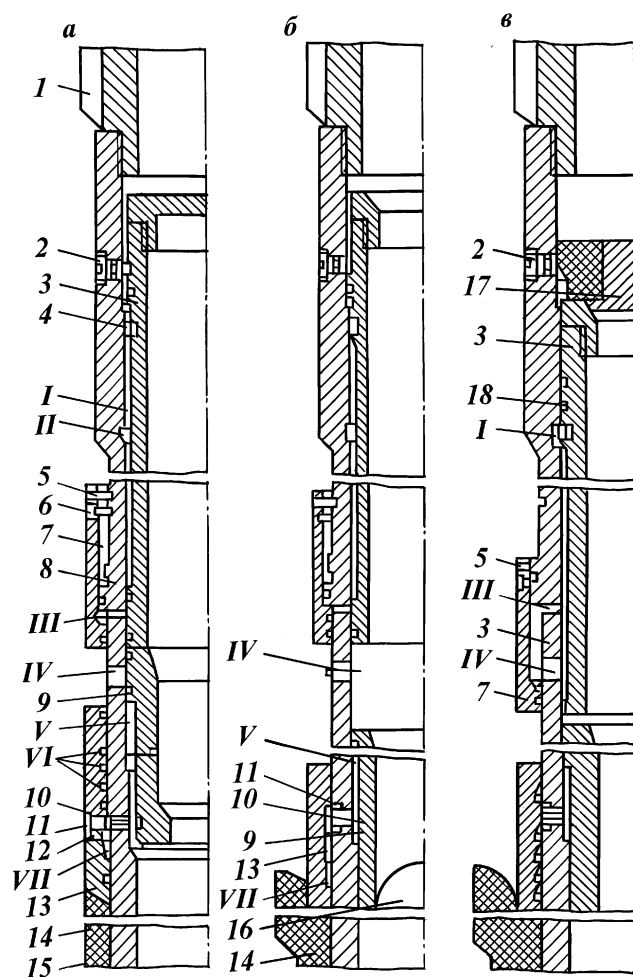


Рис. 3.19. Второй, реализованный вариант принципиальной схемы гидромеханического пакера:

а — пакер в транспортном положении; *б* — пакер при проведении запечатки и открытии цементировочных отверстий; *в* — пакер по окончании цементирования верхней ступени и закрытия цементировочных отверстий

ка-седло, перемещаясь вниз, открывает циркуляционные отверстия *VI* и одновременно герметизирует камеру *IV*, сообщая ее через срезанный полый штифт *11* с камерой *VII*. Жидкость из камеры *VI* при движении втулки-седла *9* поступает в камеру *VII*, перемещает вниз составной толкатель *13*,

который фиксируется в конечном положении фиксатором 10, и таким образом приводит в рабочее положение уплотнительный элемент 14 (происходит запакеровка). В процессе возрастания давления на втулку-седло 9 с шаром 16 на второй ступени цементирования эти элементы, дополнительно смещаясь вниз, доуплотняют контакт уплотнительного элемента со стенкой скважины. После закачивания расчетного объема тампонажной смеси в обсадную колонну пускают цементировочную пробку 17, которая при взаимодействии с верхней втулкой 3 срезает штифты 2, вводя верхнее уплотнительное кольцо 18, установленное на втулке, в контакт с внутренней цилиндрической поверхностью корпуса 8. Таким образом, верхняя втулка 3 становится дифференциальной, а камера I разобщается с внутренней полостью колонны труб. При движении вниз втулка 3 перекрывает отверстия IV, а жидкость из камеры I через отверстие III поступает в камеру 3. Давление в камере 3 действует на дифференциальную втулку 7, происходит срез штифтов 5, и втулка 7 перемещается вниз по конусу, перекрывая при этом снаружи радиальные отверстия IV. Таким образом достигается повышенная надежность герметизации радиальных циркуляционных отверстий IV, которая необходима в случае проведения внутриколонных работ (например, разбуривания элементов, перекрывающих проходной канал колонны, спуска различных инструментов в скважину и т.д.).

3.7.4. ЗАКОЛОННЫЕ ВЗРЫВНЫЕ ПАКЕРЫ

Эти пакеры устанавливаются на обсадной колонне и спускаются вместе с ней с установкой в заданные интервалы. Приведение в действие пакера совершается путем спуска внутрь обсадной колонны на каротажном кабеле электромагнитного генератора, при помощи которого образуются электромагнитное поле, вызывающее срабатывание зажигателя взрывчатки. При этом обеспечивается герметизация кольцевого зазора между обсадной колонной и стенками скважины с целью предупреждения перетоков жидкости и газа в период ОЗЦ, во время испытания и освоения скважины.

Значительные преимущества такого пакера заключаются в том, что при этом обеспечиваются равнопрочность пакера с обсадной колонной и отсутствие любых отверстий в колонне или корпусе пакера, необходимых для срабатывания пакера. Небольшие размеры пакера позволяют устанавли-

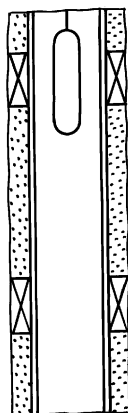


Рис. 3.20. Схема установки взрывных пакеров

Т а б л и ц а 3.5

Показатель	ПВ5-175	ПВ5-195	ПВ13-205
Внешний диаметр, мм	175	195	205
Внутренний диаметр, мм	118	130	150
Максимально возможное гидростатическое давление, МПа	80	80	70
Максимально допустимая температура, °С	150	150	150
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пластами, МПа	30	30	65
Внешний диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168—178
Номинальный диаметр ствола, мм	190	216	245
Масса, кг	80	90	90
Длина, мм	1360	1400	1400

ливать его между пластами, находящимися близко друг от друга.

Схемы установки пакеров показаны на рис. 3.20.

Характеристика пакеров приведена в табл. 3.5.

3.8. ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В целях повышения надежности эксплуатации скважин, особенно на месторождениях с осложненными условиями, применяют комплекс подземного эксплуатационного оборудования. Составление компоновки скважинного оборудования должно производиться для каждой конкретной скважины с учетом ее конструкции, фактического распределения температур по стволу скважины, действующих перепадов давления, характеристик применяемого оборудования, нагрузок, планируемого дебита и других геолого-технических параметров.

На рис. 3.21 приводится примерная схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ снизу вверх: срезной клапан, фрезерный удлинитель, пакер, анкерное соединение, циркуляционный клапан, клапан-отсекатель.

Срезной клапан ЛРОС9554-000 (рис. 3.22) разработан в научно-техническом центре предприятия Кубаньгазпром и изготовлен на заводе газовой аппаратуры в пос. Северский

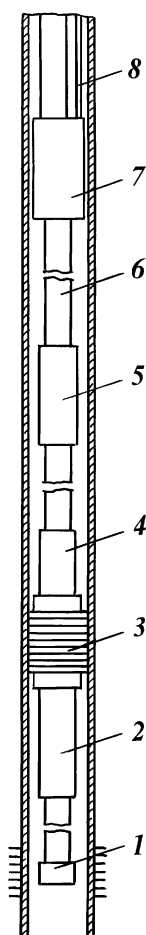


Рис. 3.21. Схема компоновки подземного оборудования, спускаемого на НКТ:

1 – срезной клапан; 2 – фрезерный удлинитель; 3 – стационарный пакер фирмы “Камко”, “Бейкер” или др.; 4 – анкерное соединение; 5 – циркуляционный клапан; 6 – НКТ; 7 – клапан-отсекатель; 8 – гидравлическая трубка управления клапаном-отсекателем

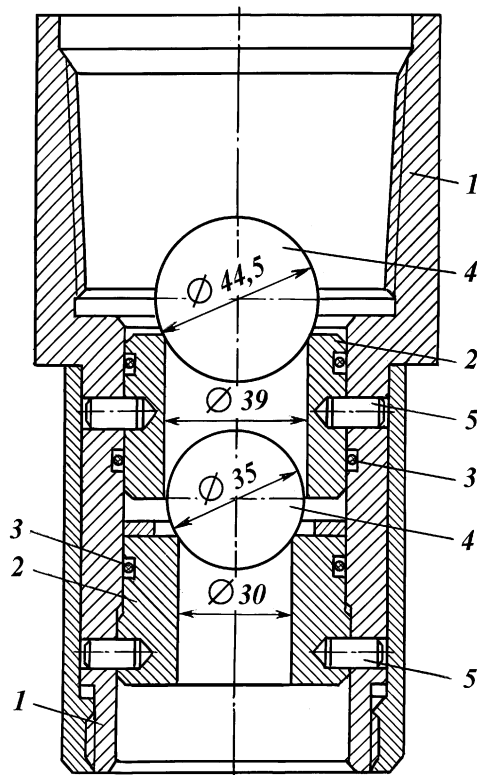


Рис. 3.22. Срезной клапан:

1 – корпус; 2 – срезные втулки; 3 – уплотнительные кольца; 4 – шары; 5 – срезные штифты

Краснодарского края. Срезной клапан предназначен для создания давления внутри компоновки при распаковке пакера путем перекрытия проходного сечения шаром. Особенностью срезного клапана является то, что в одном корпусе размещены на срезных штифтах два посадочных гнезда под шары диаметром 35 и 44,5 мм.

Вначале давление внутри спущенной компоновки осуществляется сбросом шара диаметром 35 мм, который садится на седло срезного клапана с перекрытием отверстия. При достижении предельного установленного давления внутри компоновки происходит срез штифтов, после чего шар и седло выпадают на забой скважины. При неудовлетворительном срабатывании пакера сбрасывается второй шар диаметром 44,5 мм.

Технические параметры: наружный диаметр 104 мм, длина 195 мм, рабочая температура до 125 °С, давление среза штифтов определяется диаметром штифтов, которые изготавливаются под необходимые давления срезки.

Так, давление, необходимое для среза штифтов срезного клапана

$$p = \frac{\tau_{\text{ср}} n d_{\text{шт}}}{d_{\text{порш}}^2},$$

где $\tau_{\text{ср}}$ — предел прочности на срез штифта, $\tau_{\text{ср}} = K\sigma_{\text{в}}$ ($K = 0,7$; $\sigma_{\text{в}}$ — временное сопротивление разрыву, зависящее от материала штифтов и термообработки); n — число штифтов; $d_{\text{шт}}$ — диаметр штифтов; $d_{\text{порш}}$ — диаметр поршня.

После упрощений получают $p = 0,532\sigma_{\text{в}}$. Таким образом, изменяя диаметр штифта, можно подобрать заданное давление среза.

Фрезерный удлинитель предназначен для центрирования инструмента для фрезерования пакера при его извлечении из скважины. Фрезерный удлинитель может быть исключен из компоновки, если пакер планируется фрезеровать кольцевой фрезой и извлекать обычной труболовкой.

