



А. Н. Фолин

**ОСНОВЫ БУРЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН**

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Геолого-геофизический факультет

А. Н. Фомин

ОСНОВЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Учебно-методическое пособие

Новосибирск • 2021

УДК 622.24(031)
ББК 26.347.47
Ф 762

Рецензент

д-р геол.-минерал. наук, чл.-корр. РАН *В. А. Каширцев*

Фомин, А. Н.

Ф 762 Основы бурения нефтяных и газовых скважин : учеб.-метод. пособие / А. Н. Фомин ; Новосиб. гос. ун-т. — Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2021. — 196 с.

ISBN 978-5-4437-1210-9

В учебно-методическом пособии кратко рассмотрены следующие разделы бурения нефтяных и газовых скважин: технологии их сооружения; горно-геологические условия бурения; основное оборудование; цели, конструкции, способы и режимы бурения скважин; назначение, виды и компоновки буровых и обсадных колонн; типы долот и условия их применения; разновидности, функции, свойства, приготовление и очистка буровых и тампонажных растворов; спуск и цементирование обсадных колонн; вертикальное и наклонно направленное бурение; осложнения и аварии при бурении — признаки, предупреждение и способы их ликвидации; освоение скважин (вскрытие продуктивных горизонтов, вызов и методы интенсификации притока пластовых флюидов); техника безопасности буровых работ; охрана окружающей среды; физико-механические свойства пород и технико-экономические показатели бурения. Текст иллюстрирован многочисленными рисунками и фотографиями.

Учебное пособие подготовлено по курсу лекций «Бурение нефтяных скважин» и предназначено для студентов геологических специальностей вузов.

УДК 622.24(031)
ББК 26.347.47

ISBN 978-5-4437-1210-9

© Новосибирский государственный
университет, 2021
© А. Н. Фомин, 2021

ВВЕДЕНИЕ

Скважины бурят для изыскания строительных площадок и дорожных трасс, сооружения подземных газохранилищ, взрывных работ, осушения или заводнения месторождений, прокладки подземных коммуникаций и т. д. Но наиболее широко они применяются при геологических исследованиях. Если для поисков, разведки и добычи твердых полезных ископаемых можно использовать различные горные выработки (шурфы, шахты, карьеры и др.), то для жидких и газообразных — в основном скважины. Нефть и газ в настоящее время играют особую роль в топливно-энергетическом балансе стран мира. Из нефти получают моторные топлива и масла, растворители, пластмассу, моющие средства и многое другое. Природный газ широко применяется в качестве горючего для отопления помещений и бытовых нужд, как топливо для машин с газовыми двигателями, котельных и др. Он широко используется в химической промышленности в качестве исходного сырья для получения различных органических веществ, например пластмасс. За последние десятилетия мировое потребление энергии возросло в несколько раз в основном благодаря использованию нефти и газа. Другие источники энергии, несмотря на экономическую рентабельность их эксплуатации, пока не составили серьезной конкуренции углеводородному топливу. Нефть и газ залегают на значительных глубинах, и добыть их можно только с помощью скважин. Современное оборудование и технология проводки скважин сложны и многообразны, поэтому эффективно использовать их можно только при знании теории и практики буровых работ. Сооружение скважин включает целый комплекс операций, к числу которых относятся: обустройство буровой площадки; монтаж и демонтаж оборудования; собственно бурение — разрушение пород и удаление их частиц из скважин; спуско-подъемные и вспомогательные операции; геофизические исследования в скважинах; борьба с осложнениями и искривлениями; направленное бурение; перфорирование и цементирование стенок скважин; вызов притока из пласта и другие работы.

Цель пособия — помочь студентам геологических специальностей освоить основы бурения нефтяных и газовых скважин. О технологии бурения геолог должен знать не меньше технических исполнителей этого сложного процесса. Именно он ставит задачи, которые должны быть решены бурением, проектирует конструкцию скважины, выбирает рациональный комплекс технических средств и технологических способов, которые позволят получить искомый результат с наименьшими затратами. В нефтепоисковом деле бурение скважин чаще всего преследует цель вскрыть продуктивный горизонт, залегающий на большой глубине. Поэтому геолог, задавая с поверхности земли параметры бурения, должен учитывать всю совокупность геологических, технических и технологических факторов, влияющих на бурение, чтобы скважина выполнила проектные задачи. Недропользователи к геологам предъявляют жесткие требования, так как от их квалификации может зависеть успех предприятия.

ГЛАВА 1

КРАТКИЙ ОБЗОР РАЗВИТИЯ БУРОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Выходы нефти на поверхности Земли известны давно, и ее современное название происходит от арабского слова «нафта» (просачиваться). Выделение природного горючего газа у древних народов именовалось как «вечные огни», поскольку замечался лишь тот газ, который горел многие годы. Упоминание о нефти можно найти в дошедших до нас древних рукописях и книгах. Даже в Библии упоминаются «смоляные ключи» в окрестностях Мертвого моря. Использовалась нефть для разнообразных целей: как лекарство, смазка трущихся деталей, зажигательное средство во время сражений, цементировочный материал, для освещения и т. д. Так, в Месопотамии еще за много столетий до нашей эры разрабатывались выходы нефтяных битумов для строительных целей. В одном из семи чудес Древнего мира (садах Семирамиды) цементирующим средством был битум. Знаменитые, поражавшие современников своей неприступностью укрепления Вавилона были построены также с его применением.

Добывали нефть еще в глубокой древности, но довольно примитивными средствами. Один из старейших способов — это сбор с поверхности открытых водоемов. Первые упоминания о добыче нефти из ям и колодцев на Апшеронском полуострове относятся к XIII в. н. э. Для этого рыли ямы (копанки) глубиной 1,5–2,0 м, куда просачивалась из пород нефть вместе с водой. Смесь собирали в бочки, закрытые снизу пробками. Когда более легкая нефть всплывала, пробки вынимали и отстоявшуюся воду сливали (на таком принципе устроены современные устройства для отделения нефти от воды — трапы). К середине XIX в. глубина таких ям достигла 6 м, а позднее нефть стали извлекать из колодцев глубиной ~ 30 м. Ее черпали бурдюками, которые поднимались с помощью ручного ворота людьми (рис. 1) или животными. Колодезный способ извлечения нефти не менялся многие столетия [Мир-Бабаев, 2012]. Толчком к развитию добычи нефти в середине XIX в. послужило изобретение керосиновой лампы, которая позволила увеличить продолжительность трудового дня. Рост потребления керосина, получаемого перегонкой из нефти, привел к необходимости получения ее в промышленных масштабах. Одним из основных факторов, сыгравшим решающую роль в развитии нефтегазовой промышленности, явилось применение бурения, позволившего извлекать нефть и природный горючий газ в значительных количествах и с больших глубин.

Бурение — одна из основных технологий освоения недр, история которой насчитывает многие столетия. Точную дату его появления установить сложно. Можно толь-

ко опираться на события и факты, зафиксированные в архивных документах, списках патентов, на страницах книг и журналов. В российских музеях также хранятся коллекции, являющиеся наглядной иллюстрацией развития технологии бурения (рис. 2). Истоки бурения надо искать в далекой древности, когда первобытный человек освоил ударную обработку камня, проделал отверстия в нем и изготовил самые необходимые ему изделия: молоток и топор, благодаря чему начал превращаться в Человека разумного (*Homo sapiens*). Археологическими находками установлено, что первобытный человек ~ 25000 лет назад при изготовлении различных предметов (инструментов, оружия, бус, каменной посуды и др.) сверлил в них пластинчатым кремневым буром отверстия. Сверление относится к числу величайших открытий человечества, по значимости сравнимое с укрощением огня или изобретением колеса. Благодаря ему появился способ изготовления качественно новых орудий. Некоторые из них до сих пор вызывают восхищение. Простота, надежность, оригинальность конструкций поистине гениальны, и некоторые принципы их применяются в настоящее время. Не исключено, что предпосылками к появлению сверления стала не только потребность в более совершенных инструментах и орудиях, но также и эстетические запросы. Возможно, первые приспособления для сверления были сделаны по заказу женщин, а первые сквозные отверстия просверлены в бусах, серьгах, пуговицах и других украшениях.

Проследим связь между сверлением и бурением. Способ воздействия на породу при бурении и сверлении один и тот же — вращение инструмента под нагрузкой, круговое измельчение материала и получение цилиндрического отверстия. Во многих языках мира оба процесса (бурение и сверление) имеют единый термин: например, *drilling* —



Рис. 1. Колодезный способ добычи нефти
на Апшеронском полуострове [Мир-Бабаев, 2012]

в английском, *borhen* — в немецком. В русском языке эти понятия разделены: сверление относится к металлообработке, а бурение — к горному делу. Правда, современный русский термин «бурение» произошел именно от немецкого слова *borhen* — борование — бурование — бурение. Появился он во времена правления царя Петра I (конец XVII — начало XVIII в.), в период привлечения в Россию иноземных, чаще всего немецких, специалистов. До начала XVIII в. буровики назывались трубными мастерами, скважины — трубами, а весь процесс создания горной выработки — трубным делом. Путь от отверстия в камне до скважины в толще пород измеряется многими веками. История бурения и технических достижений в этой области насчитывает не менее 3500 лет. Отдельные факты свидетельствуют о том, что за 5000 лет до н. э. в Древнем Египте умели сверлить отверстия в твердых породах уже с буровой технологией, используя медную трубку и подсыпая на «забой» крупный кварцевый песок (напоминает колонковое бурение), где песчинки служили резцами. Но относительно глубокие скважины египтяне и китайцы начали бурить ударным способом > 3000 лет назад. Так, древняя скважина Иосифа в Каире имеет глубину ~ 88 м [Глушков, 1912].

В Китае бурили колодцы в тех местах, где имелись минерализованные воды и рассолы. Первые сообщения об их добычи из скважин содержатся в работах философа Конфуция, написанных примерно за 1000 лет до н. э. Для бурения китайцы использовали пружинящую штангу и ручной ударный станок. По-видимому, это были первые в мире скважины диаметром 12–15 см и глубиной до нескольких сотен футов (1 фут = 0,3048 м), с помощью которых добывали соляные растворы. Буровой инструмент (долото и бамбуковые штанги) опускался в скважину на канатах толщиной 1–4 см, свитых из индийского тростника (рис. 3). Иногда при бурении вскрывали залежи нефти и газа. Так, в 221–263 гг. н. э. в Сычуане из скважин глубиной ~ 240 м добывали газ, который использовался как топливо в устройствах для выпаривания соли. Примерно в 450 г. до н. э. греческий историк Геродот писал о скважинах, добывавших асфальт, соль, нефть. Эти две записи считаются самыми ранними письменными сообщениями



Рис. 2. Старинный буровой инструмент для добычи рассолов (Москва, Политехнический музей, 1872 г.) [Тараканова, 2006]

о бурении. Документальных свидетельств о технике бурения в Китае мало. Однако, судя по древней китайской живописи, барельефам, вышивкам на шелке, эта техника находилась на довольно высокой стадии развития для того времени. По сохранившимся изображениям можно определить, что при этом использовался ударно-вращательный метод бурения: быки поворачивали долото, а группа людей синхронными прыжками загоняла его глубже в землю. В 1200 г. в Китае зафиксирован «первый мировой рекорд» (глубина одной из скважин достигла ~ 450 м), который держался довольно долго. Скорость бурения не превышала 0,6–1,2 м/сут. На буровые трубы, вышку, балансир и другие устройства шел бамбук. «Мощность» установки нередко зависела от силы волов. И хотя такой станок резко отличался от современных устройств ударного бурения, тем не менее результаты были хорошими [Ергин, 2011].

Как у первобытного человека сначала появилось долбление и только потом сверление, так и в бурении первым был применен ударный способ. Инструмент для разрушения породы (снаряд) подвешивался на канате и периодически падал вниз, углубляясь в породу. Удары осуществлялись благодаря упругому качанию балансира, т. е. брали длинное гибкое бревно, один конец его укрепляли в земле, а другой раскачивали люди. Есть сведения, что первые скважины в Европе были пройдены в Древнем Риме. В те времена для исследования грунтов при строительстве дворцов и других сооружений применялся ложковый бур, похожий на современный. Однако после распада Римской империи технология бурения была полностью забыта. По-настоящему бурение в Европе появилось лишь в Средние века, и на первых порах оно осуществлялось китайским способом с небольшими усовершенствованиями. Возможно, сведения о них были получены от знаменитого итальянского путешественника Марко Поло, посетившего Китай в конце XIII в. Первые вращательные устройства для проходки колодцев появились в Италии в середине XV в. Позднее (~ 1500 г.) Леонардо да Винчи создал чертеж довольно совершенного для того времени станка для ручного вращательного бурения (рис. 4). Это была первая установка с треногой — предшественник станков ударно-канатного бурения. В торце бурового снаряда находился наконечник в виде змеевика (похож на современный шнек). Вращение снаряда выполнялось вручную с помощью рукоятки-крестовины, перемещаемой вверх по штанге по мере углубления скважины. В этой буровой установке, несмотря на ее простоту, все рационально, предусмотрены необходимые вспомогательные инструменты и устройства. Автором было придумано приспособление для сверления деревьев, применяемое при изготовлении обсадных труб из дерева. Этот проект использовался при бурении скважин на воду во Франции в Средние века. К 1590 г. относится информация об отборе образцов породы при бу-

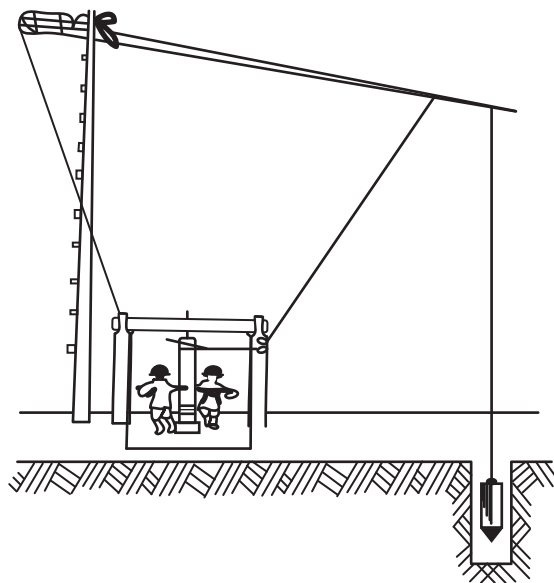


Рис. 3. Ударное бурение в древности
[vseoburennii.com]

рении скважины — прототип керна. В это же время в России было применено ручное вращательное бурение бурами, напоминающими современный ложковый бур [Глушков, 1912].