Пакер предназначен для герметичного разобщения затрубного пространства скважины от пласта и создания надежного сообщения внутренней полости спущенной компоновки с пластом. Посадка и фиксирование пакера в эксплуатационной колонне происходят при создании давления внутри спущенной компоновки при перекрытии внутритрубного пространства шаром срезного клапана. При этом происходит деформация резинового уплотнения и фиксация пакера в эксплуатационной колонне при помощи кольцевых клиновых якорей.

Возможно использование пакеров фирмы "Камко" (рис. 3.23) (табл. 3.6) или "Бейкер" (рис. 3.24), а также отечественного производства.

При этом давление на устье $p_{\text{у}}$ для создания давления рас-



Рис. 3.23. Стационарный пакер фирмы "Камко"

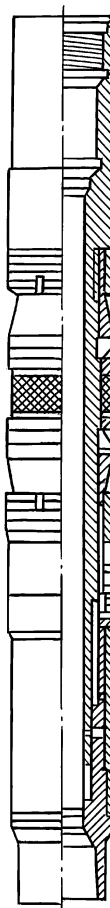


Рис. 3.24. Гидравлически управляемый подвесной эксплуатационный пакер фирмы "Бейкер" с обратным клапаном

пакеровки пакера и давление на устье срезки $p_{y\text{ ср}}$ штифтов срезного клапана определяют по формулам

$$p_y = p_{\text{пл}} - p_{\text{ж}} + p_p;$$

$$p_{y\text{ ср}} = p_{\text{пл}} + p_{\text{ср}},$$

где $p_{\text{пл}}$ — давление пластовое, МПа; $p_{\text{ж}}$ — давление жидкости, заполняющей компоновку, МПа ($p_{\text{ж}} = \rho H$, здесь ρ —

Таблица 3.6

Технические данные по стандартным пакерам фирмы "Камко"

Параметр	HSP-1 5 1/2"	HSP-1 6 5/8"
Габаритная длина, мм	1495	1495
Максимальный наружный диаметр, мм	113	113,18
Минимальный внутренний диаметр, мм	76	49,2
Диапазон погонной массы, фунт/фут	23	32–28
Нижнее соединение	1 7/8"	6 5/8"
Верхнее соединение	2 7/8" муфта АМ	3 1/2' муфта АМ
Освобождение лифтовой колонны от пакера	Стингер с правосторонним вращением	Стингер освобождается непосредственным вытягиванием

плотность жидкости, кг/м³; H — глубина спущенной компоненты, м); p_p — перепад давления срабатывания пакера, МПа; p_{cp} — перепад давления срезки штифтов срезного клапана, МПа.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы "Камко"

Наружный диаметр, мм.....	115
Внутренний диаметр, мм.....	50
Длина пакера, мм.....	1495
Максимальное пластовое давление, МПа.....	69
Давление пакеровки, МПа.....	27
Температура рабочей среды, °С.....	149
Присоединительные резьбы.....	VAM 2 3/8", 2 7/8"

Одинарные пакеры HSP-1 фирмы "Камко" устанавливаются в эксплуатационной колонне созданием гидравлического давления, относятся к эксплуатационным пакерам постоянного действия и могут быть извлечены из скважины после ее разбуривания.

Пакер фирмы "Бейкер" модель SAB — гидравлически устанавливаемый пакер; спускается в скважину на трубах и пакеруется после монтажа устьевого оборудования.

Техническая характеристика гидравлического пакера фирмы "Бейкер"

Наружный диаметр, мм.....	113,03
Внутренний диаметр, мм.....	70,6
Длина пакера, мм.....	1250
Максимальное пластовое давление, МПа.....	63
Температура рабочей среды, °С.....	160
Присоединительные резьбы.....	VAM 2 7/8"

Техническая характеристика гидравлического пакера "Ресурс-1"
Саратовского завода Газоприборавтоматика

Наружный диаметр, мм.....	136
Внутренний диаметр, мм.....	67
Длина пакера, мм.....	1886
Максимальное пластовое давление, МПа.....	21
Давление пакеровки, МПа.....	5–15
Температура рабочей среды, °С.....	До 100
Присоединительные резьбы.....	Резьба НКТ 89 мм по ГОСТ 633–80

Извлечение пакера производится после его разбуривания — фрезерования верхних кольцевых захватов при помощи специального инструмента, представляющего собой комбинацию двух фрез, одной кольцевой и одной торцевой фрезы в нижней части направляющего штока. После разбуривания пакера направляющий шток вместе с ловителем проходит через пакер, захватывает его в нижней части пакера и с подвеской бурильных труб извлекается на поверхность. Пакер можно разбурить кольцевой фрезой с последующим его захватом обычной труболовкой, если в наличии нет специального оборудования для разбуривания пакера.

Анкерное соединение — герметизированный ниппель, который является присоединительным и уплотняющим приспособлением между подвеской НКТ и пакером.

Присоединение анкерного соединения к пакеру производится следующим образом: при сборке на поверхности необходимо анкерное соединение вставить в пакер, затем вращением анкерного соединения влево на 10–12 оборотов для пакера фирмы "Бейкер" или на 4–5 оборотов для пакера фирмы "Камко" обеспечивается стыковка анкерного соединения с пакером. Присоединение анкерного устройства к пакеру в скважине производится за счет разгрузки колонны НКТ на пакер с усилием 2–4 т. Рассоединение ЦБ производится путем вращения подвески НКТ вправо на 10–12 оборотов для пакера фирмы "Бейкер" и 4–5 оборотов для пакера фирмы "Камко".

Циркуляционный клапан разработан на основе циркуляционного клапана Грозненского машиностроительного завода в научно-техническом центре предприятия Кубаньгазпром и изготовлен на заводе газовой аппаратуры (рис. 3.25). Циркуляционный клапан обеспечивает в открытом состоянии сообщение затрубного пространства скважины с внутренней полостью спущенной компоновки подземного оборудования. В закрытом состоянии циркуляционный клапан обеспечивает герметичность внутритрубного пространства.

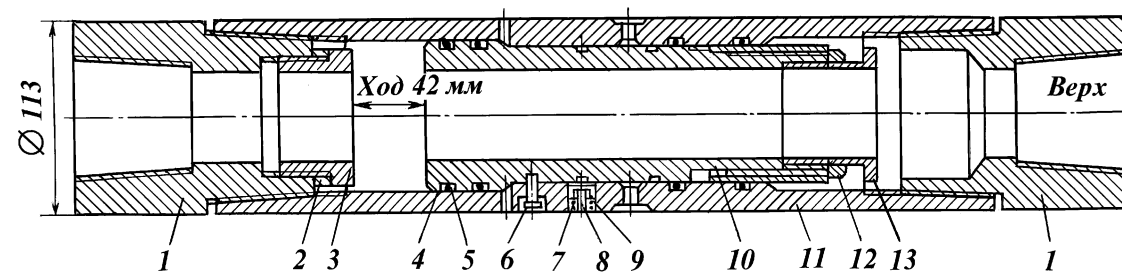


Рис. 3.25. Схема циркуляционного клапана:

1 — патрубки; 2 — кольцо; 3 — втулка, регулирующая ход поршня; 4, 5 — фторопластовые кольца; 6 — срезной винт; 7 — поджимная гайка; 8 — фиксатор; 9 — пружина; 10 — поршень; 11 — корпус; 12 — кольцо упорное; 13 — втулка, ввинченная в поршень

Циркуляционный клапан в скважину спускают в закрытом положении. После установки пакера в эксплуатационной колонне для открытия циркуляционного клапана в затрубном пространстве необходимо создать перепад давления, равный 12 МПа на уровне клапана, по сравнению с давлением внутри компоновки. В этом случае происходит срезка винтов, поршень 10 в сборе перемещается вниз до упора 12, при этом отверстия корпуса 11 соединяются с каналами поршня 10. В результате этого обеспечивается соединение затрубного и трубного пространств, создается возможность промывки и глушения скважины через затрубное пространство. Для закрытия циркуляционного клапана создается давление внутри спущенной компоновки, равное 1,6–2 МПа, при этом кольцо 2 запирает каналы поршня, и поршень перемещается вверх. Достигается герметичность внутритрубного пространства от затрубного.

После длительной эксплуатации скважины для последующего открытия клапана необходимо создать давление в затрубном пространстве 5–6 МПа.

Техническая характеристика циркуляционного клапана

Наружный диаметр, мм.....	113
Длина клапана, мм.....	620
Присоединительные размеры резьб (сверху и снизу).....	НКТ 73 мм по ГОСТ 633–80

Клапан обладает работоспособностью в скважинах глубиной до 3600 м и пластовым давлением до 60 МПа при температуре до 160 °С. Рабочая среда — буровой раствор, газовый конденсат, газ. Возможно применение циркуляционного клапана, изготавливаемого Саратовским заводом Газприборавтоматика.

Гидравлический клапан-отсекатель предназначен для аварийного перекрытия проходного сечения компоновки подземного оборудования при изменении давления в скважине. Обычно устанавливается на глубине 40–50 м от устья. В состав клапана-отсекателя входят глубинный клапан-отсекатель, гидравлическая линия управления, пульт управления. Клапан-отсекатель в свободном состоянии, без создания давления в линии управления, находится с перекрытым заслонкой проходным отверстием.

Клапан-отсекатель открывают следующим образом: создают давление в трубах выше клапана, равное давлению в зоне ниже клапана, при помощи насосного агрегата. В гидравлической линии управления клапаном-отсекателем создают

давление, равное 11 МПа, для обеспечения открытия заслонки. Фиксируют данное давление для обеспечения спуска компоновки.

При необходимости закрытия клапана-отсекателя следует закрыть скважину на устье и выждать 5–10 мин для стабилизации условий в скважине. Сбросить давление в гидравлической линии управления до нуля, при этом клапан-отсекатель перекроет сечение труб. При необходимости плавно открывают устьевые задвижки и стравливают газ из зоны выше пакера-отсекателя.

Техническая характеристика гидравлического клапана-отсекателя фирмы "Камко"

Максимальный наружный диаметр, мм.....	101,6
Минимальный внутренний диаметр, мм.....	48,1
Длина, мм.....	1582
Максимальное давление, МПа.....	70,3
Максимальная температура среды, °С.....	140
Давление для открытия клапана, МПа.....	10–11

Возможно применение клапана-отсекателя Саратовского завода Газоприборавтоматика под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм.

Температурный компенсатор служит для компенсации теплового расширения спущенной компоновки при температуре рабочей среды в скважинах более 145 °С и высоких дебитах. Температурный компенсатор обычно устанавливают выше циркуляционного клапана на 10–20 м.