С давних лет были известны на Руси «рудознатцы» и «рудосыщики», т. е. мастера «трубного дела», занимавшиеся поисками полезных ископаемых. Но история

сохранила имена лишь немногих из них. Среди них боярин Василий Болотин, сотник Лев Нарышкин, крестьянин Дмитрий Тумашев и даже московский поп Дементий Федоров. О других документы упоминают еще проще: «татарин с Ницы-реки» или «Невьянской волости крестьяне». Согласно историческим источникам, бурение первых скважин в России для извлечения рассолов с последующей выпаркой соли в районе г. Старая Русса относится к IX в. Соль добывали с помощью скважин позднее (XII в.) и на севере России. В XI–XIII вв. в России зародилась своя, отличная от китайской, технология бурения. Первые скважины для получения соляных рассолов были пройдены в Усолье и Соли Камской (западное Приуралье), а также в Поволжье (район Балахны). Бурили ударно-штанговым способом, и рассолы добывались с помощью рассолоподъемных труб (скважин), которые, как правило, были довольно больших диаметров. История бурения скважин в нашей стране хранит многие интересные факты. Так, в музее г. Тотьма Вологодской области представлены породы, извлеченные с глубин 200–250 м еще в XVII в. Здесь же хранятся трубы, которые опускались в скважину для крепления ее стенок, которые часто обваливались. Они выдолблены из целого ствола дерева либо сплетены из коры ивы и обернуты просмоленным холстом, наружный диаметр труб — ~ 70 см, внутренний — ~ 50 см. Естественно, диаметр скважин, пробуренных для добычи рассолов, из которых затем

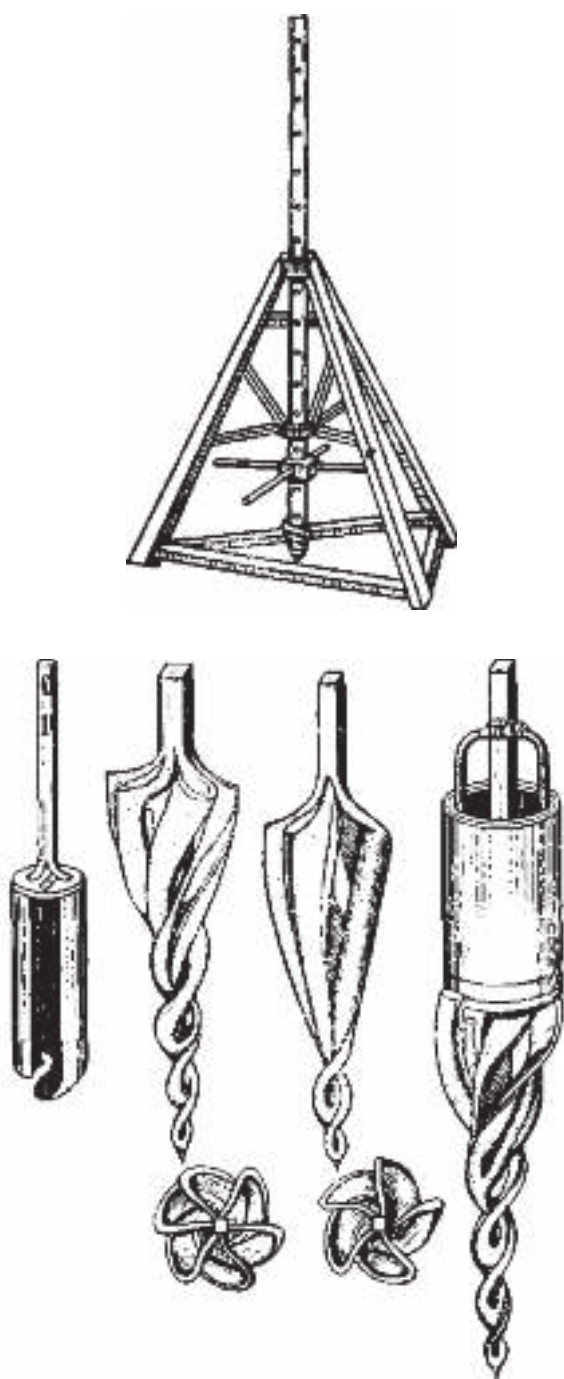


Рис. 4. Эскиз бурового станка ударного типа Леонардо да Винчи [en.ppt-online.org]

выпаривали (вываривали) драгоценную по тому времени поваренную соль, был больше. Бурение этих скважин в XIV–XVII вв. на Пермских соляных промыслах, в Балахоновском и Усолье (вблизи Н. Новгорода) достигло для того времени большого совершенства. Об этом свидетельствуют обнаруженные следы буровых скважин в окрестностях Соликамска [Трошин, 1958; Тараканова, 2006]. На протяжении многих веков соляной промысел занимал существенное место в доходе России.

На Урале был найден первый в России интересный исторический рукописный свод правил по технологии бурения скважин для разведки и добычи каменной соли в XVII в. «Роспись как зачать делать новая труба на новом месте, писанная Сенькиной рукой», опубликованный Д. Н. Прозоровским только в 1868 г. Он содержит подробное описание «русского способа» бурения, при котором скважина для добычи рассолов проходила ручным буром с металлическим наконечником, закрепленным на деревянных штангах. Этот труд обобщил многовековой опыт бурения скважин в России. В нем подробно описаны буровой инструмент, приемы бурения, приведены рекомендации по методике взятия проб грунта и рассолов, сведения о способах ликвидации аварий, ведении записей при бурении, изготовлении буров и другого инструмента. О высоком уровне технологической культуры бурения скважин в России свидетельствует и тот факт, что в «Росписи...» содержатся 128 специальных старорусских технических терминов по бурению. В конце XIX в. стенки скважин стали крепить железными трубами, которые гнули из отдельных листов и склепывали. При углублении скважины трубы продвигали вслед за буровым инструментом, для этого их делали меньшего диаметра, чем предшествующие. Позднее их стали называть «обсадными». Конструкция их со временем была усовершенствована: вместо клепанных они стали цельнотянутыми с резьбой на концах. Благодаря консервирующему действию рассолов их остатки сохранились на территории Вологодской, Костромской областей, а оборудование и инструменты представлены в музейных коллекциях.

Глубина первых российских скважин не превышала 100 м, а диаметр их достигал 1 м. По размерам это были скорее не скважины, а глубокие шурфы. Проходка подобных выработок даже при современной технике — дело сложное. Бурение выполнялось ударным способом, но качание снаряда осуществлялось не упругим балансиrom, а с помощью поперечной балки длиной до 20 м, действующей по принципу колодезного «журавля» (рис. 5). На одном конце коромысла укреплялся контргруз, а на другом — ударный инструмент. Ручной ворот с вертикальным расположением оси сообщал всей системе колебательные движения. Соляной раствор поднимался по деревянным трубам, которыми были обсажены стенки скважины на всю глубину. Высота конструкции достигала 18 м. Масштабы сооружения по тем временам были довольно значительными. Для сравнения: высота средней по размерам современной буровой вышки, применяемой при разведке твердых полезных ископаемых, 12–14 м, а нефти и газа — от 41 до 54 м. Ударный способ бурения на первых порах был настолько прост и эффективен, что о вращении снаряда даже не задумывались и особой потребности в таком методе не было [Трошин, 1958].

Скважины использовались и для добычи воды. Первая известная в Европе скважина на воду была пробурена ударным способом в 1126 г. во Франции в провинции

Артуа (от лат. *Artesium*). Отсюда пошло название самоизливающихся водозаборных скважин — артезианские. Однако подобные скважины и колодцы были известны еще в Древнем Китае и Египте. В России артезианские скважины начали сооружать только в первой половине XIX в. для водоснабжения губернских и уездных городов, а также промышленных предприятий. В 1831 г. в Одессе было образовано «Общество артезианских фонтанов» и пробурены 4 скважины глубиной от 36 до 189 м. Вскоре они были заложены и в других городах: 1833 г. в Петербурге (Царском Селе), Симферополе и Керчи; 1834 г. в Тамбове, Казани и Евпатории; 1836 г. в Астрахани; 1844 г. в Киеве. В Москве (на Яузском бульваре) первая артезианская скважина глубиной 458 м с конечным диаметром 432 мм была пробурена ударно-штанговым способом в 1876 г. Первая скважина в США была заложена для добычи соляного раствора в Западной Вирджинии в 1806 г. При дальнейших поисках рассолов в 1826 г. в штате Кентукки была случайно найдена нефть. В Париже в 1839 г. артезианская скважина была пробурена уже на глубину 548 м и вскрыла пласт, из которого фонтан воды достиг высоты ~ 33 м [Глушков, 1912; Тараканова, 2008].

К концу XVIII в. глубина скважин в Европе не превышала 30 м, а к середине XIX в. 90–100-метровый рубеж уже считался обычным. К тому времени во Франции и Италии

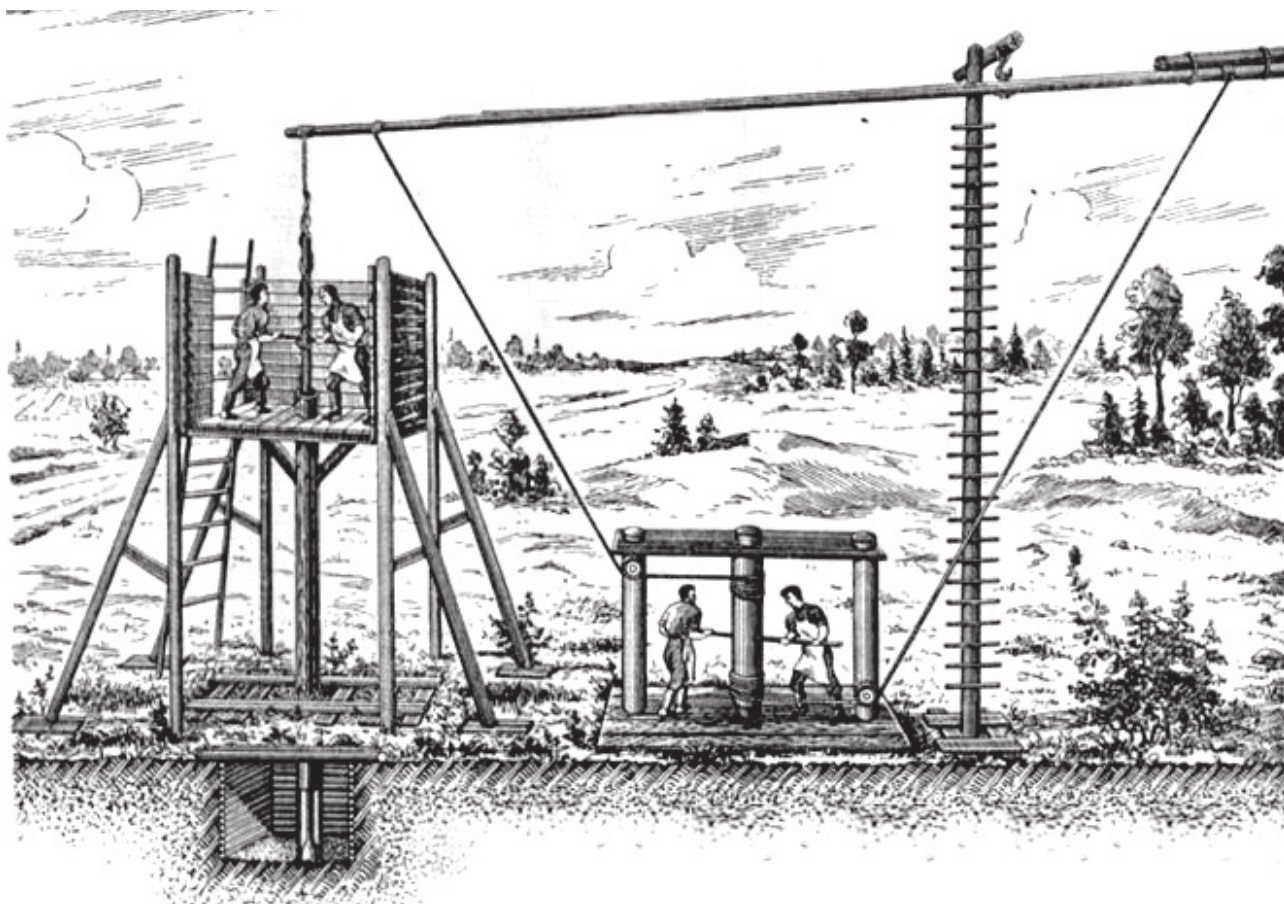


Рис. 5. Бурение на соляных промыслах в Пермской губернии в XVII в. [alfa-gnb.ru]

многие скважины на воду бурились вращательным методом с ручным приводом и достигали глубин 550–570 м. В 1845 г. француз Р. Беарт запатентовал первый роторный станок с промывкой. В середине XIX в. по технологии бурения Европа опережала Америку, но все модели буровых станков в основном работали еще на мускульном усилии человека или животных и только в отдельных случаях применялся пар. В Америке паровой двигатель впервые был применен в 1858 г. для спуско-подъема обсадных труб при ударно-канатном бурении артезианских колодцев. Оборудование было представлено деревянными буровыми трубами, железными шнеками и долотами-скребками. Для крепления стенок использовались пустотелые стволы тутовой смоковницы. Достигнутая глубина скважин не превышала 315 м [Тараканова, 2008].

Все это относится к проходке скважин в мягких породах, где их разрушение не представляет особых трудностей. Намного сложнее бурить в гранитах, кварцитах, диабазлах, сланцах и других очень твердых породах. В 1862 г. швейцарец часовщик Г. Лешо предложил использовать для бурения таких пород алмазы — самые твердые вещества из известных на Земле. Его сын Рудольф вместе с механиком Пиге усовершенствовали этот метод, создав специальный станок для бурения и способ закрепления алмазов в инструменте. Алмазное бурение было с успехом применено при проходке железнодорожных тоннелей в Швейцарских Альпах и создании шпуров на мраморных карьерах. Буровой станок Лешо — Пиге представлял собой трубу, на конце которой закреплялись кристаллы технических алмазов. Труба соединялась с металлической пустотелой штангой, вращаемой паровой машиной через систему передач. Массивный чугунный груз передавал на штангу осевую нагрузку. Бурение велось коронкой с крупными и дорогими алмазами «Карбонадо» станком вращательного бурения. Очистка забоя от осколков породы осуществлялась струей воды, нагнетаемой насосом в скважину через полую штангу. Этот принцип лег в основу всех последующих конструкций станков вращательного бурения. Так в горной практике началась эра алмазного бурения — одного из наиболее эффективных способов разрушения пород [Басарыгин и др., 2002].

Бурный прогресс в бурении связан с развитием нефтедобычи. В России вращательное бурение по-настоящему было впервые применено в 30-х гг. XIX в. при поисках нефти на Кубани. Добыча нефти в то время осуществлялась по-прежнему из колодцев, поскольку извлекать ее через скважины из-за отсутствия мощных насосов, надежных труб и другого оборудования было тогда практически невозможно. Поэтому сначала бурили скважину, а при появлении признаков нефти на ее месте рыли колодец. При соединении к России в 1813 г. Бакинского и Дербентского ханств с их богатейшими нефтяными ресурсами оказало большое влияние на развитие нефтяной промышленности России в последующие годы. На Тамани, прежде чем рыть нефтяные колодцы, производили предварительную разведку «буравом вдавливая оный и подливая немного воды, дабы он ходше входил и по вынятию оного, есть ли будет держаться нефть, то на сем месте начинали копать четырехугольную яму». В 1844 г. член Совета Главного управления Закавказского края В. Н. Семенов направил своему руководству рапорт, где писал о необходимости «...углубления посредством бура некоторых колодцев... и произведения вновь разведки на нефть также посредством бура между балаханскими,

байбатскими и кабристанскими колодцами». По признанию В. Н. Семенова, эту идею ему подсказал управляющий бакинских и ширванских нефтяных и соляных промыслов горный инженер Н. И. Воскобойников. В 1846 г. министерство финансов выделило необходимые средства и ударным способом были начаты буровые работы на побережье Каспийского моря вблизи Баку. В одной из скважин на глубине 21 м были обнаружены признаки нефти, но так как ее приток был небольшим, то об этом вскоре забыли. Тем не менее это была первая нефтяная скважина в мире. В 1869 г. на Апшеронском полуострове из скважины вырвался с сильным шумом мощный фонтан газа, вместе с которым вылетал песок с обломками камней. Вероятно, скважина вошла в залежь с большим пластовым давлением. Такое объяснение можно дать сейчас, имея опыт многих фонтанирующих скважин. А тогда, во время первого взрыва, подобное явление вызвало только ужас и, естественно, было списано на нечистую силу. Бурение на Апшероне и в других местах было полностью прекращено, и нефтяники вернулись к рытью колодцев лопатой, а следующую скважину начали бурить только в 1872 г. В США первая скважина на нефть (22 м) была пробурена в Пенсильвании Э. Дрейком в 1859 г. Этот год считается началом развития нефтедобывающей промышленности США [Монография бурения..., 1902; Трошин, 1958; Тараканова, 2008].

Рождением российской нефтяной промышленности считается 1864 г., когда предприниматель А. Н. Новосильцев ударно-канатным способом начал бурить первую скважину на нефть около Анапы. Однако попытка оказалась безрезультатной. В 1865 г., по рекомендации горного инженера Ф. Г. Кокшуля, он начал бурение пяти скважин на левом берегу р. Кудако (на Таманском полуострове), и в 1866 г. одна из скважин дала мощный нефтяной фонтан высотой ~ 5 м [О разведках нефти..., 1866]. Но первый опыт бурения в нашей стране не получил развития. Нефть добывалась в небольших количествах, в основном из неглубоких колодцев вблизи естественных выходов ее на дневную поверхность. Из-за несовершенства техники создания горных выработок нефтяной пласт обычно не удавалось вскрыть на полную мощность, и она составляла 1–3 м. Каких-либо принципов разработки месторождений не было. Оценка нефтеносности земель производилась отдельными лицами и нередко носила спекулятивный характер. К добыче нефти из скважин длительное время относились критически. Считалось, что если сечение ее меньше, чем у нефтяного колодца, то и приток нефти к скважинам будет существенно хуже. При этом не учитывалось, что глубина скважин значительно больше, а трудоемкость их сооружения меньше. Так, в 1872 г. на Апшеронском полуострове, который являлся в то время основным регионом добычи нефти, было пробурено всего две скважины, в 1873 г. заложено еще пять, при этом количество нефтяных колодцев тогда превышало 1000 [Тараканова, 2008].

В 1859 г. Г. Д. Романовский впервые механизировал работы, применив паровой двигатель для бурения скважины вблизи Подольска. На нефтяных промыслах около Баку первые паровые машины появились в 1873 г., а через 10 лет почти везде они заменили конную тягу. Со второй половины XIX в. спрос на нефть стал возрастать в связи с широким использованием паровых машин и развитием промышленности, требовавшей больших количеств смазочных веществ и более сильных, чем сальные свечи, источников света. Первый мощный нефтяной фонтан в пос. Балаханы ударил

в 1873 г. на участке Халафи. При эксплуатации скважин нефтепромышленники стремились перевести их в режим фонтанирования, так как это был наиболее легкий и дешевый путь добычи. В 1887 г. 42 % нефти на Апшеронском полуострове было добыто фонтанным способом. Форсированный отбор нефти из скважин приводил к быстрому истощению прилегающих к их стволу нефтеносных слоев, а оставшая (большая) ее часть оставалась в недрах. Кроме того, из-за отсутствия достаточного количества хранилищ значительные потери нефти были уже около скважин. Так, в 1887 г. фонтанами было выброшено 1088 тыс. т нефти, а собрано всего 608. На площадях вокруг скважин накапливались обширные нефтяные озера (рис. 6), где в результате испарения терялись наиболее ценные легкие фракции. Выветрившаяся нефть становилась малопригодной для переработки, и ее сжигали. Число пробуренных скважин на нефтяных промыслах в конце XIX в. стремительно росло. Так, около Баку в 1873 г. их было 17, в 1885 г. — 165, в 1890 г. — 356, в 1895 г. — 604, а к 1901 г. — уже 1740. Одновременно значительно возросла глубина нефтяных скважин. Если в 1872 г. она составляла 55–65 м, то в 1883 г. — 105–125 м, а к концу XIX в. достигла 425–530 м. При этом скважины в районе Грозного бурились ударно-канатным способом, заимствованным у американцев и более подходящим для местных геологических условий, так как нефтесодержащие породы здесь были плотными и твердыми. Первая в России скважина на нефть, прой-



*Рис. 6. Нефтяные озера на промыслах XIX в.
(Апшеронский полуостров) [Мир-Бабаев, 2012]*

денная вращательным способом, была закончена лишь в 1911 г. Выходы природного газа на поверхности земли использовались человеком с незапамятных времен. Позже нашел применение природный газ, получаемый из колодцев и скважин. В 1902 г. около пос. Сураханы вблизи Баку была пробурена первая скважина, давшая промышленный газ с глубины 207 м [Глушков, 1912; Мир-Бабаев, 2012].

Следует отметить, что в России широко использовалось и отечественное оборудование: самопады Романовского, Ленца и др., представляющие собой специальную тяжелую штангу, вкрученную между долотом и подъемной штангой. Долото в момент подъема к высшей точке освобождалось и свободно падало на забой, а штанга опускалась вслед за ним со скоростью движения балансира. Дальнейшее развитие технологии бурения связано с его механизацией, т. е. использованием специальных буровых станков с приводом от паровой машины. Станок обеспечивал спуско-подъем инструмента и обсадных труб с помощью цепного барабана, долбление с применением балансира, очистку скважины желонкой. Среди отечественных буровых устройств наиболее известными были станки инженера А. Н. Соколовского и бакинского механика-самоучки М. Мухтарова. В их основе лежала конструкция австрийского инженера А. Фаука, приспособленная к местным технико-геологическим условиям. Использование буровых станков позволило увеличить глубину бурения с 40 (1873 г.) до 340 м (1903 г.), а к 1910 г. каждая десятая скважина достигала 500–600 м. Однако, поскольку бурение прерывалось для очистки и крепления ствола, скорость проходки была низкой и для скважины диаметром 0,65 м в 1908 г. составляла 20–60 м/мес. в зависимости от глубины бурения [Близнюков, 2004]. Добыча нефти из скважин, давление в которых было недостаточным для фонтанирования, производилась с помощью цилиндрических ведер (желонки) длиной до 6 м. В их дне был устроен клапан, открывающийся при движении ведра вниз и закрывающийся под весом извлекаемой жидкости при ее подъеме. Такой способ называется тартанием, в 1913 г. с его помощью добыли 95 % всей нефти. Однако технические разработки в этом направлении велись. В 70-е гг. XIX в. В. Г. Шухов предложил компрессорный способ добычи нефти путем подачи в скважину сжатого воздуха (эрлифта). Эта технология была испытана около Баку только в 1897 г., другой способ (газлифт) изобрел М. М. Тихвинский в 1914 г. [Трошин, 1958].

Несмотря на отдельные успехи, развитие геологоразведочного бурения многие годы шло довольно медленно. По-прежнему широко применялись деревянные буровые конструкции и преимущественно ручное вращение для добычи рассолов, питьевой воды и реже нефти. Это все объяснимо: многие полезные ископаемые находятся вблизи земной поверхности и для их добычи не требуется бурение скважин, а нефть и газ использовались в основном для освещения. Бурное техническое развитие наступает на рубеже XIX и XX вв.: создаются станки для вращательного бурения («Сулливан» с гидравлической и «Крелиус» с ручной рычажной подачей), практичные и способные бурить скважины до 1000 м (последние широко применялись в России до середины XX в.). В 1899 г. в дополнение к дорогому алмазному бурению американский инженер Дэвис предложил дробовое. В 1901 г. польский инженер В. Вольский создал прототип гидроударника (гидротаран Вольского), а в 1915 г. немецкий

инженер Лемм предложил твердосплавное бурение. На рубеже веков были изобретены дизельный и бензиновый двигатели внутреннего сгорания, внедрение которых привело к бурному развитию мировой нефтедобывающей промышленности. Значительное увеличение скорости проходки дал переход от ударного к вращательному (ротаторному) бурению, при котором одновременно проводилась проходка скважины и ее очистка циркулирующим буровым раствором (БР). Необходимо отметить, что вынос выбуренной породы циркулирующим потоком воды изобрел в 1848 г. французский инженер Фовелль и впервые применил этот способ при бурении артезианской скважины в монастыре Святого Доминика. Сущность метода заключалась в том, что с поверхности земли по полым трубам в скважину насосами закачивалась вода, выносящая кусочки породы наверх. Этот метод очень быстро получил признание, так как не требовал остановки бурения. Роторное бурение на нефть впервые было применено в Техасе (США) в 1894 г., а в России — в 1902 г. около Грозного (до глубины 345 м) фирмой «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель». Эта фирма, а также «Каспийско-Черноморское нефтепромышленное и торговое общество» в 1906 г. применили роторное бурение вблизи Баку [Мир-Бабаев, 2012]. Одной из труднейших проблем при бурении, особенно роторном, была герметизация затрубного пространства (ЗП) между обсадными трубами и стенками скважины. Решил ее русский инженер А. А. Богушевский, разработавший и запатентовавший в 1906 г. метод закачки цементного раствора (ЦР) в обсадную колонну (ОК) с последующим вытеснением его в ЗП. Этот способ цементирования быстро распространился в России и за рубежом [Трошин, 1958].

Внедрение роторного бурения потребовало замены основного в то время долота типа «рыбий хвост», конструкция которого без особых изменений сохранилась от первых рассолоподъемных скважин. В породах средней твердости использовались дисковые долота, которые часто ломались. Поэтому были попытки создать долото, представлявшее собой зубчатый цилиндр или конус — шарошку. Производительность бурения резко возросла после изобретения в 1903 г. инженером Г. Хьюзом шарошечного долота. В 1909 г. У. Шарп и Г. Хьюз получили патент на долото с двумя коническими шарошками, которое при вращении совмещало резание и удар [Groundbreaking inventions..., 2017]. Это был значительный прогресс в технике бурения. Именно долото Шарпа — Хьюза стало прототипом для шарошечных долот различных конструкций, которые используются и сегодня. Вместе с тем в начале XX в. широкого применения роторный способ бурения не нашел. В 1913 г. на промыслах Апшеронского полуострова работало только 20 роторных установок, тогда как число станков ударно-штангового бурения достигало 900.

Одной из причин, тормозивших внедрение роторного бурения, было сильное искривление скважин. Кроме того, вращение колонны труб, особенно при большой глубине, вызывало частые аварии. Поэтому в конце XIX в. появились предложения по созданию забойных двигателей, т. е. размещению двигателя непосредственно над долотом у забоя скважины. Изобретением такого двигателя занимались во многих странах, проектируя его на принципе получения энергии от гидравлического потока, позднее с использованием электроэнергии. В 1873 г. американский

инженер Х. Г. Кросс запатентовал инструмент с гидравлической одноступенчатой турбиной для бурения скважин. В 1883 г. Д. Вестингауз (США) сконструировал турбинный забойный двигатель. Варианты такого двигателя предлагали и российские инженеры: К. Г. Симченко (1895), В. Вольский (1898), В. Н. Делов (1899). Однако эти разработки не были реализованы на практике. Работоспособный гидравлический забойный двигатель (турбобур) был создан в 1922–1924 гг. М. А. Капелюшниковым, С. М. Волохом и Н. А. Корневым и определил принципиально новый путь развития технологии и техники бурения нефтяных и газовых скважин. В 1924 г. в Азербайджане была пробурена первая в мире скважина с помощью турбобура, который представлял собой одноступенчатую гидравлическую турбину с планетарным редуктором, вращаемую промывочной жидкостью. В 1935–1939 гг. группой ученых под руководством П. П. Шумилова конструкция турбобура была усовершенствована и представляла собой уже многоступенчатую турбину без редуктора. Особое место занимают турбобуры в истории развития бурения наклонных скважин. Впервые такую скважину пробурил в 1894 г. С. Г. Войслав вблизи Брянска на воду. В 1938–1941 гг. в СССР были разработаны основы теории непрерывного наклонного регулируемого турбинного бурения при неподвижной колонне буровых труб. По предложению Р. А. Иоаннесяна, П. П. Шумилова, Э. И. Тагиева и М. Т. Гусмана (1941 г.), в бухте Ильича (около Баку) турбобуром была пройдена наклонная скважина, положившая начало широкому применению наклонно направленного бурения в СССР и за рубежом. В 1941 г. Н. С. Тимофеев предложил в устойчивых породах применять так называемое многозабойное бурение. В 1964 г. в США был создан однозаходный гидравлический винтовой забойный двигатель, а в 1966 г. в России — многозаходный, позволяющий бурить наклонно направленные и горизонтальные скважины. В 1899 г. в России был запатентован принципиально новый забойный двигатель — электробур, представляющий собой электродвигатель, соединенный с долотом и подвешенный на канате. Современная конструкция электробура была разработана в 1937–1940 гг. инженерами А. П. Островским, Н. Г. Григоряном и Н. В. Александровым, а уже в 1940 г. с его помощью была пробурена первая скважина [Трошин, 1958; Мир-Бабаев, 2012]. В последующие годы забойными двигателями было освоено бурение наклонно направленных скважин.

В 1897 г. в Тихом океане, в районе острова Сомерленд (Калифорния, США), впервые было осуществлено бурение на море. В 1924–1925 гг. в СССР в бухте Ильича на искусственно созданном острове вращательным способом была пробурена первая морская скважина, давшая нефть с глубины 461 м. В 1934 г. на острове Артема в Каспийском море Н. С. Тимофеевым осуществлено кустовое бурение, а в 1935 г. там же сооружено первое металлическое основание для морских работ. С небольшой площади бурят несколько наклонных скважин, что намного дешевле сооружения оснований под проводку отдельных вертикальных. С 50-х гг. XX в. ведется добыча нефти и газа со дна моря. Созданы эстакады (рис. 7), плавающие буровые установки с затапливаемыми понтонами, специальные суда (рис. 8), разработаны методы динамической стабилизации буровых установок [Мир-Бабаев, 2012].