3.8.1. СПУСК И УСТАНОВКА ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Перед тем, как проводить спуск забойного оборудования, необходимо прошаблонировать НКТ на мостках, пропарить внутри и снаружи и смазать резьбовые соединения, предварительно почистив их металлической щеткой, а также опрессовать их под соответствующее пластовое давление. Для подготовки заданного интервала эксплуатационной колонны в места установки пакера на бурильных трубах спускают скребок механического или гидравлического типа под данную колонну. При применении механического скребка поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью 0,1 м/с, с циркуляцией раствора не более 6 л/с трижды проходят заданный интервал и после каждого хода проворачивают инструмент ротором на 90°, затем триж-

ды проходят заданный интервал в колонне с частотой вращения ротора 60–90 об/мин, со скоростью подачи инструмента 0,1 м/с. Скважину промывают не менее двух циклов до полного отсутствия шлама на сите. После извлечения скребка в скважину опускают шаблон. Размеры шаблона (длина, диаметр) выбирают с учетом обеспечения проходимости компоновки в скважину. Если при глушении скважины применялся глинистый раствор плотностью 1800–2200 кг/м³, то перед спуском компоновки его заменяют на жидкость без твердой фазы (бромиды цинка и кальция). В этом случае принимают меры предосторожности от коагуляции глинистого раствора при смешении с солями, ухудшения коллекторских свойств пласта, для предупреждения выброса. При глушении скважин раствором с низкой плотностью (до 1400 кг/м³) их заменяют такими истинными растворами, как раствор хлористого кальция, ФТП, а также возможно применение гидрофобных эмульсий.

Компоновку подземного оборудования собирают согласно схеме (см. рис. 3.21) снизу вверх:

первая секция: срезной клапан типа ЛРОС, НКТ диаметром 73 мм;

вторая секция: фрезерный удлинитель, пакер, анкерное соединение, НКТ диаметром 73 мм;

третья секция: циркуляционный клапан в закрытом положении, НКТ диаметром 73 мм, клапан-отсекатель, НКТ диаметром 73 мм.

Спуск НКТ с компоновкой подземного оборудования проводят с замером труб, плавно, со скоростью 0,2 м/с.

Компоновку подбирают таким образом, чтобы клапан-отсекатель находился на глубине 50 м от устья скважины. После обвязки устья скважины фонтанной арматурой подсоединяют к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязывают ее с насосом для управления клапаном-отсекателем.

Для установки пакера поднимают давление в гидравлической линии для открытия клапана-отсекателя. Затем заменяют жидкости глушения на углеводородную жидкость (конденсат), открывают буферную задвижку, опускают шар в фонтанную арматуру, закрывают задвижку и открывают центральную задвижку, чтобы шар попал в НКТ. После выдержки времени на транспортирование шара в гнездо срезного клапана насосным агрегатом поднимают давление в НКТ с превышением давления на устье. После выдержки в течение 30 мин открывают задвижку на затрубном пространстве фонтанной

арматуры и стравливают давление. Понижение давления указывает на то, что пакер сработал.

Время транспортирования шара в скважине, заполненной ньютоновской жидкостью (растворы бромида кальция, цинка, хлористого кальция и др.),

$$t = \frac{H}{\sqrt{Kgd_{\text{ш}} \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1}}},$$

где ζ — глубина падения шара, см; K — коэффициент, который зависит от направления ствола скважины, числа Re , соотношения диаметров шара и НКТ и т.д. и определяется экспериментальным путем; в нашем случае $K = 0,3$; g — ускорение силы тяжести, см/с²; $d_{\text{ш}}$ — диаметр шара, см; ρ_1 , ρ_2 — соответственно плотность жидкости и материала шара, г/см³.

3.8.2. ОСОБЕННОСТИ СПУСКА И УСТАНОВКИ ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЯЖЕЛЫХ СОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ СКВ. 3 ПРИБРЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Спуск комплекса эксплуатационного подземного оборудования, предназначенного для изоляции продуктивного пласта с аномальным давлением от затрубного пространства, имеет свою специфику.

Применение данного комплекса в скв. 3 Прибрежного месторождения предприятия Кубаньгазпром обеспечило надежность эксплуатации скважины (табл. 3.7) на площади с коэффициентом аномальности 2.

После разбуривания ПДМ и цементного стакана до глубины 3391 м эксплуатационную колонну опрессовали с использованием воды избыточным давлением 45,5 МПа. Интервал перфорации 2879—2892 м. Толщина стенки эксплуатационной колонны 10,5 мм. Насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм с резьбой VAM. Пластовая температура 130 °С. Относительная плотность газа 0,68. Плотность жидкости глушения 2120 кг/м³. Содержание агрессивных включений в продукции CO₂ до 15 %.

Перед спуском компоновки с целью очистки стенок эксплуатационной колонны с внутренним диаметром 118 мм спустили на бурильных трубах диаметром 2 7/8" до глубины 2875 м следующую компоновку (снизу вверх): шаблон диаметром 114 мм; скребок диаметром 118 мм.

Таблица 3.7

Данные конструкции скважины

Тип колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Данные о цементе
Направление	530	23,5	Зацементировано до устья
Кондуктор	324	1008	То же
Промежуточная колонна	245	2455	"
Эксплуатационная колонна	140	3413	Зацементирована "голова" цементного камня на глубине 1565 м от устья

Поступательным движением инструмента вверх и вниз со скоростью не более 1 м/с трижды прошли интервал 2875–2845 м. После каждого хода провернули инструмент ротором на 90°. Трижды прошли интервал 2875–2845 м с частотой вращения 70–90 об/мин. Скорость подачи инструмента держали не более 0,1 м/с. При работе скребком произвели промывку скважины с расходом 6 л/с. Обратной циркуляцией заменили буровой раствор на рассол бромидов с плотностью 2170 кг/м³, закачивая жидкости в следующей последовательности:

буферная жидкость в объеме 2 м³ следующего состава, % по массе: бентонит 6, КМЦ 2, вода остальное;

моющая жидкость на воде, содержащая 10 % сульфонола, объемом 2 м³;

пачка рассола бромидов плотностью 2170 кг/м³, загущенная до вязкости 200–250 с, объемом 1 м³;

рабочий рассол бромидов плотностью 2170 кг/м³, объемом 27 м³.

Расход по замене раствора составлял 6 л/с.

После перехода на жидкость без твердой фазы сделали технологическую остановку для контроля за давлением и уровнем жидкости в течение 1 ч. Подняли компоновку на буровых трубах 2 7/8" и собрали следующую компоновку подземного оборудования (снизу вверх):

первая секция: срезной клапан типа ЛРОС длиной 0,2 м, две НКТ диаметром 73 мм, общей длиной 19 м;

вторая секция: фрезерный удлинитель общей длиной 2 м, пакер фирмы "Камко" длиной 1495 мм, анкерное соединение длиной 0,6 м, одна НКТ длиной 10 м;

третья секция: циркуляционный клапан в закрытом положении длиной 0,9 м, одна НКТ диаметром 73 мм, длиной 10 м.

Спуск насосно-компрессорных труб с компоновкой подземного оборудования проводился с замером труб плавно, без рывков, со скоростью 0,2 м/с. На глубине 50 м от устья скважины на насосно-компрессорных трубах установили клапан-отсекатель и подключили к нему гидравлическую линию, укрепив ее на НКТ. Подземное оборудование спустили на глубину 2883 м. Установив фонтанную арматуру, предварительно опрессовав ее на давление 70 МПа, подсоединили к ней гидравлическую линию от клапана-отсекателя и обвязали ее с ручным гидравлическим насосом для управления клапаном-отсекателем. Устье скважины обвязали согласно схеме 81-92-ТХ.

Для установки пакера в эксплуатационной колонне подняли давление в гидравлической линии для открытия гидравлического клапана-отсекателя при помощи ручного насоса.

Замену бромидов цинка на углеводородную жидкость (конденсат) провели следующим образом: в затрубное пространство закачали 1 м³ жидкости без твердой фазы с вязкостью 200—250 с с противодавлением на устье (штуцер диаметром 8 мм) для очистки скважины. Промыли скважину путем прокачки бромидов с противодавлением в два цикла, контролируя чистоту жидкости.

Закачали 1 м³ промывочной жидкости с вязкостью 200—250 с, затем конденсат в объеме 20,4 м³ с расчетом, чтобы конденсат был закачан в трубы спущенной компоновки на высоту 200 м от низа труб. При этом давление на устье в трубах компоновки составляло 1,6 МПа, а в затрубном пространстве 37 МПа при пластовом давлении 60 МПа.

3.9. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ

Мировой и отечественный опыт строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин показывает, что одним из перспективных направлений повышения производительности скважин является горизонтальное бурение.

Существуют два главных способа заканчивания скважин с горизонтальным стволом (рис. 3.26):

ствол в продуктивном пласте открыт или перекрыт фильтром, и продукция непрерывно поступает по всей поверхности фильтровой зоны ствола;

продуктивный пласт обсажен обсадной колонной, зацементирован и перфорирован, и приток в скважину осуществ-

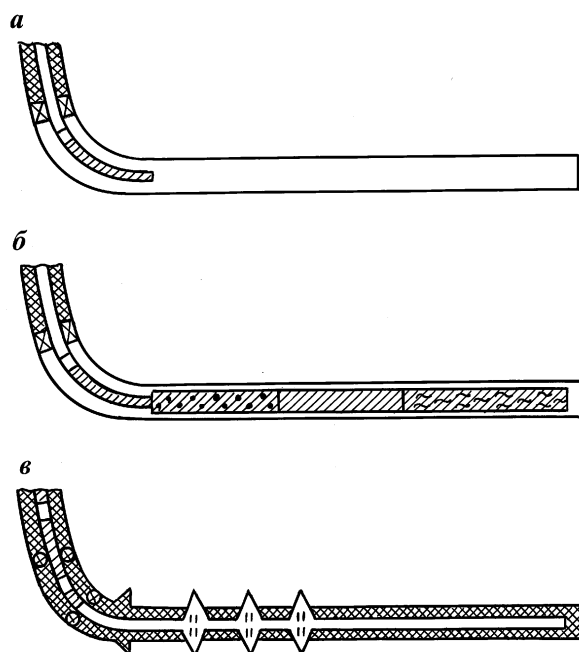


Рис. 3.26. Способы заканчивания скважин с горизонтальным стволом:
а — с открытым дренирующим стволом в устойчивом однородном пласте;
б — с хвостовиком, имеющим заранее созданные щелевидные или перфорационные отверстия, в пласте, представленном неустойчивыми породами;
в — с зацементированным хвостовиком, имеющим перфорационные отверстия, в неоднородном пласте

ляется через небольшое число отверстий в колонне (в этом случае горизонтальный ствол не дренирует продуктивный пласт, а служит лишь проводящим каналом для флюидов, поступающих из отдельных трещин).

Заканчивание скважин с дренирующим стволом по всей длине. Скважины с горизонтальным стволом в основном проектируются так, чтобы дренировать только один пласт и чтобы пластовые флюиды поступали в них под определенным давлением. В гидравлически сообщающихся пластах начальные изобарические поверхности находятся в горизонтальной плоскости. Поэтому нет никаких причин для ограничения притока в любую отдельную секцию дренирующего ствола. В подобных условиях выбирается способ заканчивания скважины с открытым горизонтальным стволом, что облегчает любые последующие операции внутри него. В большинстве

устойчивых пластов дренирующий ствол может оставаться необсаженным.