Рис. 7. Нефтяные камни (Каспийское море, Азербайджан) [regionplus.az]



Рис. 8. Бурение на море [zen.yandex.uz]

По мере совершенствования техники постепенно увеличивались скорости и глубины бурения. В 1930 г. в Европе пробурили скважину до 3 км, а в конце 1950-х гг. глубина их достигла 7 км. С начала 1960-х гг. для изучения строения Земли, а также поисков полезных ископаемых стали применять сверхглубокое бурение. По существующей классификации к глубоким относятся скважины с забоем 3–6 км, а к сверхглубоким — > 6 км. В 1958 г. в США разработан проект «Мохол» для изучения земной коры под дном Тихого океана. Название происходит от слов *Мохоровичич* (хорватский ученый, выделивший поверхность между корой и мантией — границу Мохо) и *hole* (с англ. «скважина»). Создатели проекта решили бурить в океане, где, по данным геофизиков, кора тоньше, чем на материках. Построенное специально для этого судно «Гломар Челленджер» несколько лет провело в морях и океанах, пробуравив почти 800 скважин, достигнув максимальной глубины 760 м от поверхности дна [Ергин, 2011].

Успехи США в этом направлении содействовали созданию программы «Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение», но не в океане, а на континенте. Несмотря на большой опыт, континентальное бурение представлялось совершенно новым делом, так как проектировались скважины глубиной > 7 км. Первая программа систематического сверхглубокого континентального бурения с научными целями разработана (1960–1962 гг.) и осуществлена в СССР. В 1962–1971 гг. в Прикаспийской низменности были пробурены две сверхглубокие скважины: Аралсорская СГ-1 (забой 6800 м) и Биикжальская СГ-2 (6200 м). Бурение таких скважин связано с большими трудностями, поскольку с глубиной растут давление и температура. Согласно усредненным расчетам, по мере углубления скважины температура должна увеличиваться через каждые 33 м в среднем на 1 °С. Следовательно, на глубине 10 км она составит ~ 300 °С, а гидростатическое давление — ~ 100 МПа, на 15 км — ~ 450 °С и 150 МПа. Такого нагрева и давления буровые инструменты и приборы не выдержат. Необходимо было найти для сверхглубокого бурения относительно холодное место на Земле — этому соответствовал Балтийский кристаллический щит Кольского полуострова. За миллиарды лет своего существования он остыл, температура на глубине 15 км не превышает 150 °С. В 1970 г. на севере Мурманской области в 10 км от г. Заполярного началось бурение Кольской сверхглубокой скважины. Она была заложена в области сочленения рудоносных докембрийских структур, типичных для фундаментов древних платформ. В отличие от других наиболее крупных сверхглубоких скважин, которые бурились с сугубо практическими целями (поиски углеводородов), Кольская проектировалась для решения только научно-исследовательских задач. В первую очередь это подтверждение теоретических моделей строения нижних слоев земной коры (гранитного и базальтового), поиск и исследование характера границ между ними (границы Конрада) и мантией Земли (поверхности Мохоровичича). Однако ни ярко выраженного чередования слоев литосферы, ни сколько-нибудь четких границ между ними так и не было обнаружено. Необходимо было также испытать буровое оборудование на больших глубинах. Ее проектный забой определили в 15 км, но из-за экономических трудностей в 1991 г. бурение прекратили на глубине 12 226 м. В то время она была самой глубокой скважиной в мире.

В конце XX столетия было пробурено еще несколько сверхглубоких скважин: Сатлинская (Азербайджан, 8324 м); Средневилюйская-27 (Вост. Сибирь, 6519 м); Тюменская СГ-6 (Зап. Сибирь, 7502 м); Еньяхинская СГ-7 (Зап. Сибирь, 8250 м) и др. Все они были ориентированы не только на изучение глубинного строения верхней оболочки Земли, но и на поиски залежей углеводородов (УВ). С 1980-х гг. основной организацией России по бурению глубоких и сверхглубоких скважин является ОАО «НПЦ “Недра”». Оно провело бурение и исследование ряда таких скважин в пределах Восточно-Сибирской и Западно-Сибирской платформ, Балтийского и Украинского кристаллических щитов, Уральской и Кавказской складчатых областей, Прикаспийской впадины, Тимано-Печорского осадочного бассейна. Успехи СССР в сверхглубоком бурении ускорили разработку программ научного континентального сверхглубокого бурения в Германии, Франции, США, Канаде, Японии, Великобритании. За рубежом самыми глубокими скважинами являются: Берта-Роджерс (США, 9583 м); КТВ Hauptbohrung (Германия, 9100 м); Цистердорф (Австрия, 8553 м); Сильян-Ринг (Швеция, 6800 м). К концу XX столетия количество скважин, достигших глубин 6000 м и более, составило > 1000 и продолжает увеличиваться. В некоторых из них были открыты залежи УВ на глубинах 7–10 км [Попов, Кременецкий, 1999].

ГЛАВА 2

НАЗНАЧЕНИЕ, КОНСТРУКЦИЯ И СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Скапливаясь в недрах, нефть и газ образуют залежи, которые разведывают и добывают с помощью скважин. Они используются для закачки в пласты воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны различными реагентами, а также для наблюдения за продвижением пластовых флюидов и изменением газонефтенасыщенности коллектора. Эти меры направлены на увеличение периода фонтанной эксплуатации и эффективности нефтедобычи. Имеются близкие им по назначению, но иной формы горные выработки (шахты, штольни, карьеры, шурфы и др.), от которых скважина существенно отличается наименьшим объемом выемки породы на глубину проходки. В этом отношении она наиболее экономичная и самая быстрая по достижению объекта вскрытия. В шахты или колодцы люди при необходимости могут спускаться, а в скважину они доступа не имеют. Поэтому скважина — горная выработка круглого сечения, сооружаемая без доступа в нее человека, длина которой во много раз больше диаметра. Скважины бывают вертикальными или наклонно направленными, могут иметь различные искривления, возникающие из-за природных условий или созданные намеренно, чтобы обойти препятствие (соляной купол, зону обвала или поглощения БР, водоем, населенный пункт, сильно пересеченную местность) или захватить значительный участок продуктивного пласта (горизонтальные скважины). Углубление скважин происходит путем разрушения породы по всей площади забоя (сплошным бурением) или по его периферии (колонковым). В последнем случае в центре скважины остается керн (цилиндрический столбик породы), который поднимают на поверхность для изучения разреза. Основные элементы скважины (рис. 9): *устье* — начало ее от земной поверхности; *забой* — дно скважины; *стенки* — боковые цилиндрические плоскости; *ствол* — пространство в пройденных породах; *длина ствола* — расстояние от устья до забоя по оси (у вертикальных скважин она совпадает с глубиной, у наклонных — больше глубины); *диаметр* — размер долота (скважины бурят, как правило, с уменьшением диаметра вниз по разрезу: начальный — обычно не > 900 мм, а конечный — редко < 75 мм) [Сидоров, 1982].

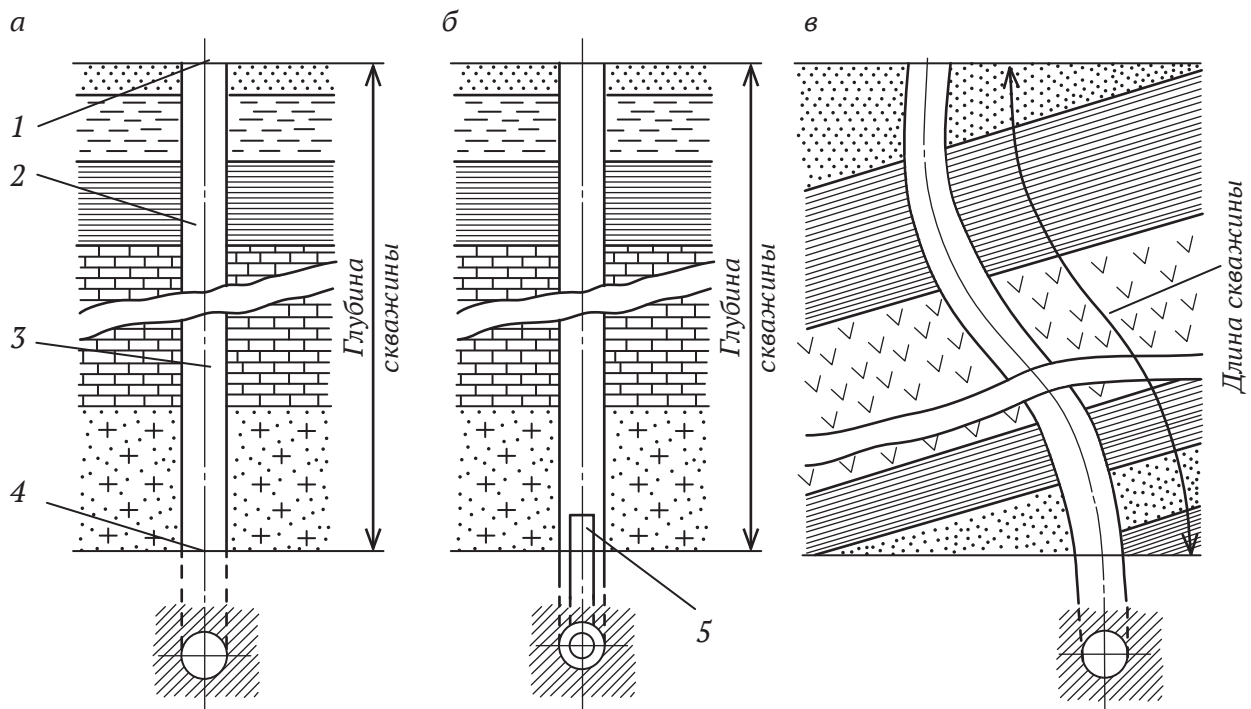


Рис. 9. Элементы скважины: а, б — вертикальные; в — наклонная; а, в — сплошное бурение; б — колонковое; 1 — устье (выход на поверхность); 2 — стенка (ствол); 3 — ось; 4 — забой (дно); 5 — керн [topuch.ru]

2.1. Классификация скважин по назначению

Целевое назначение скважин может быть различным (рис. 10). Поэтому при составлении проекта нефтегазовой скважины учитываются следующие основные параметры: конструкция и характеристики скважины — глубина, диаметр, геометрия (горизонтальная, вертикальная, наклонная, многоствольная, многозабойная); назначение и цель бурения (поисковые, разведочные, эксплуатационные и другие скважины); способы и режимы бурения; предполагаемый геологический разрез и физико-механические свойства проходимых пород. При подготовке проекта бурения скважин любой категории сложности указываются также: результаты геологических, геодезических и других инженерных изысканий, направленных на исследование грунтов; потенциальные возможности оборудования; технико-экономическое обоснование количества, конструкции и размеров скважин; типы буровых установок; приемы промывки скважины БР; интервалы установки ОК и способы их цементирования; методы вскрытия пласта и вызов притока из него; возможные осложнения и способы ликвидации их; разработка схем обвязки скважин; расчет стоимости строительства скважины и др. При этом необходимо выбрать ее конструкцию такой, чтобы достичь проектной глубины и обеспечить: проходку ствола без осложнений; крепление его ОК; надежную гидродинамическую связь с продуктивным пластом; длительную безаварийную эксплуатацию. Перед бурением любой из них составляется геолого-технический наряд (ГТН) — основной

документ, определяющий технологический режим бурения и являющийся приложением к техническому проекту. В нем перечисляются все мероприятия, выполнение которых обязательно для бригады. Сначала указываются: площадь, цель и способ бурения, проектные горизонт и глубина, сведения об оборудовании. Далее идет основное содержание наряда, которое подразделяется на две части: геологическую и техническую. В *геологической* сначала даются сведения о проектном разрезе, наименования гори-



Рис. 10. Целевое назначение скважин [megaobuchalka.ru]

зонтов и свит, их литологический состав, глубина залегания, условная крепость пород, предполагаемые углы падения, зоны возможных осложнений. Затем показываются конструкция скважины, число и размеры ОК, глубина их спуска и высота подъема цемента в ЗП. Далее — интервалы отбора керна и шлама, объекты опробования, виды и места промыслово-геофизических исследований. Заканчивается геологическая часть сведениями о плотности, вязкости и других параметрах БР. В *технической* части указываются тип и размер долот, забойных двигателей и буровых труб, компоновка низа буровой колонны (КНБК), рекомендации по режиму бурения и ожидаемые результаты работы долот. В конце отмечается оснастка талевого системы, количество свечей, поднимаемых на разных скоростях лебедки, и интервалы проработки ствола скважины [Басарыгин и др., 2002].

Для успешной проходки скважин ГТН уточняется новыми фактическими данными, поскольку при бурении постоянно ведется геолого-методический контроль (супервайзерное сопровождение) за его выполнением (рис. 11). Супервайзер (с англ. «наблюдатель») — высокопрофессиональный технолог и опытный организатор, представи-



Рис. 11. Система геолого-методического сопровождения проектов глубокого и сверхглубокого параметрического бурения [oldsite.nedra.ru]

тель заказчика на буровом объекте, который осуществляет контроль: за строительством скважины согласно проекту; охраной труда, окружающей среды и недр; рациональным использованием материально-технических ресурсов; качеством выполненных работ; отбором образцов на литолого-стратиграфические, петрофизические, геохимические и другие виды лабораторных анализов. В его задачи также входит: составление технического проекта на проходку скважины с учетом опыта бурения на данной площади или по соседним участкам; утверждение любых изменений, которые могут потребоваться для осуществления намеченной программы в целях ее улучшения; контроль работ по техническому обслуживанию оборудования; рассмотрение и согласование планов работ на каждую операцию, указанную в договоре между заказчиком и подрядчиком; контроль за процессом бурения и оперативное вмешательство при выявлении отклонений от проекта, ГТН и планов работ; принятие срочных мер при возникновении чрезвычайной ситуации для снижения ущерба и любого вредного воздействия на персонал и окружающую среду; ежедневный отчет с указанием фактического расхода материалов и затрат времени; окончательный отчет с выводами о качестве проведенных работ; выдача рекомендаций буровому предприятию с целью снижения затрат на проходку и освоение скважин.

Начиная с вышкомонтажных работ и заканчивая сдачей ее заказчику, он присутствует на буровой и контролирует технико-технологические операции. Супервайзер на скважине обрабатывает огромное количество информации и принимает обоснованные решения. Он поддерживает постоянную связь с координатором проекта, чтобы максимально уменьшить риски и обеспечить эффективное и безопасное проведение работ. Это позволяет оперативно вести мониторинг процесса строительства скважин, обеспечивая, с одной стороны, контроль за выполнением проектных решений, а с другой (с учетом конкретных расхождений проектного и фактического разреза, условий бурения скважин) — выработку решений для корректировки геологических задач. При возникновении нештатных ситуаций он дает рекомендации по интервалам разреза, методике и документации выполняемых скважинных исследований, испытаний и др. Принятие решений на буровом объекте должно происходить быстро и обоснованно даже в условиях дефицита информации. Знания супервайзера компенсируют недостаток опыта буровой бригады. Благодаря ему повышается эффективность и качество работы подрядчиков, сокращаются сроки выполнения работ, экономятся денежные средства заказчика. Для принятия технико-технологических решений на скважине необходимо наличие высококлассных экспертов, что не всегда осуществимо, поскольку их значительно меньше, чем количество бурящихся скважин. Однако современные информационные технологии, банки данных и компьютерные средства позволяют супервайзеру принимать решения с помощью дистанционно расположенной команды специалистов. Таким образом, он не является пассивным наблюдателем, а активно вмешивается в технологический процесс, стараясь не допустить возможные осложнения и аварии [Вадецкий, 2011].

Все скважины, заложенные для региональных исследований, поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, специальные и др. [Сафонов и др., 1987; Басарыгин и др., 2002]. **Опор-**

ные скважины бурят в крупных слабо изученных регионах по следующим причинам: для выяснения геологического строения и гидрогеологических условий; определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для образования и сохранения залежей УВ; выбора наиболее перспективных направлений нефтегазопромысловых работ. Скважины доводят до кристаллического фундамента или технически возможной глубины. В процессе бурения ведут сплошной отбор керна и шлама (через 1–5 м), описывают его. Проводят комплексы геолого-технологических, геохимических и промыслово-геофизических исследований, испытание и опробование при бурении и в колонне, с отбором проб пластового флюида (нефти, газа, воды). В относительно изученных районах опорные скважины бурят для детального изучения ранее не вскрытой нижней части разреза или решения отдельных вопросов с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района. Результаты опорного бурения всесторонне исследуются в комплексе с другими геолого-геофизическими данными, полученными ранее. По этим материалам оценивают вскрытые отложения, дают рекомендации на проходку параметрических скважин или прекращение работ. Бурение опорных скважин сыграло большую роль в геологическом изучении новых регионов. Они явились базовыми, результаты которых впоследствии учитывались при составлении программ комплексных региональных геолого-геофизических, геохимических и других видов работ.

Параметрические бурят для следующих целей: более тщательного изучения геологического строения разреза, особенно на больших глубинах; детализации литолого-стратиграфического разреза, стратификации сейсмических горизонтов и установления благоприятных для скопления УВ-структур; выявления возможных зон нефтегазонакопления и оценки перспектив поисковых работ; сбора необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических работ; получения информации о свойствах геологической среды, природе геофизических границ и полей для повышения эффективности геолого-геофизических исследований; корректировки данных о литологическом составе регионально-нефтегазоносных толщ, изучения коллекторских свойств пород; количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа (литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемых в пределах крупных региональных структур). Отбор керна ведут в меньших объемах (не менее 20 % от глубины скважины), чем в опорных, но обеспечивающих уточнение стратиграфических границ, а шлама — через 1–5 м. Это способствует увеличению скорости бурения. Планируют геохимические и промыслово-геофизические исследования. В нефтегазоперспективных интервалах идет сплошной отбор керна и шлама. Составляется литологическое его описание сначала в полевых, а затем в камеральных условиях. Обязательно испытание в процессе бурения и опробование потенциально продуктивных горизонтов. Пластовые флюиды исследуются в лабораторных условиях. По полученным данным выявляют площади, перспективные для образования и сохранения залежей УВ, и готовят материалы для их детального исследования и поискового бурения.

Структурные бурят для детализации положения перспективных глубокозалегающих нефтегазоносных структур, выявленных при бурении опорных и параметрических

скважин, используя их повторяющиеся очертания по верхним маркирующим горизонтам (реперам), обнаруженным мелкими, более дешевыми скважинами небольшого диаметра. При этом проводят уточнение тектоники, стратиграфии, литологии, оценки продуктивности пластов без дополнительных скважин. Бурят до реперов, по которым проводят структурные построения. Отбор и изучение керн ведут в объемах, обеспечивающих построение кондиционного разреза. Планируется комплекс геохимических и геофизических исследований в скважине (ГИС), опробование и испытание, возможно, перспективных пластов, отбор пластового флюида на физико-химические и геохимические анализы. Результаты структурного бурения и геофизических работ используют для изучения характера залегания, определения возраста и физических свойств пород, слагающих разрез, точной фиксации опорных горизонтов и построения структурных карт.

Поисковые планируют на площадях, подготовленных по результатам предыдущего бурения и геолого-поисковых работ (геологической съемкой, структурным бурением, геофизическими и геохимическими исследованиями или комплексом этих методов) для поисков залежей УВ. Они подтверждают их наличие или отсутствие. На эксплуатируемых месторождениях с помощью поисковых скважин изучают разрез глубже разрабатываемых залежей. При этом отбирают пробы пород и флюидов, а при вскрытии продуктивной толщи испытывают скважины на приток нефти или газа. Применяют методы интенсификации притоков, проводят пробную эксплуатацию, подсчитывают запасы по категориям C_2 и C_1 .

Разведочные начинают бурить после того, как поисковыми установлено наличие пластов, содержащих УВ. Перед ними стоят следующие задачи: оценка промышленного значения месторождений нефти или газа; оконтуривание его; подготовка запасов и сбор данных для составления проектов разработки отдельных залежей. При бурении отбирают керн только из продуктивных пластов, выполняют промыслово-геофизические исследования и опробование продуктивных горизонтов испытателем пластов, а также ведут пробную эксплуатацию некоторых объектов. При возможности переводят запасы из категории C_2 в C_1 . Скважины, давшие нефть или газ, передают в фонд добывающих, если они отвечают соответствующим требованиям.

Эксплуатационные бурят на полностью разведанном и подготовленном к разработке месторождении. К этой же категории относят также следующие скважины.

1. Для *термовоздействия* на пласт при разработке месторождений с вязкими нефтями.

2. *Оценочные*: для уточнения режима работы пласта и степени выработки отдельных участков залежи; выявления и уточнения границ продуктивных горизонтов, оценки их коллекторских свойств; установления остаточной нефтенасыщенности по керну (сколько нефти в пласте осталось).

3. *Нагнетательные*: для закачки в продуктивные горизонты флюидов (законтурное и внутриконтурное нагнетание) с целью поддержания пластового давления и продления фонтанного периода разработки месторождений; увеличения дебита насосно-компрессорных эксплуатационных скважин.

4. *Наблюдательные* служат для контроля за разработкой залежей (изменением давления, положения водонефтяного и газонефтяного контактов, термического воздей-

ствия на пласт, обеспечения внутрипластового горения, газификации нефтей и т. д.). К наблюдательным относятся пьезометрические и контрольные скважины, предназначенные для определения уровня флюида в пласте и контроля за изменением его в процессе эксплуатации.

Специальные скважины бурят: для сброса промысловых вод в глубокозалегающие поглощающие пласты; ликвидации открытых фонтанов нефти и газа; подготовки структур подземных газохранилищ и закачки в них газа; разведки и добычи технических вод; взрывных работ при сейсмических работах.

Скважина считается завершенной при выполнении всех предусмотренных проектом видов работ на крепление, испытание, освоение и обустройство. По окончании бурения либо восстановления она должна отвечать следующим требованиям: ее строительство не нарушает состояние окружающей среды, естественную разобщенность пластов; пробурена до проектной глубины; ее забой находится в пределах круга допуска, а траектория ствола — коридора допуска; профиль скважины выдержан по интенсивности искривления и отклонения забоя в пределах заданных пунктов, он позволяет спускать и успешно использовать глубинно-насосное и научно-исследовательское оборудование; диаметр эксплуатационной колонны дает возможность пропускать ожидаемое количество нефти, газа, воды при минимальных затратах на их подъем; ОК и ЗП герметичны; газонефтеводонасыщенные пласты надежно разобщены, заколонная циркуляция флюидов отсутствует; скважина выведена на режим, а полученная продукция по характеру и объему соответствует характеристикам пласта в добывающих скважинах или достигнута проектная приемистость его в нагнетательных; ствол имеет форму, сечение и профиль, позволяющие дальнейшее углубление скважины и спуск в нее ОК [Сидоров, 1982; Советов, Жабин, 1991].

2.2. Конструкция скважины

Это понятие включает следующие характеристики: глубину скважины; диаметр ее ствола, оцениваемый по размеру долота, применяемого для бурения каждого отдельного интервала и уточненного данными профиле- и кавернометрии; количество ОК в скважине, глубину их спуска, протяженность, диаметр и интервалы цементирования. Конструкцию скважины проектируют в соответствии с геологическими условиями района работ. Она должна обеспечить достижение проектной глубины и выполнение намеченного комплекса исследований в скважине. Конструкция зависит от степени изученности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, метода вскрытия продуктивного пласта и других факторов. При ее разработке учитываются требования по охране недр и защите окружающей среды.

Конструкция скважины должна отвечать следующим требованиям: предоставлять свободный доступ к забою геофизических приборов и другого глубинного оборудования; обеспечивать механическую устойчивость призабойной зоны пласта (ПЗП) и сохранять стенки ствола от обрушения; надежно разделять друг от друга пласты и не допускать перетекания флюидов между ними; при необходимости конструкция должна

позволять герметизировать устье скважины. Строительство и монтаж нефтяных и газовых скважин проводится следующим образом: 1) сначала бурится начальный ствол большого диаметра до глубин 30–40 м, затем в это отверстие спускаются специальные металлические обсадные трубы (направление), а пространство между ними и стенками скважины цементируется. Задача направления — предотвратить размывание верхнего почвенного слоя при бурении; 2) далее до глубин 500–800 м бурится ствол меньшего диаметра, в который опускается следующая колонна труб (кондуктор). Пространство между стенками трубы и породой также заливается ЦР на всю глубину; 3) только после обустройства направления и кондуктора скважину пробуривают на заданную проектом глубину и опускают в нее колонну обсадных труб еще меньшего диаметра, которая называется эксплуатационной. При большой глубине бурения возможно использование промежуточных колонн, которые также цементируются [Булатов, Аветисов, 2007]. Таким образом, диаметр последующей ОК меньше предыдущей, получается так называемый трубный телескоп.

От правильного учета нагрузки, условий работы и износа колонн при бурении зависит надежность конструкции, которая определяет объем операций в скважине и расход материалов, что существенно влияет на стоимость строительства и эксплуатации скважины. Разработка ее конструкции начинается с решения двух проблем: определения требуемого количества ОК и глубины спуска каждой из них; расчета номинальных диаметров ОК и долот. Число колонн определяется на основании анализа геологического разреза, наличия зон возможных осложнений, изменения пластового давления. В зависимости от конкретной геологической обстановки выделяют требующие изоляции интервалы. Когда имеющихся геологических сведений недостаточно для обоснования количества колонн и есть опасения, что в скважине могут возникнуть непредвиденные осложнения, в конструкции первых поисковых и поисково-разведочных скважин предусматривается резервная колонна. Глубину спуска каждой колонны уточняют с таким расчетом, чтобы ее нижний конец находился в устойчивых монолитных слабопроницаемых породах и она полностью перекрывала интервалы рыхлых пород, в которых могут произойти гидроразрывы при вскрытии зон с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Определив число ОК и глубину их спуска, приступают к расчету нормализованных диаметров колонн и долот. Исходным для этого является либо диаметр эксплуатационной колонны, который устанавливают в зависимости от ожидаемого дебита скважины, либо конечный ее диаметр, определяемый размером глубинных скважинных инструментов и приборов. Подобным образом повторяют расчет для каждой последующей колонны до самой верхней [Советов, Жабин, 1991].

Таким образом, в скважину для крепления ее стенок цементированием спускают ОК определенного назначения: направление, кондуктор, промежуточную (техническую), эксплуатационную (рис. 12) [Сидоров, 1982; Справочник по креплению..., 2004]. **Направление** служит для предупреждения размыва и обрушения пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки БР. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором (от слова «тампон» — пробка, затычка) или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах до де-

сятков метров в болотистых и илистых грунтах. **Кондуктором** перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, поглощающие БР или, наоборот, выделяющие в скважину флюиды, т. е. все те интервалы, которые будут осложнять дальнейшее бурение. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой. Он служит также для установки противобросового устьевого оборудования и подвески последующих ОК. Кондуктор спускают на глубину обычно нескольких сотен метров, реже первых километров. Для надежного разобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

Промежуточная (техническая) колонна предохраняет скважину от потерь БР в пластах на небольших глубинах. При бурении в зонах с повышенным пластовым давлением или содержащих отложения, склонные к осыпям, обвалам или поглощениям БР, такую колонну ставят для снижения риска перед вскрытием более глубоких горизонтов. Колонны бывают: сплошные, перекрывающие весь ствол от забоя до устья независимо от крепления предыдущего интервала; прерывистые для крепления только необсажен-

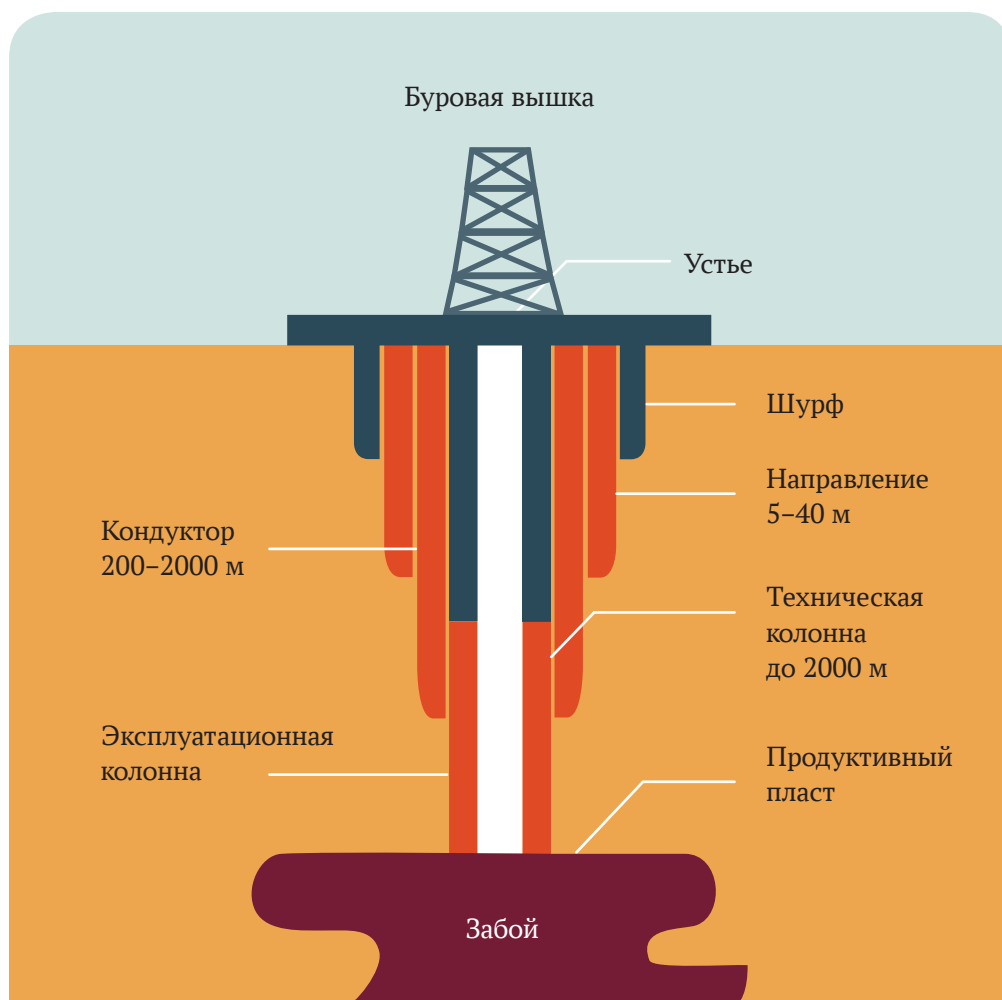


Рис. 12. Типовая конструкция нефтяной скважины [snkoil.ru]

ного разреза скважины с перекрытием предыдущей ОК не менее чем на 100 м (хвостовики); летучки (потайные) — специальные промежуточные колонны для перекрытия зоны осложнений, не имеющие связи с предыдущими или последующими ОК. Принято считать, что скважина имеет одноколонную конструкцию, если в нее не спускаются промежуточные колонны, хотя поставлены направление и кондуктор. При одной промежуточной колонне скважина имеет двухколонную конструкцию. Когда стоят две технические колонны и более, скважина считается многоколонной.