В рыхлых породах дренирующий ствол оборудуется хвостовиком с заранее созданными щелевидными или перфорированными отверстиями. Преимущества такого способа заканчивания — простота и низкие затраты. Недостатки связаны с трудностью проведения геофизических исследований для определения эксплуатационных характеристик скважины и сложностью изоляции части дренирующего ствола в процессе работы скважины. При проведении геофизических исследований с применением существующих инструментов пластовые флюиды будут обходить зону сужения, создаваемого такими инструментами внутри хвостовика, перетекая через кольцевое пространство между стенкой скважины и хвостовиком. Для того чтобы изолировать отдельный участок, если только он не находится в конце дренирующего ствола, необходимо будет извлечь хвостовик из скважины и спустить новый с внутренними пакерами. Такая операция может оказаться чрезвычайно трудной и сопряженной с повышенным риском.

Рассмотренные проблемы должны решаться на этапе начального планирования конструкции скважины. После завершения проектных работ сохраняется возможность перекрытия опасного интервала в горизонтальном стволе (положение этого интервала обычно становится известным по окончании бурения скважины) хвостовиком с внешними пакерами. Это позволяет изолировать отдельные интервалы горизонтального ствола без извлечения хвостовика из скважины.

Для данного способа заканчивания возможно несколько вариантов: установка предварительно перфорированных хвостовиков или хвостовиков с щелевидными отверстиями, верхняя секция хвостовика подвешивается или цементируется и т.д.

Заканчивание скважины с обсаженным горизонтальным стволом и несколькими отверстиями для притока пластовых флюидов. При этом способе заканчивания горизонтальный ствол служит каналом, соединяющим несколько точек притока. В данном способе имеются варианты, но общим для них является то, что хвостовик всегда цементируется. С учетом трудностей достижения хорошего замещения бурового раствора цементным в вертикальных скважинах цементирование скважин с горизонтальным стволом представляется чрезвычайно сложной задачей.

Существует несколько методик расчета производительности горизонтальных скважин и оценки целесообразности проводки горизонтальных скважин (ГС) в сравнении с вертикальными (ВС). Сравнительному анализу дебитов вертикальных и горизонтальных скважин посвящено также много исследований, результаты которых, являясь иногда противоречивыми, но дополняя друг друга, показывают более высокую эффективность горизонтальных.

Практика показала, что разработка месторождений вносит свои коррективы в сравнительную оценку эффективности горизонтальных и вертикальных скважин. Поэтому ее следует рассматривать применительно к определенному району.

Задача о притоке жидкости (газа) к горизонтальной трубе в пласте рассматривалась И.А. Чарным при следующих допущениях: пласт считался однородным, ось скважины расположена симметрично относительно кровли и подошвы пласта, пласт — полуограниченный, а контур питания — прямолинейный. А.М. Пирвердян обобщил решение И.А. Чарного для несимметричного расположения горизонтальной скважины относительно кровли и подошвы в различных проницаемостях в продольном и поперечном направлениях продуктивного пласта. Полученные результаты показали, что оба приведенных выше фактора не оказывают существенного влияния на дебит ГС. Асимметричное расположение ГС и десятикратное различие в проницаемостях (продольной и поперечной) дает различие дебитов порядка 1–5 %.

Для симметричного расположения ГС относительно кровли и подошвы пласта дебит на единицу длину ГС

$$q_{\text{ГС}} = \frac{2\pi k \Delta p}{\mu} \frac{1}{\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c}}, \quad (3.10)$$

где k — коэффициент проницаемости; Δp — перепад давления на скважине; μ — вязкость нефти; H — расстояние до контура питания; h — мощность пласта; r_c — радиус скважины.

Дебит ВС единичной длины, пробуренной в тот же пласт мощностью h ,

$$q_{\text{ВС}} = \frac{2\pi k \Delta p}{\mu} \frac{1}{\ln(2H/r_c)}. \quad (3.11)$$

Из (3.10) и (3.11) получаем, что отношение дебитов ГС и ВС

$$\frac{q_{\text{ГС}}}{q_{\text{ВС}}} = \frac{\ln(2H/r_c)}{\ln(h/2\pi r_c) + 2\pi H/h}. \quad (3.12)$$

Преобразуем левую часть выражения (3.12) следующим образом:

$$\frac{q_{\text{ГС}}}{q_{\text{ВС}}} = \frac{Q_{\text{ГС}}/l}{Q_{\text{ВС}}/h} = \frac{h}{l} - \frac{Q_{\text{ГС}}}{Q_{\text{ВС}}}, \quad (3.13)$$

где $Q_{\text{ГС}}$, $Q_{\text{ВС}}$ — дебиты ГС и ВС; h — мощность пласта; l — длина горизонтального участка ГС.

Если теперь принять, что дебит одной ГС равен дебиту n вертикальных скважин, то из (3.12) и (3.13) можно получить

$$l = nh \frac{\ln(h/2\pi r_c) + 2\pi H/h}{\ln(2H/r_c)}. \quad (3.14)$$

Полученная формула (3.14) дает теоретическую зависимость между длиной l горизонтального участка ГС, мощностью пласта h и числом n вертикальных скважин.

Выполним ряд расчетов по формуле (3.14) при различных значениях H , h и r_c .

Длина горизонтального участка ГС, эквивалентная одной ВС ($n = 1$)

r_c , м.....			0,1				0,2	
h , м.....	10				10		2,5	
H , м.....	100	1000	100	1000	100	1000	100	1000
l , м.....	86	637	83	635	94	682	91	684

Очевидно, что увеличение радиуса скважины r_c и мощности пласта h оказывает незначительное влияние на длину горизонтального участка l . В то же время увеличение расстояния до контура питания с $H = 100$ м до $H = 1000$ м приводит к увеличению эквивалентной длины ГС на 600 м, т.е. на каждые 100 м удаления скважины от контура питания ее длина увеличивается на 60 м. Например, при $H = 200$ м эквивалентная длина l увеличивается почти в 2 раза и равна 154 м.

Для определения эквивалентной длины ГС (горизонтального участка) соответствующей n вертикальным скважинам, необходимо табличное значение l умножить на n , т.е. $l_n = ln$.

Например, для пласта мощностью $h = 2,5$ м, $r_c = 0,1$ м и $H = 100$ м для компенсации четырех ВС достаточно длину ГС принять равной $l_4 = 4 \cdot 83 = 342$ м. При $H = 1000$ м для тех же условий потребовалась бы длина $l_4 = 4 \cdot 83 = 2540$ м.

Для приближенных расчетов вместо уравнения (3.14) можно использовать следующую формулу:

$$l = 0,75n \frac{2\pi H}{\ln 2H}. \quad (3.15)$$

Сравним теперь дебит ГС с дебитом батареи из n вертикальных скважин. Приближенная формула расчета дебита батареи имеет вид

$$Q_{\sigma} = knh \frac{1}{\frac{\pi H}{\sigma} + \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}, \quad (3.16)$$

где k — коэффициент, $k = 2\pi K \Delta p / \mu$; σ — половина расстояния между скважинами.

Из уравнения (3.16) следует, что Q_{σ} достигает максимума при $\sigma = \pi H$, т.е. суммарный дебит батареи из n скважин равен суммарному дебиту n одиночных ВС, разнесенных на расстояние $2\sigma = 2\pi H$. Действительно, при $n = 1$ и $\sigma = \pi H$ из (3.16) получается приближенно формула (3.11).

При $\sigma < \pi H$ наблюдается интерференция скважин, снижающая суммарный дебит батареи. В частности, при $2\sigma = h$ из (3.16) следует формула (3.10), т.е. $Q_{\sigma} = q_{\text{ГС}} l$. Тогда отношение дебитов ВС, пробуренных на расстоянии $2\sigma = h$, к дебиту одной ГС

$$\frac{Q_{\sigma}}{Q_{\text{ГС}}} = \frac{nh}{l}.$$

Отсюда следует, что дебит одной ГС длиной $l_n = nh$ равен дебиту n вертикальных скважин с расстоянием между ними $2\sigma = h$.

Далее при $n \rightarrow \infty$ и, приняв $\sigma = ln/2n$, из (3.16) получаем дебит дренажной галереи

$$Q_r = k \frac{lh}{2\pi H + \frac{l}{h} \ln \frac{l}{2\pi r_c n}} = k \frac{lh}{2\pi H}. \quad (3.17)$$

Используя формулу (3.17), можно легко получить следующее выражение, устанавливающее связь между дебитом галереи ВС, мощностью h и дебитом одной ГС:

$$Q_r = \left(1 + \frac{h}{2\pi H} \ln \frac{h}{2\pi r_c n} \right) Q_{\text{ГС}}. \quad (3.18)$$

В формуле (3.18) второе слагаемое в скобках во много раз меньше единицы и составляет для $h = 10$ м, $r_c = 0,1$ м и $H = 100$ м, всего 0,04. Это условие было использовано при выводе уравнения (3.15).

Таким образом, дебит одной ГС длиной l равен (приближенно) дебиту дренажной галереи высотой h и длиной l , пробуренной в тот же пласт. Следовательно, расчеты по формуле (3.17) можно использовать для определения дебита горизонтальной скважины. Выражение (3.17) можно было бы получить и из формулы (3.10), приняв $\ln(h/2\pi k_c) \approx 0$.

Ниже приведены отношения дебитов ГС, рассчитанные по формулам (3.10) и (3.17) в зависимости от мощности h пласта и расстояния до контура питания H .

Отношение дебитов ГС по точной (3.10) и приближенной (3.17) формулам

$H, \text{ м} \dots\dots\dots$	100		200		500	
$h, \text{ м} \dots\dots\dots$	1	10	1	10	1	10
$Q_{\text{ГС}(1,25)}/Q_{\text{ГС}(1,32)} \dots\dots$	0,99	0,96	1,00	0,98	1,00	0,99

Видно, что при увеличении мощности пласта h различие в дебитах возрастает, а при увеличении расстояния до контура это различие нивелируется.

По результатам проведенного анализа можно сделать выводы:

дебит ГС не зависит от азимута скважины и расположения горизонтального участка относительно подошвы и кровли, а также неоднородности продуктивного пласта;

радиус ГС и мощность пласта не оказывают существенного влияния на дебит ГС, а следовательно, на длину горизонтального участка;

эквивалентная длина горизонтального участка ГС, обеспечивающая такой же дебит, как и одна вертикальная скважина, зависит от расстояния до контура питания;

длину горизонтального участка ГС можно определить по формуле (3.14) или (3.15);

дебит ГС с большой степенью точности можно определить как дебит батареи ВС (3.16) или как дебит дренажной галереи ВС (3.17);

при сравнении дебитов ВС и ГС расстояние между ВС должно быть больше двойного расстояния до контура питания, чтобы исключить интерференцию ВС.