Эксплуатационная — самая нижняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и добычи нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты флюидов для поддержания давления. Иногда в качестве эксплуатационной может быть использована последняя промежуточная колонна. Высота подъема тампонажного раствора (ТР) над кровлей продуктивных горизонтов в нефтегазовых скважинах должна составлять не менее 150 м, а с учетом устройства ступенчатого цементирования или узла соединения верхних секций ОК — не менее 300 м. Если в скважине, кроме направления и кондуктора, имеется только эксплуатационная колонна, конструкция будет одноколонной. Если кроме них спускают еще промежуточную колонну, то конструкцию называют двухколонной (при одной промежуточной) или трехколонной (при двух промежуточных). Конструкцию скважины выбирают с учетом геологических особенностей месторождения (глубины залегания зон обвалов, поглощений, водопроявлений, расположения продуктивных горизонтов), вида добываемого продукта (нефть или газ), способов эксплуатации, техники и технологии бурения.

2.3. Способы бурения скважин

Бурение — это образование горной выработки круглого сечения путем разрушения пород долотом (реже другими способами) с подъемом их частиц на поверхность. Основное требование к бурению нефтегазовых скважин — успешная проводка ствола при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа ранее пробуренных на участке скважин и экономических расчетов. При отсутствии таких показателей этот выбор делают с учетом геолого-технических условий бурения, глубины, профиля и конструкции скважины. Бурение состоит из следующих основных операций: спуско-подъема буровых труб с долотом и разрушения им породы на забое. Они периодически прерываются для спуска обсадных труб в скважину для крепления ее стенок и разобщения продуктивных объектов. Одновременно при бурении выполняется ряд вспомогательных работ: отбор керна, приготовление БР, каротаж, замеры кривизны ствола, испытание или освоение скважины с целью вызова притока флюидов из пласта. Полный цикл строительства скважины состоит из следующих процессов: обустройства площадки; монтажа вышки, бурового оборудования, бурения; вскрытия и разобщения пластов (спуска ОК и ее цементирования); испытания скважины на приток нефти или газа (освоение); демонтажа оборудования. Из всех способов бурения промышленное распространение

получил механический, при котором инструмент непосредственно воздействует на породу, разрушая ее. Он подразделяется на ударный и вращательный (рис. 13) [Сидоров, 1982; Сафонов и др., 1987].



Рис. 13. Классификация способов бурения скважин [vodatyt.ru]

Ударно-канатное бурение известно с древних времен. В настоящее время оно используется в основном для бурения на небольших глубинах: разведки россыпей; проходки взрывных стволов на карьерах; сооружения водоподъемных скважин. Суть метода в следующем. Долото подвешивают к относительно легкой треугольной вышке из труб на канате, который через специальный блок присоединяют к лебедке (рис. 14). Периодически долото поднимают со дна скважины на небольшую высоту и сбрасывают на забой. В результате этого происходит разрушение породы (рис. 15). По мере углубления скважины канат удлиняют. Округлость ствола создается раскручиванием каната и поворотом долота во время подъема его над забоем и скручиванием во время удара долота о породу. Для очистки забоя от разрушенной породы (шлама) поднимают буровой инструмент из скважины и спускают в нее **желонку** (удлиненный цилиндр типа ведра с клапаном в дне). При погружении желонки в смесь из шлама и жидкости клапан в ее днище открывается, и она заполняется грязью. При подъеме клапан закрывается, содержимое ее поднимается на поверхность и выливается в специальную емкость (рис. 16). Желонка спускается в скважину до тех пор, пока забой полностью не очистится от разбуренной породы. После этого в скважину вновь спускается инструмент и бурение продолжается. Для предотвращения обрушения стенок в скважину опускают ОК из металлических труб, соединенных между собой с помощью резьбы или сварки. Производительность

ударно-канатного бурения во многом зависит от правильного выбора для данной породы типа долота. Для мягких и средней твердости пород используют долота с двутавровой формой боковых лопастей, приваренных под углом друг к другу. Для бурения в твердых породах используют зубильные тяжелые долота, а в трещиноватых — крестовые. Эффективность разрушения породы при таком бурении прямо пропорциональна массе бурового снаряда, высоте его падения, ускорению падения, числу ударов долота о забой и обратно пропорциональна диаметру скважины [Сидоров, 1982; Баграмов, 1988]. В настоящее время ударное бурение редко используется.

Для поисков нефти и газа применяется только **вращательный метод**, при котором скважина как бы высверливается вращающимся долотом в массиве пород. Их разрушение происходит в результате одновременного воздействия на долото веса буровой колонны (БК) и крутящего момента. Под действием нагрузки долото внедряется в породу, а крутящего момента — скалывает ее. Разбуренные частицы породы выносятся на поверхность циркулирующей струей промывочной жидкости. В зависимо-



Рис. 14. Установка для ударно-канатного бурения [forexAW.com]

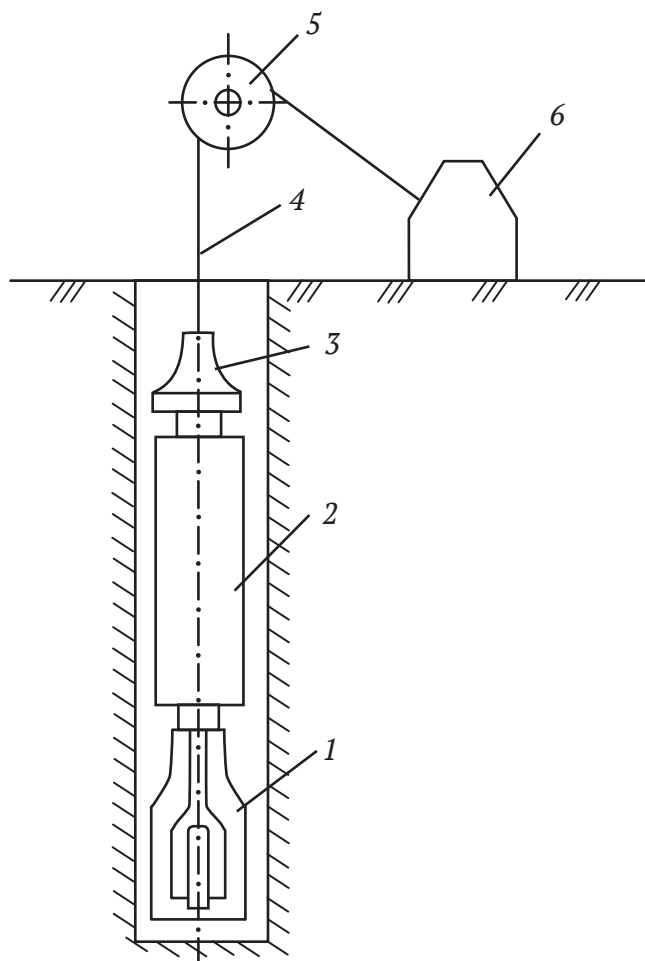


Рис. 15. Ударное бурение: 1 — долото; 2 — ударная штанга; 3 — канатный замок; 4 — канат; 5 — блок; 6 — буровой станок [Сидоров, 1982]

сти от места расположения двигателя вращательное бурение разделяют на роторное, когда двигатель находится на поверхности и приводит во вращение долото на забое через вращение всей колонны буровых труб, и бурение с забойным двигателем (турбобуром, электробуром, винтовым двигателем), который крепится над долотом [Зорина, 2005; Бурение разведочных..., 2007].

При **роторном бурении** (рис. 17) мощность от двигателей (12) передается ротору (11) — вращательному механизму, установленному над устьем скважины в центре вышки. Он вращает БК (1) и привинченное к ней долото (2). При роторном бурении углубление долота в породе происходит при создании на него осевой нагрузки.

Для непрерывной циркуляции БР устанавливают насосы (13), а также циркуляционную систему, состоящую из желобов (14) и очистных устройств (15). БР течет от устья скважины к приемной емкости (16) самотеком по желобам, имеющим соответствующий уклон. В зоне расположения циркуляционной системы устанавливают емкости и различные механизмы, предназначенные для очистки и химической обработки БР, его приготовления и утяжеления. Процесс бурения осуществляют следующим образом. Буровые насосы подают БР из приемных емкостей в трубопровод высокого давления (нагнетательную линию 17). Затем раствор через стояк (18), буровой шланг (19) и вертлюг (9) попадает внутрь рабочей трубы (10) и далее двигается по колонне буровых труб к долоту. Вытекая из его отверстий, БР подхватывает обломки разрушенной породы и поднимается к поверхности по кольцевому пространству между стенками скважины и колонной буровых труб. Поднявшись до устья, раствор выливается в желоб циркуляционной системы, который соединен со спущенной в скважину колонной обсадных труб (20). После этого раствор очищают от выбуренной породы и, если необходимо, регулируют его свойства обработкой химическими реагентами. Очищенный и обрабо-

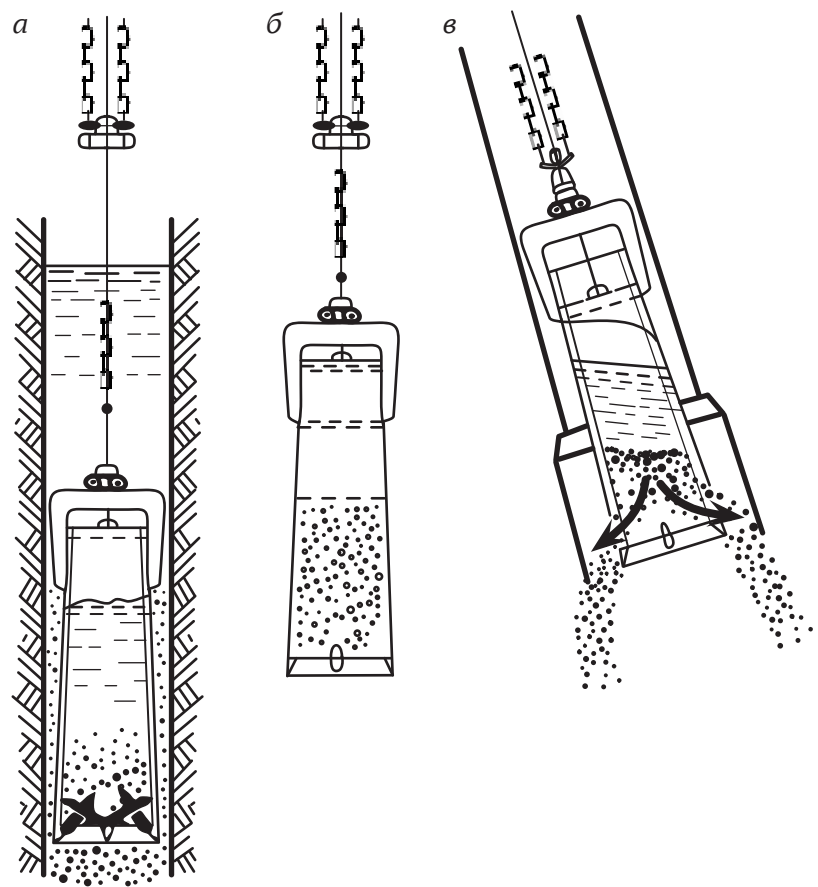


Рис. 16. Удаление шлама из скважины желонкой:

- а — забор смеси жидкости и шлама;
- б — после извлечения из скважины;
- в — освобождение желонки [studfile.net]

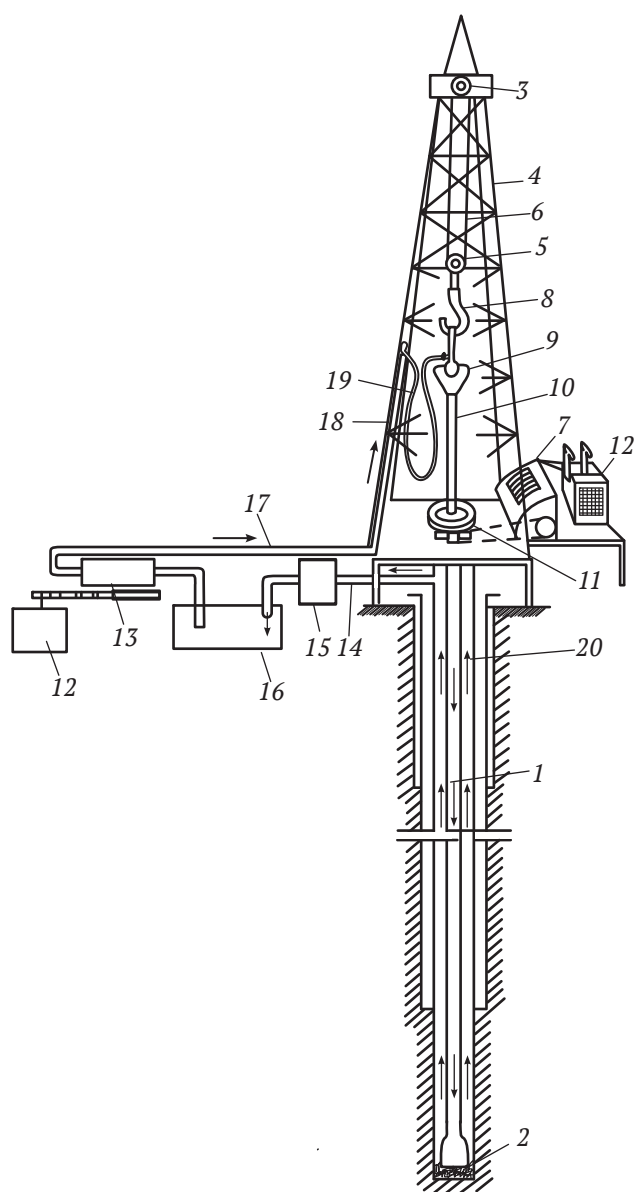


Рис. 17. Установка для роторного бурения:

- 1 — буровые трубы; 2 — долото;
- 3 — кронблок; 4 — буровая вышка;
- 5 — талевый блок; 6 — талевый канат;
- 7 — лебедка; 8 — крюк; 9 — вертлюг;
- 10 — ведущая труба (квадрат);
- 11 — ротор; 12 — двигатели, 13 — насосы;
- 14 — желоба; 15 — очистные устройства;
- 16 — приемная емкость; 17 — нагнетательная линия; 18 — стояк; 19 — буровой шланг;
- 20 — ОК [Сидоров, 1982]

танный раствор вновь попадает в приемную емкость, откуда его насосами закачивают в скважину. Кругооборот БР по цепи приемная емкость — насосы — скважина — циркуляционная система — приемная емкость называют круговой циркуляцией.