Выбор оптимальной глины горизонтального участка скважины. Проектирование профиля ГС проводится в основном аналогично проектированию профиля наклонно направленных скважин. На первом этапе решается задача выбора варианта профиля, а на втором — задача выбора режимов бурения, обеспечивающая заданный профиль бурения. Бурение скважин по заданному профилю с определенными на

втором этапе оптимальными режимами бурения должно обеспечиваться подбором соответствующих компоновок низа бурильной колонны, которые изменяются при каждом рейсе.

Профиль горизонтального участка можно выбирать в виде "цепной линии" или "естественного профиля", который принимает балка круглого сечения заданной длины на упругом основании. Однако вопросы выбора профиля горизонтального участка ГС в настоящее время в основном определяются имеющимися техническими возможностями их реализации, а не экономическими соображениями. Поэтому здесь рассматривается только задача выбора оптимальной длины горизонтального участка ГС.

Для постановки задачи выбора оптимальной длины горизонтального участка необходимо определить затраты на строительство одной ГС и эквивалентного (по суммарному дебиту) количества ВС. Преимущества ГС заключаются в повышенном дебите по сравнению с ВС, а также в меньших затратах, зависящих от времени и расхода материалов по строительству эквивалентного количества (по суммарному дебиту) ВС. В то же время чрезмерное увеличение горизонтального участка приводит к увеличению сроков бурения ГС и связанных с этим затрат, зависящих от времени и расхода материалов. Поэтому может оказаться, что дополнительно добытая нефть при увеличении длины скважины не компенсирует затрат на бурение дополнительной вертикальной скважины. Таким образом, имеется конфликтная ситуация, разрешение которой даст возможность определить экономически обоснованную длину горизонтального участка ГС.

Введем в рассмотрение текущее время t , отсчитываемое от начала строительства горизонтальной и первой вертикальной скважин, а также следующие обозначения:

$t_{б\ Г}$ — время бурения горизонтального участка скважины, сут;

$t_{б\ В}$ — время бурения вертикального участка ГС и ВС, сут;

$T_{мд}$ — время монтажа-демонтажа буровой установки (БУ), сут;

$T_{тр}$ — время транспортировки БУ на новую точку при бурении ВС, сут;

K — число вертикальных скважин, эквивалентных по дебиту одной горизонтальной скважине;

$Q_{г'}$, $Q_{в}$ — дебит ГС и ВС, т/сут;

$C_{н}$ — стоимость 1 т добытой нефти, тыс. руб/т;

$t_{о\ г'}$, $t_{о\ в}$ — время освоения ГС и ВС, сут;

$C_{г'}$, $C_{в}$ — стоимость 1 м проходки ГС и ВС, тыс. руб/м;

L, l — глубина ВС и длина горизонтального участка ГС, м;
 $C_{\text{т}}$ — стоимость 1 т обсадных и эксплуатационных труб,
руб/т;

g — вес 1 м труб, т/м;

$C_{\text{ц}}, C_{\text{р}}$ — стоимость 1 т цемента и 1 м³ бурового раствора,
руб/т;

$a_{\text{ц}}, a_{\text{р}}$ — норма расхода цемента и бурового раствора, т/м³
и м³/м;

$C_{\text{б}}$ — стоимость содержания одной бригады в сутки,
тыс. руб/сут.

Тогда доход от бурения одной ГС к моменту времени
 $t > t_{\text{б в}} + t_{\text{б г}} + t_{\text{о г}}$, выраженный через стоимость добытой
нефти,

$$D_{\text{г}} = C_{\text{н}} Q_{\text{г}} (t - t_{\text{б в}} - t_{\text{б г}} - t_{\text{о г}}). \quad (3.19)$$

К этому же моменту времени t доход от первой верти-
кальной скважины (так как $t_{\text{б в}} < t_{\text{б г}}$)

$$D_{\text{в1}} = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} (t - t_{\text{б в}} - t_{\text{о в}}). \quad (3.20)$$

Для второй вертикальной скважины, считая, что бурение
проводится одним станком и одной буровой бригадой, мож-
но записать

$$D_{\text{в2}} = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} [t - (T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}) - 2(t_{\text{б в}} - t_{\text{о в}})]. \quad (3.21)$$

В выражении (3.21) учтено, что на бурение первой ВС за-
трачено время $(t_{\text{б в}} + t_{\text{о г}})$, затем БУ необходимо демонтировать,
а после транспортировки осуществить монтаж на новой точ-
ке и пробурить вторую скважину.

По аналогии с (3.21) для K -й вертикальной скважины мож-
но записать

$$D_{\text{вк}} = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} [t - K(t_{\text{б в}} - t_{\text{о в}}) - (K - 1)(T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}})]. \quad (3.22)$$

Суммарный доход от K вертикальных скважин

$$D_{\text{в}} = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} \left[Kt - \frac{K(K + 1)}{2} (t_{\text{б в}} + t_{\text{о в}}) - \frac{K(K - 1)}{2} (T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}) \right]. \quad (3.23)$$

Запишем теперь затраты на бурение одной ГС и эквива-
лентных K и ВС:

затраты на бурение

$$W_{\text{г б}} = C_{\text{г}}(l + L); \quad W_{\text{в б}} = KC_{\text{в}}L;$$

затраты на обсадные и эксплуатационные трубы

$$W_{\text{г т}} = C_{\text{т}}(L + l)g; \quad W_{\text{в т}} = KC_{\text{т}}gL;$$

затраты на тампонажный и буровой растворы

$$W_{\Gamma \text{ м}} = C_{\text{ц}} a_{\text{ц}} L + C_{\text{р}} a_{\text{р}} (l + L);$$

$$W_{\text{в м}} = K C_{\text{ц}} a_{\text{ц}} L + K C_{\text{р}} a_{\text{р}} L;$$

затраты на содержание буровых и других бригад

$$W_{\Gamma \text{ бр}} = C_{\text{б}}(t_{\text{б } \Gamma} + t_{\text{о } \Gamma}); \quad W_{\text{в бр}} = C_{\text{б}}(t_{\text{б в}} + t_{\text{о в}})K + K C_{\text{б}}(T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}).$$

Тогда доход ГС и ВС за вычетом материальных и временных затрат

$$S_{\Gamma} = D_{\Gamma} - W_{\Gamma \text{ б}} - W_{\Gamma \text{ т}} - W_{\Gamma \text{ н}} - W_{\Gamma \text{ б}};$$

$$S_{\text{в}} = D_{\text{в}} - W_{\text{в б}} - W_{\text{в т}} - W_{\text{в н}} - W_{\text{в б}}.$$

Так как дебиты всех ВС можно считать равными, то условие эквивалентности дебитов ГС и ВС можно записать в виде

$$Q_{\Gamma} = K Q_{\text{в}}. \quad (3.24)$$

Целевую функцию для определения оптимальной длины горизонтального участка ГС запишем в следующем виде:

$$\Gamma = S_{\Gamma} - S_{\text{в}}. \quad (3.25)$$

Учитывая (3.19), (3.22) – (3.24), задачу выбора оптимальной длины горизонтальной части ГС можно сформулировать следующим образом: найти максимум функции (3.25) при ограничениях

$$0 < l \leq 2R_{\text{к}}. \quad (3.26)$$

Ограничение (3.26) означает, что длина горизонтального участка не может быть больше удвоенного радиуса контура питания $R_{\text{к}}$.

Тогда, учитывая (3.24), можно записать, что $C_{\text{н}} Q_{\Gamma} t = C_{\text{н}} Q_{\text{в}} K t$ и выражение (3.25) примет вид

$$\begin{aligned} \mathcal{E} = & \left\{ C_{\text{н}} Q_{\text{в}} \left[\frac{K(K+1)}{2} (t_{\text{б в}} + t_{\text{о в}}) + \frac{K(K-1)}{2} (T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}) - \right. \right. \\ & - K(t_{\text{б в}} + t_{\text{б } \Gamma} + t_{\text{о } \Gamma}) + KL(C_{\text{в}} + C_{\text{тд}} + C_{\text{ц}} a_{\text{ц}} + C_{\text{р}} a_{\text{р}}) + C_{\text{б}} K(t_{\text{б в}} + t_{\text{о в}} + \\ & + T_{\text{мд}} + T_{\text{тр}}) - L(C_{\Gamma} + C_{\text{тд}} + C_{\text{ц}} a_{\text{ц}} + C_{\text{р}} a_{\text{р}}) - l(C_{\Gamma} + C_{\text{тд}} + C_{\text{р}} a_{\text{р}}) - \\ & \left. \left. - C_{\text{б}}(t_{\text{б } \Gamma} + t_{\text{о } \Gamma}) \right\}. \quad (3.27) \end{aligned}$$

В данном выражении неизвестными являются K и l . Более

того, длина горизонтального участка l в неявном виде входит в длительность бурения $t_{б\text{ г}}$ и освоения $t_{о\text{ г}}$ горизонтального участка скважины. Для их определения необходимы сбор статистических данных и построение моделей вида $t_{б\text{ г}} = f_1(l)$ и $t_{о\text{ г}} = f_2(l)$. Причем эти модели имеют существенно нелинейный вид.

В то же время из анализа уравнения (3.27) следует, что ориентировочное значение K можно найти из выражения, заключенного в квадратные скобки. Допустим, время строительства вертикальной скважины равно T , т.е. $t_{б\text{ в}} + t_{о\text{ в}} = T$, а время монтажа-демонтажа и транспортировки БУ обычно составляет $0,2T$. Пусть также время строительства горизонтальной скважины равно $3T$ (т.е. в 3 раза больше). Тогда из (3.27) имеем $(K+1)T + 0,2(K-1)T - 6T > 0$. Отсюда следует, что $K > 5$.

Таким образом, поставленная задача выбора оптимальной длины горизонтального участка скважины позволяет наиболее полно учесть экономические соображения при проводке горизонтальных скважин. Однако практическое решение задачи в настоящее время не может быть реализовано из-за отсутствия необходимой информации о стоимости 1 м горизонтальной скважины.

3.10. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНЫЙ МЕТОД ФОРМИРОВАНИЯ ПЗП

Гидропескоструйный метод является высокоэффективным средством сообщения ствола скважины с продуктивным пластом.

Разрушение преград (обсадных колонн, цементного камня и горной породы) при гидропескоструйном методе осуществляется за счет использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих с большой скоростью из насадок специального глубинного устройства — пескоструйного перфоратора.

Основными видами гидропескоструйных обработок являются:

- вскрытие пластов при опробовании и испытании разведочных скважин;

- вскрытие продуктивных пластов в скважинах, оборудуемых для совместно-раздельной закачки воды и эксплуатации двух или более пластов в одной скважине;

вскрытие глубокозалегающих пластов, а также пластов с высокими пластовыми давлениями и температурами;
вскрытие пластов с трещиноватыми коллекторами;
вскрытие слабопроницаемых цементированных пластов;
вскрытие пластов после проведения изоляционных работ и капитального ремонта скважин;
вскрытие пластов с последующим гидравлическим разрывом для освоения закачки воды в нагнетательные скважины и увеличения продуктивности нефтяных скважин;
вскрытие пластов, перекрытых двумя и более колоннами;
работы по вырезке обсадных и других колонн для извлечения их из скважины;
создание специальных отверстий для цементирования при устранении затрубной циркуляции.

Гидропескоструйное вскрытие не дает должного эффекта в интервалах ранее обработанных соляной кислотой или гидроразрывом, а также при повторном вскрытии высокопроницаемых пластов с низким пластовым давлением или сильно обводненных.

Гидропескоструйная обработка осуществляется с помощью специальных устройств — гидроперфораторов, позволяющих направлять песчано-жидкостные смеси в преграду через насадки из специальных абразивоустойчивых материалов.

Промышленностью выпускается три типоразмера насадок с внутренним диаметром 3; 4,5 и 6 мм.

Насадки диаметром 3 мм применяют для вырезки прихваченных труб в обсаженных скважинах, а также в случаях, когда глубина резания должна быть минимальной.

Насадки диаметром 4,5 мм применяют при перфорации скважин, а также при других видах обработки, когда процесс ограничивается темпом прокачки жидкости.

Насадки диаметром 6 мм применяют при обработках, ограниченных давлением, а также во всех случаях, когда глубина вскрытия должна быть максимальной (разведочные скважины, инициирование трещин ГРП и т.п.).

При вскрытии пластов перфорацией применяют пескоструйные перфораторы АП6М конструкции ВНИИ, обеспечивающие создание точечных и щелевых каналов в пластах и представляющие собой устройство, позволяющее направлять струи жидкости с песком в стенку скважины через специальные насадки, изготовленные из абразивоустойчивого материала.

Перфоратор предназначен для создания каналов и щелей в скважинах с открытым забоем и обсаженных эксплуатационными колоннами диаметром 3 1/2" и более, вырезки обсаженных колонн тех же диаметров, расширения забоев в необсаженных скважинах и установки водоизоляционных экранов.

Осуществление указанных операций одним перфоратором достигается сочетанием различных вариантов расположения насадок и заглушек в корпусе перфоратора, а также перемещением перфоратора вокруг или вдоль оси скважины.

Техническая характеристика перфоратора АП6М

Тип перфоратора.....	АП6М100	АП6М80
Диаметр, мм.....	100	80
Длина, мм.....	835	780
Минимальный диаметр колонны, в которой возможно проводить перфорацию, дюйм.....	5 3/4	3 1/2
Масса, кг.....	24	17
Допустимый перепад давления, МПа.....	60	60
Допустимая забойная температура.....	Не лимитируется	

Устройство перфораторов АП6М. Пескоструйный перфоратор АП6М100 (рис. 3.27) состоит из корпуса 3; узла насадки 5, в комплект которого входят насадка, держатель насадки и стопорное кольцо; хвостовика 1; центратора 2; заглушек 6; клапана перфоратора 4 и клапана опрессовки труб 7.

Симметричная конструкция корпуса перфоратора позволяет 2 1/2" резьбой подсоединяться с любой стороны к трубам или устанавливать хвостовик с центратором корпуса перфоратора. За 2 1/2" резьбой расположена камера опрессовочного клапана 7, служащего для опрессовки колонны труб.

На корпусе перфоратора имеется 10 резьбовых отверстий, расположенных в трех горизонтальных плоскостях. В эти резьбовые отверстия монтируются узлы насадок. Для того чтобы сохранить габариты перфоратора, а также предупредить прихваты и удары узла насадок о стенки скважины при спускоподъемных операциях, узел насадки размещается заподлицо с корпусом перфоратора.

Торец шестигранника держателя насадки предохраняет корпус перфоратора от разрушения отраженной струей жидкости с песком. По мере износа шестигранника держатели заменяются. В держателях имеется конусное гнездо, в которое запрессовывается насадка. Стопорное кольцо фиксирует насадку в держателе.

Насадки перфоратора изготавливаются из абразивостойких сплавов ВК6 и ВК6М. Они имеют коноидальный вход и

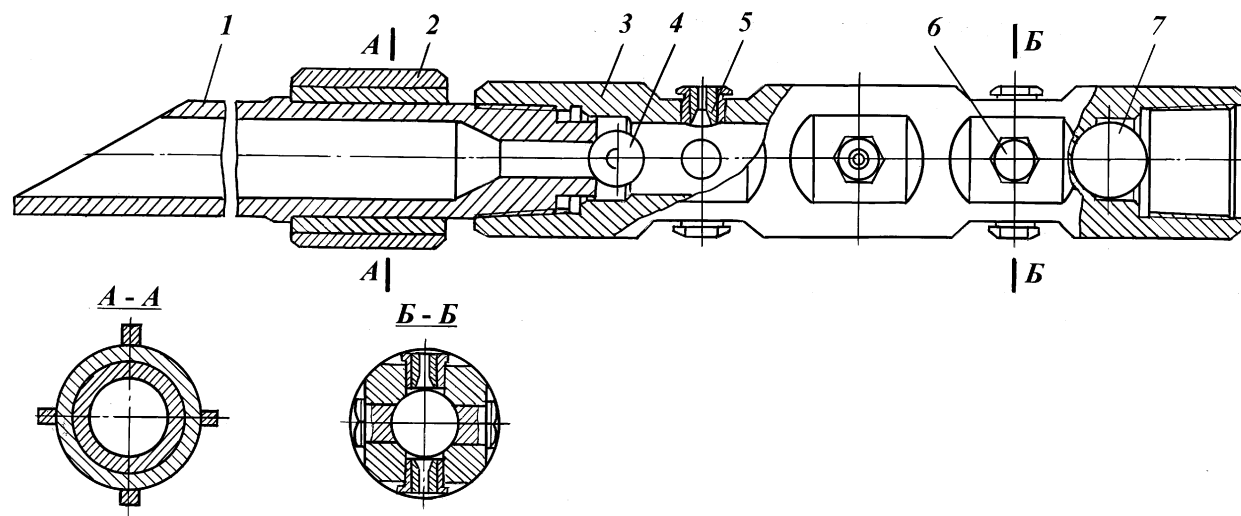


Рис. 3.27. Перфоратор АП6М100

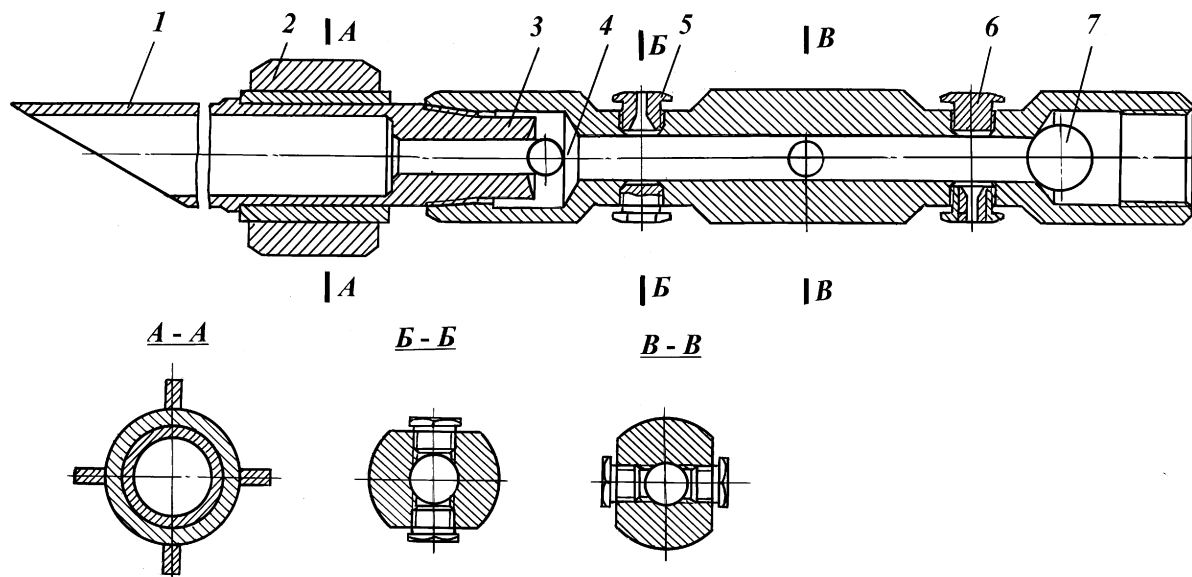


Рис. 3.28. Перфоратор АП6М80:

1 — хвостовик; 2 — центратор; 3 — корпус; 4 — клапан перфоратора; 5 — узел насадки; 6 — заглушка; 7 — опрессовочный клапан

конусную проточную часть (конусность $0^{\circ}20'$) с диаметрами на входе 3,0; 4,5; 6,0 мм.

Для промывки скважин перфоратор снабжен хвостовиком с пером. В комплект перфоратора входят сменные центраторы для 5 и 6-дюймовых обсадных труб, которые монтируются на цилиндрической части хвостовика. Верхний торец хвостовика служит седлом клапана перфоратора 4.

Перфоратор АП6М80 (рис. 3.28) конструктивно отличается от перфоратора АП6М100. В нем сокращено число насадок до 6; уменьшены — внутренний диаметр до 30 мм, а подсоединительные резьбы до 2", причем узел насадки выполнен также, как и в перфораторе АП6М100.

При гидropескоструйном вскрытии несколько маломощных пластов, отстоящих друг от друга на большом расстоянии, а также пластов большой мощности и с аномально высоким пластовым давлением, целесообразно применять блок гидropескоструйных перфораторов ПЗК1.

Он позволяет осуществлять последовательную перфорацию снизу вверх одного или нескольких пластов независимо от расстояния между ними, без подъема труб и без прекращения подачи песчано-жидкостной смеси.

Техническая характеристика ПЗК

Диаметр эксплуатационной колонны, в которой применяется устройство, мм.....	141 и более
Максимально допустимое давление, МПа.....	50,0
Допустимая температура на забое, °С.....	100
Подсоединительная резьба.....	Насосно-компрессорная 73 по ГОСТ 33—33

Принцип работы и конструкция ПЗК. Устройство включает в себя до пяти отдельных перфораторов, соединяемых между собой патрубками или трубами (рис. 3.29).

Внизу сборки монтируется перфоратор, отличающийся тем, что шаровой клапан и седло клапана вмонтированы в него стационарно (рис. 3.30, в), при этом узел выполнен так, что обеспечивается обратная промывка скважины.