Роторный способ рационально использовать при бурении: глубоких интервалов скважин шарошечными долотами, где необходимо максимально увеличить проходку за рейс; в мощных толщах пластичных глин, плотных глинистых сланцах и других породах, для которых целесообразно применять лопастные и трехшарошечные долота с крупными зубцами и большим шагом и необходимо создавать высокие скорости течения жидкости; в условиях, требующих применения утяжеленных БР, когда электробур не имеет преимуществ или нет возможности его использования; при высоких пластовых температурах ($T_{пл.} \geq 150^\circ\text{C}$); с продувкой забоя воздухом и газожидкостными смесями.

При использовании **забойных двигателей** (турбобура, винтового двигателя, электробура) долото привинчено к валу двигателя, а БК — к его корпусу. Турбобур — это гидравлический двигатель, способный бурить скважины в различных геологических условиях. Он опускается к забою на трубах. Энергия, необходимая для его работы, передается потоком жидкости, подаваемой по трубам насосами с поверхности. Так как буровые трубы и связанный с ними корпус турбобура не вращаются, гидравлическая энергия потока жидкости превращается в турбине в механическую энергию вращения вала, несущего на конце долото. Разрушение породы происходит в результате вращения

долота и давления бурового инструмента на забой. Жидкость через турбину и полость вала направляется в долото, затем через промывочные отверстия в нем попадает на забой, захватывает шлам и выносит его на поверхность (рис. 18). Основной особенностью турбинного бурения является то обстоятельство, что частота вращения долота непрерывно изменяется в зависимости от нагрузки на забой и крепости проходимых пород. Поэтому чем больше нагрузка на долото, тем меньше частота вращения вала, и наоборот: уменьшение нагрузки ведет к увеличению частоты вращения. Турбобур рационально использовать при бурении следующих скважин: вертикальных глубиной до 3500 м шарошечными долотами диаметром 190,5 мм и более; алмазными долотами и типа ИСМ; наклонно направленных скважин; в про-

дуктивных пластах горизонтальными и горизонтально-разветвленными стволами; верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра, в которых основной задачей является борьба с искривлением; с промывкой жидкостью низкой степени аэрации.

Винтовой двигатель — разновидность турбобура, в котором для преобразования энергии потока промывочной жидкости в механическую вращательную использован винтовой механизм. Он создан на основе многозаходного винтового устройства, что позволяет получить необходимую частоту вращения при повышенном, по сравнению с турбобурами, вращающем моменте. Он состоит из двух секций: двигательной и шпиндельной. Рабочими элементами первой являются статор и ротор, представляющие собой винтовой механизм. В эту секцию входит и двухшарнирное соединение. Статор переводником соединяется с колонной буровых труб. Вращающий момент при помощи такого соединения передается с ротора на выходной вал шпинделя. Шпиндельная секция предназначена для создания осевой нагрузки на забой. В винтовых двигателях вращающий момент зависит от перепада давления в двигателе. По мере нагружения вала он растет, увеличивается и перепад давления. Винтовой механизм развивает частоту вращения выходного вала около 80–120 об/мин с увеличенным вращающим моментом, что делает их перспективными для бурения [Басарыгин и др., 2002].

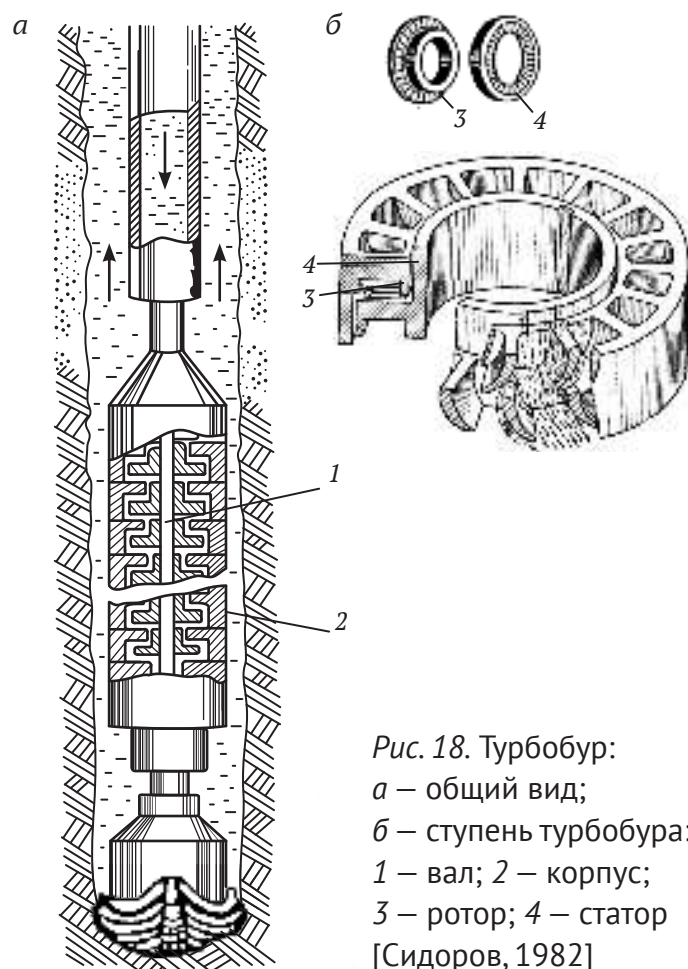


Рис. 18. Турбобур:
а — общий вид;
б — ступень турбобура:
1 — вал; 2 — корпус;
3 — ротор; 4 — статор
[Сидоров, 1982]

Электробур — это забойный агрегат с электрическим двигателем трехфазного переменного тока, вращающий прикрепленное к нему долото. Он спускается в скважину на буровых трубах, которые служат для поддержания его на весу, восприятия реактивного момента и подачи к забою промывочной жидкости и размещения внутри них электрического кабеля, разделяющегося на отдельные секции. Каждая из них соответствует длине свечи буровых труб. Соединение и разъединение секций при навинчивании и развинчивании свечей при спуско-подъемных операциях (СПО) производятся с помощью специальных замков (контактов) на каждой трубной свече. При навинчивании стержень входит в муфту и замыкает электрический контакт, а при развинчивании он размыкается. В процессе бурения колонна труб неподвижна и по ней подается раствор на забой для охлаждения долота и удаления шлама. Электробуром обеспечивается стабильный режим бурения, так как при этом частота вращения его не зависит от количества БР, подаваемого в скважину. Оборудование при бурении электробуром применяется в основном такое же, как при роторном или турбинном способах. Электробурами бурят скважины глубиной до 5000 м. Температура прокачиваемого раствора в скважине в процессе установившейся циркуляции должна быть не более + 85 °С.

Электробур имеет следующие преимущества.

1. По сравнению с гидравлическими двигателями в нем наиболее полно используется мощность насосов, подающих БР на забой только для его очистки и охлаждения долота. Благодаря этому значительно улучшаются условия удаления шлама, увеличивается механическая скорость проходки на долото, уменьшаются стоимость и сроки бурения скважин.

2. Поскольку бурение электробуром проводится при меньших давлениях в циркуляционной системе, соответственно, снижаются следующие показатели: износ оборудования; давление на пласт; размыв стенок скважины; уровень шума на буровой; гидравлические потери давления. Электробурение особенно эффективно для горизонтальных, горизонтально-разветвленных и глубоких скважин. К недостаткам его относятся: необходимость одновременной подачи к забою двух видов энергии: электрической и гидравлической; сложность конструкции; трудности обеспечения надежной герметизации электробура от попадания в него БР. Электробуры рационально применять при следующих случаях бурения: диаметром 190–394 мм с промывкой утяжеленным БР; наклонно и вертикально направленных скважин в сложных геологических условиях; с целью вскрытия продуктивных объектов горизонтальными и горизонтально-разветвленными стволами для повышения нефтеотдачи пласта; с продувкой забоя воздухом и промывкой жидкостью высокой степени аэрации; алмазными долотами и типа ИСМ, за исключением случаев, когда температура БР на забое > +130 °С.

Выбранный способ бурения должен допускать использование таких видов циркуляционных агентов и технологий проводки ствола, которые наиболее полно обеспечивали бы качественное вскрытие продуктивного пласта, устойчивость ствола скважины, наиболее высокие механические скорости и проходки на долото и возможность применения долот различных типов в соответствии с механическими и абразивными свойствами пород. Роторный способ может быть использован в подавляющем большинстве случаев, а для бурения скважин глубиной 2500–3000 м с промывкой водой и неутяже-

ленными БР рекомендуется турбинный, обеспечивающий более высокие показатели бурения по сравнению с роторным.

В отдельных случаях применяются немеханические способы бурения: гидравлический, термический, электротермический и др. При *гидравлическом* (рис. 19) порода разрушается напором жидкости под высоким давлением. Здесь есть разновидности. Первая: разрушение происходит на всей площади забоя скважины, вымывая и растворяя породу. Если порода крепкая, тогда в жидкость добавляют абразивный материал (стальную дробь, кварцевый песок). Вторая разновидность данного способа заключается в применении долота, имеющего гидромониторные насадки, позволяющие увеличивать скорость вылета струи жидкости. Гидравлическое бурение легче всего сравнить с автомойкой, когда под большим давлением вода, проходя через сопло пистолета мойки, смывает грязь с автомобиля. При *термическом бурении* (огнеструйном) под воздействием огненной струи ($t \sim 2300^\circ\text{C}$), состоящей из керосина и кислорода, происходит полное разрушение породы и под воздействием газов, возникающих при сгорании, она выносится на поверхность. Собственно горелка имеет два отверстия и более для выхода струи и водяную систему охлаждения от перегрева. В основе *электротермического бурения*, как и в предыдущем способе, лежит разрушение породы путем нагрева. В качестве агрегатора выступает электрический ток. Он нагревает специальные насадки, а те, в свою очередь, воздействуют на породу. Наибольшее применение данный способ получил при исследовании льдов Антарктиды.

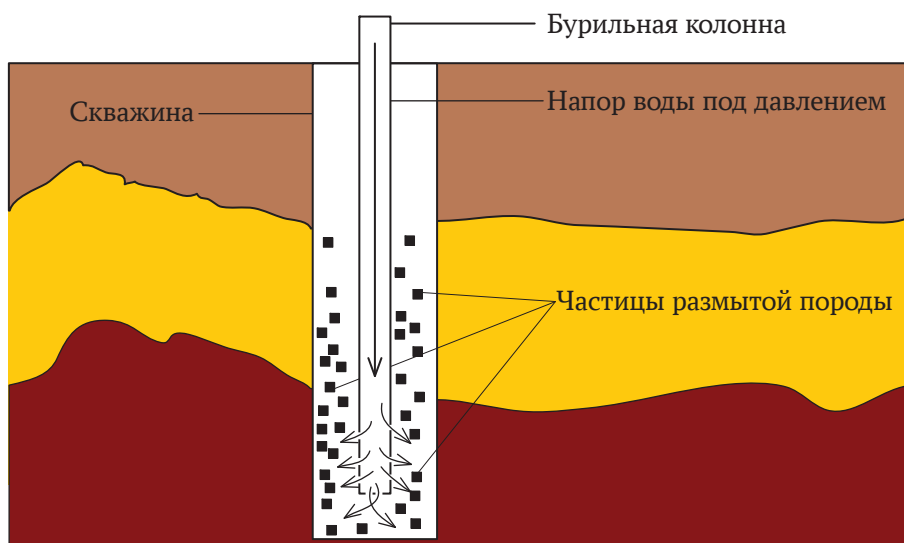


Рис. 19. Гидравлический способ бурения скважин [zen.yandex.tm]

2.4. Геологические результаты бурения: разрез, профиль, структурная карта

Геологическая обработка материалов бурения позволяет получить представление о строении месторождения. После завершения одной скважины строится ее геологи-

ческий разрез, а после нескольких — геологический профильный разрез и структурные карты по отдельным стратиграфическим горизонтам площади или месторождения [Зорина, 2005; Дунюшкин, 2006]. Для детального изучения его строения необходимо провести тщательную корреляцию (сопоставление разрезов скважин). Она заключается в выделении маркирующих горизонтов (реперов) и определении глубины их залегания с целью установления последовательности залегания пород, выявления одноименных пластов для прослеживания за изменением их толщин и литологического состава по горизонтали. Репер — это пласт в разрезе скважины, резко отличающийся по своим характеристикам (вещественному составу, радиоактивности, электрическим свойствам и т. д.) от выше- и нижележащих горизонтов. Он должен легко диагностироваться и присутствовать в разрезах всех скважин, а также иметь постоянную толщину. В нефтепромысловом деле различают общую корреляцию разрезов скважин и зональную (детальную). При общей сопоставляются разрезы скважин от устья до забоя по одному или нескольким реперам, получают информацию о напластовании пород и их толщине, что необходимо для построения разреза месторождения. При зональной за репер принимают кровлю продуктивного пласта; если она размыта, то выбирают подошву или любой выдержанный в пределах площади пласт или пропласток внутри него. Зональная проводится для детального изучения отдельных пластов и пачек, ее результаты представляются в виде корреляционной схемы.

Геологический разрез — изображение строения данного участка земной коры в вертикальной плоскости. Его составляют в основном по результатам изучения керна, электрического и радиоактивного каротажа. Точное и наглядное представление геологических и тектонических данных на разрезах скважин облегчает их сравнение и работу по составлению профилей, карт и т. д. Геологический разрез скважины — геологическое описание и воспроизведение последовательности напластований пород, пройденных скважиной. Его изображают графически, используя условные знаки для литологического состава пород. При составлении литологической колонки на нем используют максимальную толщину каждого пласта, а в колонке «толщина» приводят максимальное и минимальное его значение. На соответствующих глубинах указывают признаки присутствия нефти, газа и воды, возможных обвалов стенок скважины, прекращения циркуляции жидкости и др. Из наиболее важных и нужных технических данных отмечают глубину спуска ОК, их диаметр, высота подъема ЦР за колоннами, результаты электрокаротажа и других геофизических методов исследования. На основе данных, полученных при бурении нескольких скважин и сопоставлении их разрезов (корреляции), составляют нормальный (учитываются истинные толщины пластов) или типовой (вертикальные толщины) геологический разрез месторождения, характеризующий последовательность геологических напластований, их толщину и литологический состав. Если нефтеносные толщи отличаются постоянством литологического состава, а также толщиной их горизонтов и свит, ограничиваются сопоставлением нормального разреза, применяемого на всех участках промысловой площади. Если литологический состав толщи и пластов меняется по территории, составляют несколько нормальных разрезов, характеризующих геологические условия на отдельных участках, либо создают сводный (рис. 20).