Четыре верхних перфоратора имеют одну типовую конструкцию (рис. 3.30, а, б), состоящую из корпуса 1 с заплечиками 9, клапанного шара 5, затвора 4, уплотнительных колец 6, насадок 2, держателей насадок 3, фиксатора 7 и винта фиксатора 8.

Диаметр посадочных гнезд четырех верхних перфораторов подобраны таким образом, чтобы клапанные шары нижних перфораторов свободно проходили через посадочные гнезда всех верхних перфораторов.

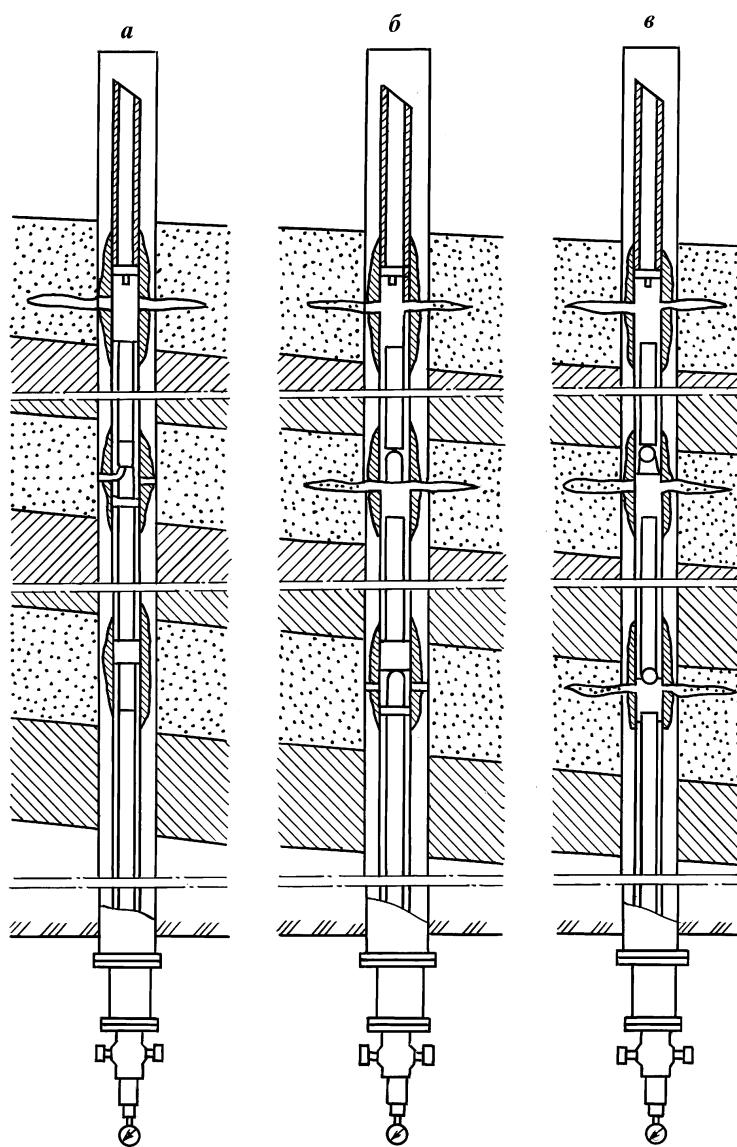


Рис. 3.29. Схемы осуществления непрерывной гидроджетной перфорации с применением устройства ПЗК:
а — вскрытие первого (нижнего) интервала; *б* — вскрытие второго интервала; *в* — вскрытие третьего интервала

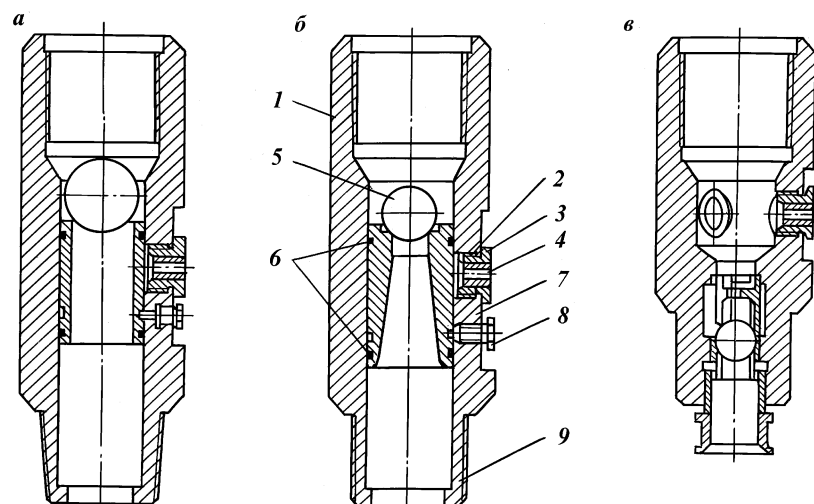


Рис. 3.30. Устройство для гидropескоструйной перфорации скважин – ПЗК

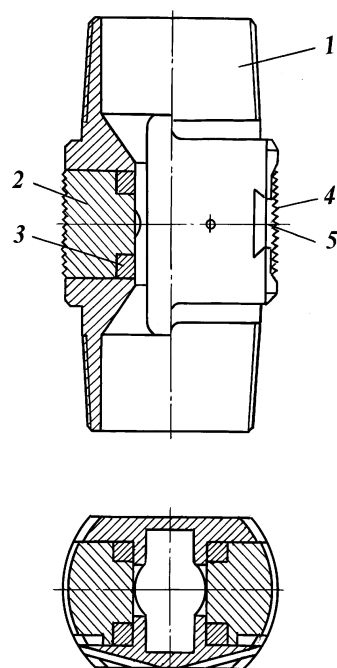


Рис. 3.31. Фиксатор ФГ

Принцип работы ПЗК заключается в следующем.

После установки нижнего перфоратора на заданной глубине и обратной промывки скважины проводят обработку первого интервала, вскрыв который и не останавливая процесс, через лубрикатор дозатором шаров вводят клапанный шар второго снизу перфоратора. Шар садится в гнездо затвора и перекрывает доступ жидкости к насадкам нижнего перфоратора, в результате чего давление в трубах повышается. При давлении 3,0 МПа срезается винт фиксатора и затвор перемещается, открывая доступ песчано-жидкостной смеси к насадкам второго снизу перфоратора.

По окончании работ во втором от низа интервале из лубрикатора подают следующий шаровой клапан, который, перекрыв гнездо в затворе, прекращает доступ жидкости к насадкам перфоратора обработанного интервала и позволяет осуществлять обработку следующего.

По описанной схеме (см. рис. 3.29) производится обработка и последующих интервалов, число которых определяется числом перфораторов в сборке.

Ввод шаровых клапанов может осуществляться не только через лубрикатор, но и через другие устройства типа байпаса или лубрикатора.

Для предупреждения обрыва и снятия растягивающих напряжений в колонне труб при гидropескоструйном вскрытии и формировании ПЗП используется фиксатор ФГ для фиксации и центровки перфоратора в заданном интервале обработки.

Техническая характеристика фиксатора ФГ

Диаметр эксплуатационной колонны, в которой применяется фиксатор, мм.....	От 120 до 168
Максимально допустимое давление, МПа	50,0
Допустимая температура на забое, °С.....	100
Удерживающая способность фиксатора при давлении 22,0 МПа, т.....	7,7; (для Ф-95); 12,1 (для Ф-116, Ф-139)
Подсоединительные резьбы, дюйм.....	2 (для Ф-95, Ф-116); 2 1/2 (для Ф-139)

Принцип работы и конструкция фиксатора ФГ. Фиксатор гидropескоструйного перфоратора (рис. 3.31) состоит из корпуса 1, имеющего подсоединительные насосно-компрессорные резьбы, которыми фиксатор соединяется с трубами и перфоратором. В корпусе вставлены плашки 2 манжетой уплотнения 3.

Во избежание проворачивания плашек в процессе спуска фиксатора в скважину и для удержания их от выпадения при

транспортировке в корпусе имеются гнезда в виде ласточкиного хвоста, в которые вставлены планки 4, закрепленные винтами 5.

При нагнетании песчано-жидкостной смеси плашка фиксатора выдвигается до упора в стенку колонны и удерживает перфоратор и колонну труб в заданном положении.

Для создания круговых горизонтальных щелей или каналов-секторов в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта гидropескоструйным методом применяется глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора ВГ1 (рис. 3.32). Вращатель применяется в скважинах диаметром 120 мм и более:

- при вскрытии продуктивного пласта;
- для направленного инициирования трещин гидроразрыва;
- при установке водоизоляционных экранов;
- при вырезке обсадных колонн.

Техническая характеристика ВГ1

Количество полных оборотов.....	3
Скорость вращения перфоратора.....	Регулируется длиной, диаметром капилляра и вязкостью жидкости, заполняющей подпоршневую полость
Максимальный наружный диаметр, мм.....	115
Минимальный внутренний диаметр, мм.....	28
Длина, мм.....	1700
Давление испытания, МПа.....	50,0
Рабочее давление, МПа.....	15,0—30,0
Максимально допустимая температура, °С...	100
Масса, кг.....	80

Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора ВГ1 представляет собой гидравлический поршневой двигатель, использующий энергию потока рабочей жидкости.

Он состоит из следующих деталей (см. рис. 3.32): переходника перфоратора 1, уплотнительных колец 2, 8, 9, 18, 19, стопорных шайб 3, 7, гайки 4, шайбы 5, упорной втулки 6, шарикоподшипника 10, капилляра 11, корпуса 12, запорочного клапана 13, полого вала 14, гайки со стаканом, стопорных винтов 15, стопорного кольца 16, поршня 17, фильтра, переходника труб.

Вращатель выполнен в виде цилиндра (корпус 12), внутри которого помещен кольцевой поршень 17,двигающийся по верхней цилиндрической части полого вала 14. Полный вал 14 опирается на упорный подшипник 10. Поршень 17 внешней поверхностью контактирует с корпусом 12, а внутренний — с полым валом 14 (через уплотнения соответственно 18 и 19).

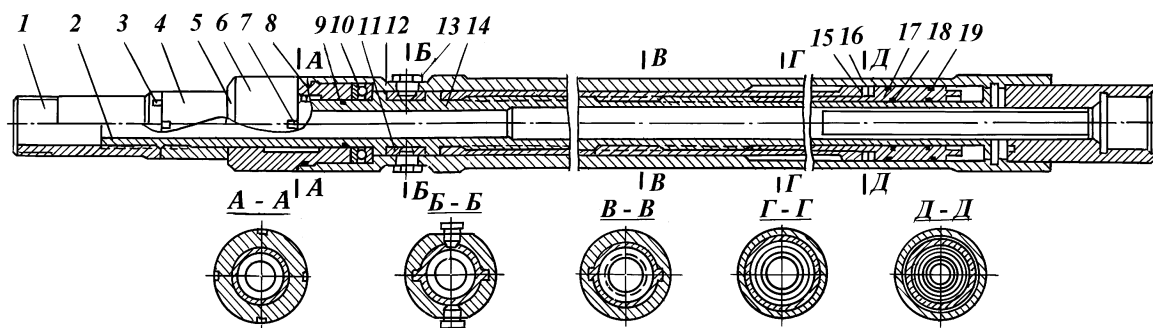


Рис. 3.32. Глубинный вращатель гидropескоструйного перфоратора ВГ1

На полом вала 14 имеется наружная резьба, находящаяся в зацеплении с такой же резьбой в гайке со стаканом 15. На гайке со стаканом 15 имеются выступы, которые входят в соответствующие им пазы корпуса 12 (см. рис. 3.32 сечение В—В), благодаря чему на резьбовом участке гайка со стаканом движется поступательно, а вал с закреплением на нем перфоратором вращаются.

Возникающие осевые усилия воспринимаются упорным подшипником 10, расположенным в корпусе 12 и опирающимся на упорную втулку 6. Осевой зазор упорного подшипника 10 регулируется гайкой 4.

На хвостовую часть полого вала закрепляется переходник перфоратора 1, служащий для присоединения перфоратора.

Переходником труб устройство соединяется с колонной труб. Хвостовая часть переходника труб является сепаратором, предупреждающим попадание песка в надпоршневую полость.

При нагнетании жидкости в трубы давление воздействует на поршень 15, и он вместе с гайкой со стаканом 15 опускается. Так как гайка со стаканом 15 не может вращаться, то вращается полый вал 14, к которому присоединен перфоратор. Чтобы вращение перфоратора проходило с нужной скоростью, подпоршневое пространство через заправочный клапан 13 заполняется жидкостью, которая выдавливается поршнем 17 через капилляр 11 в межтрубное пространство. Подбирая значение вязкости жидкости, длину и сечение капилляра 11, устанавливают желаемую скорость вращения перфоратора.

Такая конструкция устройства для вращения перфоратора позволяет создавать в станке скважины кольцевые или прерывистые щели (в зависимости от скорости вращения, количества насадок и продолжительности обработки).

До спуска вращателя в скважину на ней проводятся подготовительные работы по глушению и промывке, а на накопнике вращателя закрепляется перфоратор, причем перед соединением вращателя и перфоратора в последнем устанавливаются шарик и чека (рис. 3.33).

Чека монтируется в верхних заглушках перфоратора и служит ограничителем подъема шарика клапана, предупреждающим перекрытие труб при обратных промывках.

Вращатель спускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах, при этом на расстоянии одной или двух труб от вращателя устанавливается муфта-репер

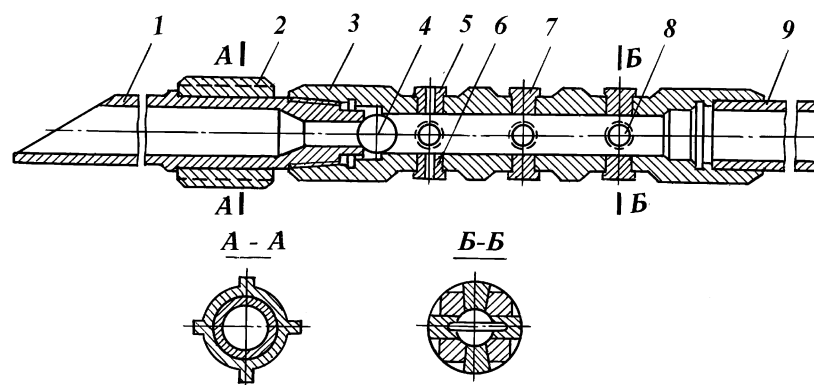


Рис. 3.33. Соединение перфоратора и вращателя:
 1 — промывочное перо; 2 — центратор; 3 — корпус; 4 — шаровой клапан;
 5 — держатель насадки; 6 — насадка; 7 — заглушка; 8 — чека; 9 — переход-
 ник перфоратора

(цилиндр длиной не менее 0,5 м и толщиной стенок 25—30 мм).

Спуск инструмента на заданную глубину в скважину производится с тщательным замером длины спущенного оборудования.

Скважина промывается обратной промывкой, объемом промывочной жидкости, равным 2—3 объемам спущенных труб. Темп закачки промывочной жидкости принимается равным темпу закачки рабочей жидкости. В процессе промывки скважины определяются потери давления на трение.

Геофизическими методами определяется положение муфты-репера и базисного горизонта, зная которые и меру инструмента ниже муфты-репера, перфоратор устанавливают на заданную глубину.

Для улавливания крупной механической взвеси (шлама, гравия) из потока рабочей жидкости, в результате чего предупреждается закупорка насадок в процессе гидropескоструйных обработок скважин, применяется фильтр ФЦ-1.

Фильтр, монтируемый на нагнетательной линии, улавливает частицы шлама и гравия, попадающие в поток из пескосмесителя, а фильтры на выкиде очищают поток от обломков породы пласта, выносимых при гидropескоструйных обработках скважин.

Техническая характеристика фильтра ФЦ-1

Размер частиц, улавливаемых фильтрами, мм	4 и более
Давление (опрессовка), МПа	50,0
Давление (рабочее), МПа	20,0–35,0
Число рабочих отверстий фильтра	530
Объем рабочей камеры, см ³	2000
Габаритные размеры, мм:	
диаметр	105
длина	915
Масса, кг	24

Фильтр ФП (рис. 3.34) представляет собой две концентрично расположенные трубы – фильтровую трубу 3 и кожух 2. Кроме того, в конструкцию фильтра входят два переходника 1, 4, с помощью которых собранный фильтр подсоединяется в обвязку скважины. Переходник 1 является также деталью, соединяющей кожух с фильтровой трубой.

Кожух 2 на концах имеет внутреннюю насосно-компрессорную резьбу, которая служит для подсоединения переходников 1, 4.

На боковой поверхности фильтровой трубы 3 просверлено 12 рядов отверстий диаметром 4 мм; по 42 отверстия в каждом ряду. На конце фильтровой трубы имеется наружная насосно-компрессорная резьба, с помощью которой она соединяется с переходником 1. Торец фильтровой трубы заглушен диском, в котором просверлено 26 отверстий. Суммарное число отверстий в фильтровой трубе составляет 530. При таком количестве рабочих отверстий их площадь превышает сечение манифольда в 3,5 раза, благодаря чему устройство не создает дополнительных гидравлических сопротивлений в манифольде.

При движении смеси жидкости с песком или отработанной пульпы частицы, размер которых превышает диаметр отверстий, выпадают и скапливаются в кожухе, а очищенный поток песчано-жидкостной смеси поступает по насосно-компрессорным трубам к насадкам в перфораторе или в пескосмеситель.

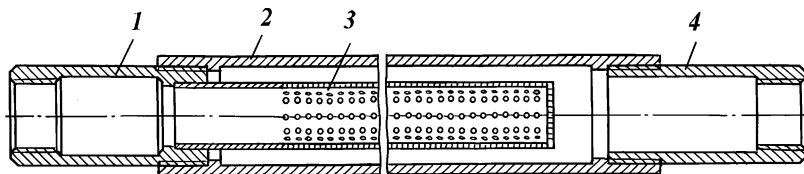


Рис. 3.34. Фильтр ФП

Направление тока жидкости в фильтрах определено указателем тока; поток неочищенной жидкости должен входить во внутрь фильтровой трубы через просверленные отверстия.

На рис. 3.35 проводятся характерные кривые ГК и НГК, полученные при контроле за местоположением перфоратора в скв. 313.

Согласно результатам радиометрических замеров, перфоратор установлен на глубине 1632,4 м, в то время как по результатам замера длины труб он должен был находиться на глубине 1640 м.

Из приведенных кривых так же видно, что глубина установки перфоратора хорошо определяется как методом ГК, так и методом НГК, но на кривой НГК лучше отбиваются продуктивные пласты и особенно базисный горизонт – кыновские глины, поэтому местоположение перфоратора предпочтительно определять снятием кривой НГК.

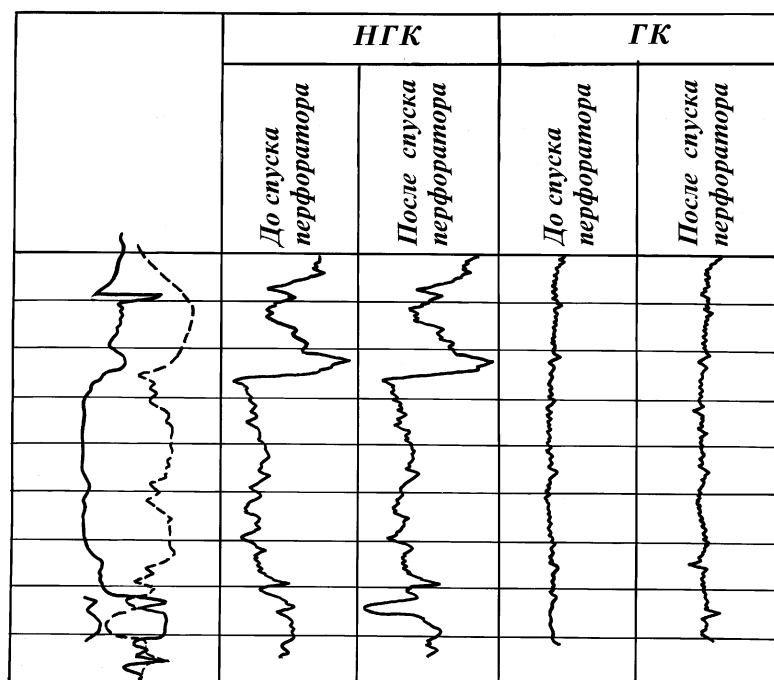


Рис. 3.35. Контроль за местоположением перфоратора гамма-методом

По этому способу при спущенном перфораторе малогабаритным прибором РКМ-4 снимается кривая НГК. По кривой НГК определяются отметки базисного горизонта или продуктивного пласта, а также местоположение муфты-репера по отношению к ним. Методом НГК четко отбивается муфта длиной 0,5 м с толщиной стенки 15 мм при скорости подъема индикатора не выше 80 м/ч.

По отметкам муфты-репера и интервалов пластов или базисного горизонта производится установка перфоратора на заданную глубину, при этом учитывается вытяжка труб от давления в процессе гидropескоструйной обработки. Растяжение колонны насосно-компрессорных труб от давления нагнетания определяется по формуле

$$\Delta l = \frac{psL}{FE\xi}, \quad (3.28)$$

где Δl — приращение длины; p — давление нагнетания; s — внутренняя площадь поперечного сечения НКТ; L — длина колонны НКТ; F — площадь поперечного сечения тела НКТ; E — модуль Юнга; ξ — коэффициент, учитывающий трение труб о колонну, $\xi = 1,5 \div 3$.