2.4. Геологические результаты бурения: разрез, профиль, структурная карта

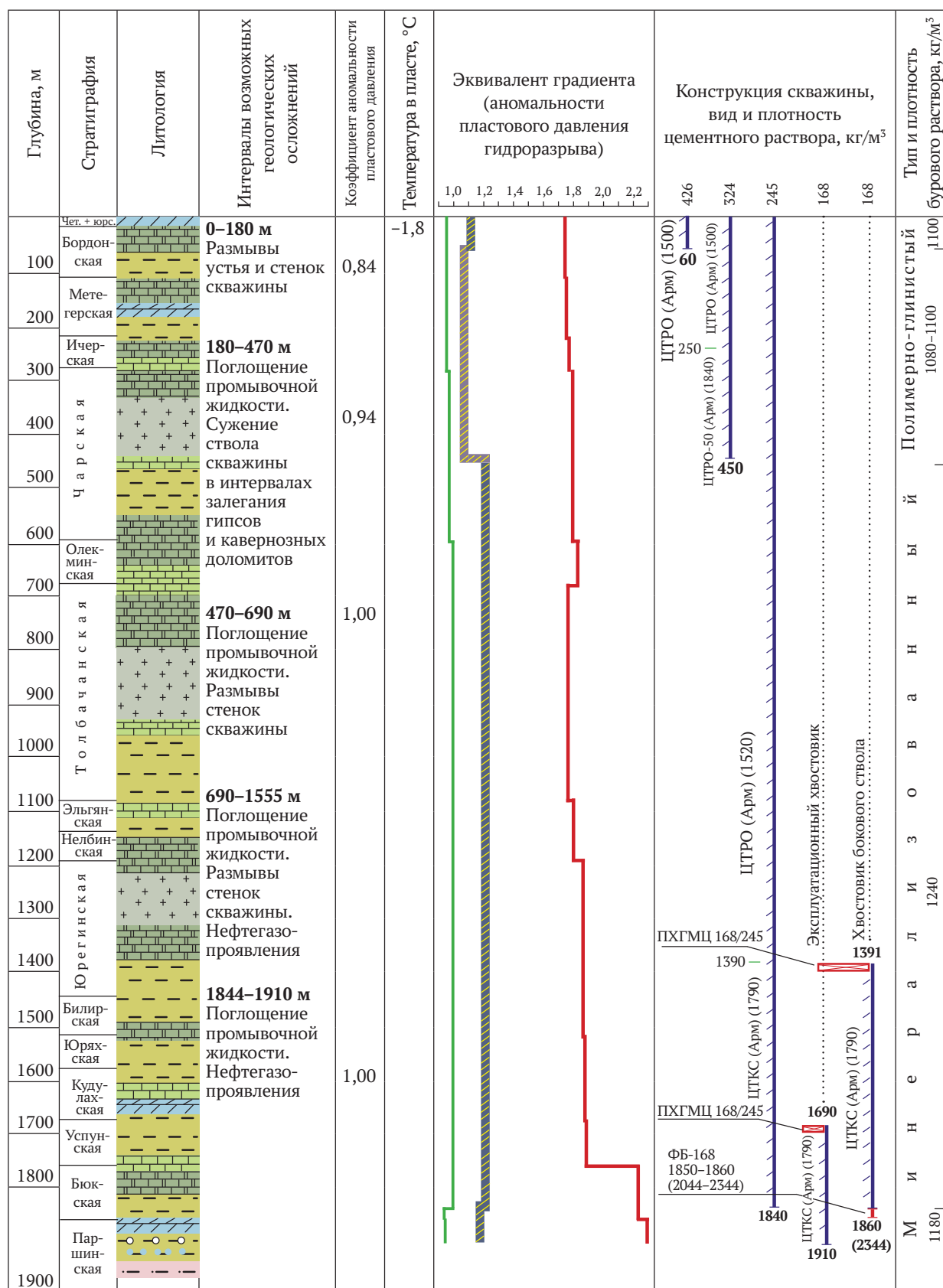


Рис. 20. Сводный геологический разрез Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири [rykovodstvo.ru]

Геологический профильный разрез — графическое изображение строения месторождения по какому-либо выбранному сечению вертикальной плоскостью на эксплуатационном этапе работ, когда на площади пробурено довольно много скважин. Направление геологического профиля выбирают, руководствуясь задачами, которые он должен решить. Наиболее выразительными являются разрезы, построенные в крест простирания структур (рис. 21). Обычно по данным бурения профили строятся на разведочно-структурной форме или по падению пород, а также по простиранию (продольные). Последние имеют вспомогательное значение для увязки между собой поперечных профилей и для их дополнения. Профили, диагональные простиранию и падению, строят для выяснения частных особенностей месторождения. Так, для изучения тектонических нарушений предусмотрены профили, направленные в крест их простирания, для выяснения фациальной изменчивости пластов — в направлении, по которому ее изучают. Кроме того, линии геологического профиля выбираются так, чтобы на них попало максимальное количество пробуренных скважин. Профили строят обычно по прямым линиям; если это невозможно, тогда по ломаным.

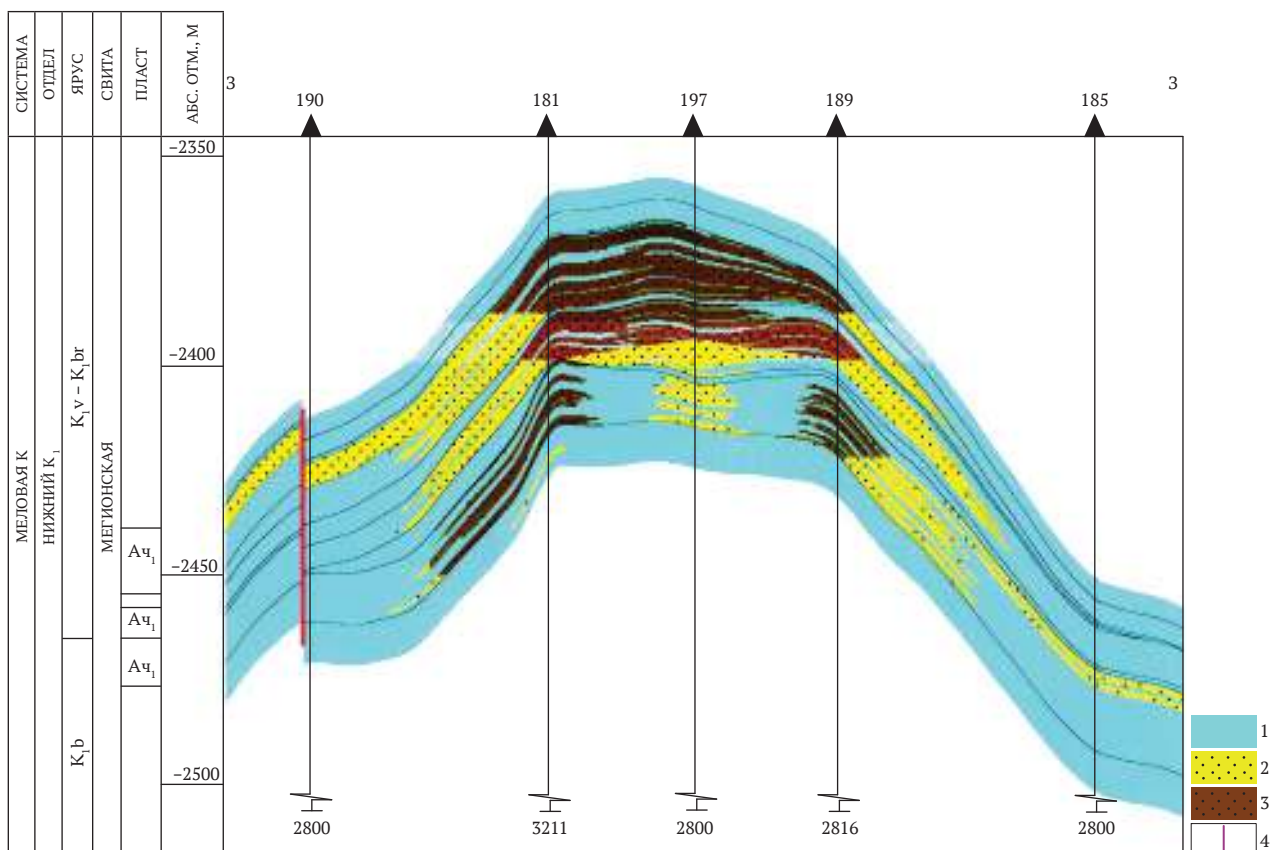


Рис. 21. Геологический профильный разрез Новоаганского нефтяного месторождения Западной Сибири по линии скважин 190–185: 1 — глины; 2 — водоносные горизонты; 3 — залежи нефти; 4 — разрывные нарушения [neftegaz.ru]

Для изучения строения месторождения строят **структурные карты**, которые представляют собой изображение в горизонталях (изогипсах — линиях, соединяющих точки одной и той же высоты) рельефа кровли или подошвы какого-либо пласта (рис. 22). Расстояния между изогипсами выбирают в зависимости от степени выраженности структур (углов падения). Так, на месторождениях с пологим залеганием пластов они составляют 2–5 м, при больших углах падения изогипсы — 10–25 м и более. При близких углах падения пластов расстояния между изогипсами остаются одинаковыми. Если углы увеличиваются, то, соответственно, сокращаются и расстояния между изогипсами; если углы уменьшаются, эти расстояния возрастают. Карта дает наглядное представление о строении данного горизонта, обеспечивает наиболее точное проектирование скважин, облегчает изучение залежей нефти и газа, помогает выявлению неоднородности пластов (толщины, пористости, проницаемости и т. п.). При построении структурных карт за базисную поверхность принимают уровень моря, от которого отсчитывают глубины горизонталей подземного рельефа.

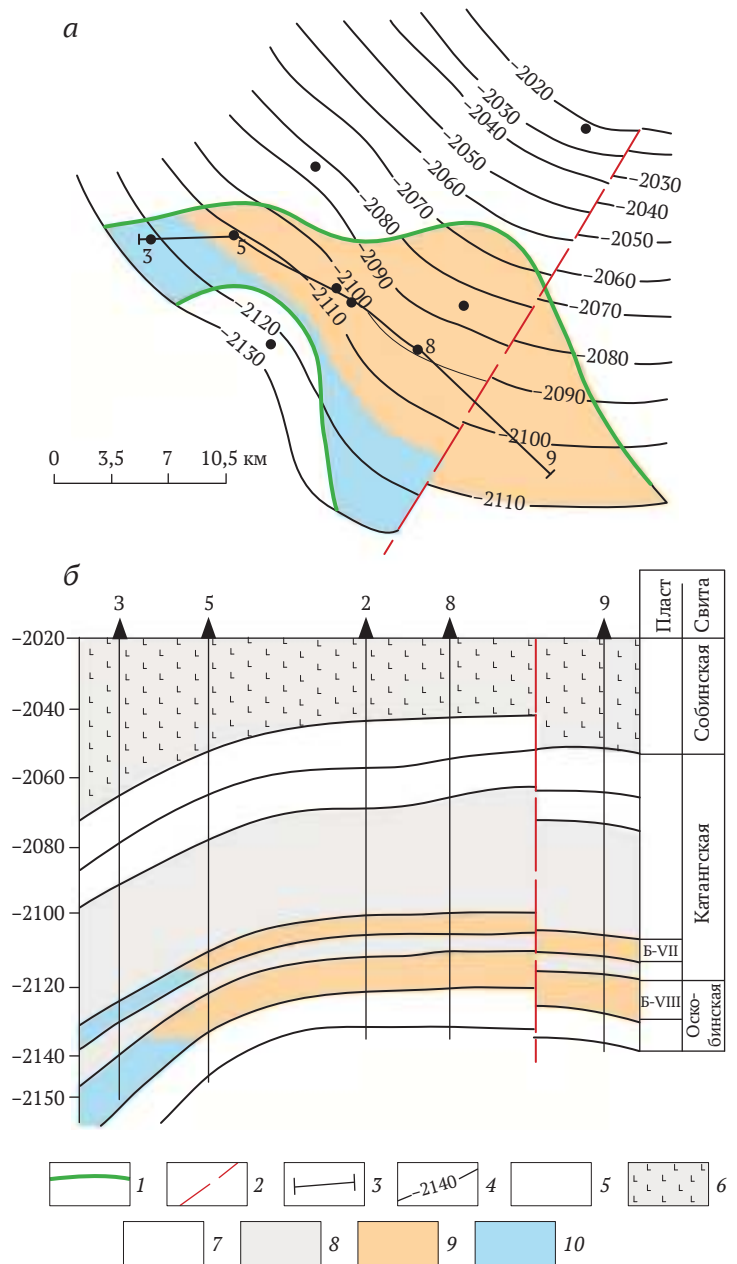


Рис. 22. Структурная карта (а) по кровле пласта Б-VII и геологический профильный разрез (б)

Оморинского месторождения: 1 — граница распространения коллектора; 2 — предполагаемое разрывное нарушение; 3 — линия геологического разреза; 4 — стратоизогипсы (м); 5 — долериты; 6 — терригенно-сульфатно-карбонатная порода; 7 — карбонатная порода; 8 — терригенно-карбонатная порода; насыщение песчаников: 9 — газом; 10 — водой [Нефтегазоносность древних..., 1990]

ГЛАВА 3

БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Буровое оборудование — это совокупность механизмов и приспособлений, применяемых для бурения скважин и ликвидации в них аварий, т. е. система взаимосвязанных сооружений, оборудования и коммуникаций, смонтированных на буровой площадке. Оно объединено в функциональные комплексы: спуско-подъемный; насосно-циркуляционный; противовыбросовый и для вращения БК; приводящиеся в действие силовым приводом. Оборудование этих комплексов, элементы силового привода и системы энергоснабжения располагаются крупными блоками на сборных металлических основаниях. Основным элементом комплекса является буровая установка — это сооружения и функциональные комплексы агрегатов, механизмов для бурения скважин и промывки их раствором с выносом на поверхность шлама; приготовления и очистки БР; выполнения СПО; ловильных работ при авариях и ликвидации осложнений; спуска и цементирования ОК; геофизических исследований и освоения скважин, испытаний перед сдачей их в эксплуатацию. Состав узлов установки, их конструкция определяется назначением скважины, условиями и способом бурения. Буровые установки включают следующие части: буровое оборудование (талевого механизм, насосы, лебедку, вертлюг, ротор, силовой привод и др.); буровые сооружения (вышку, сборно-разборные каркасно-панельные укрытия, приемные мостки и стеллажи); оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации СПО, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательную лебедку, краны для ремонтных работ, пульт контроля за бурением, посты управления); блок приготовления БР (очистки его от шлама и восстановления, насосы, емкости для химических реагентов, воды и раствора); манифольды (нагнетательную линию в блочном исполнении, состоящую из несколько трубопроводов, обычно закрепленных на одном основании, рассчитанных на высокое давление, снабженных запорной арматурой и буровыми рукавами); устройства для обогрева блоков буровой установки (теплогенераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для развода тепла). К буровым сооружениям относят также фундаменты под вышку, кустовые площадки, шламовые амбары. По назначению буровые установки нефтегазового комплекса используются: для эксплуатационного; глубокого разведочного; структурно-поискового и геофизического бурения; освоения, испытания и капитального ремонта скважин [Коршак, Шаммазов, 2007].

3.1. Буровая вышка

Буровая вышка — это часть буровой установки, предназначенная для спуска-подъема БК в скважину и удержания ее на весу во время бурения, спуска обсадных труб и размещения в ней талевого системы, буровых труб и другого оборудования. Вышки различаются по грузоподъемности, высоте и конструкции. Для бурения скважин до 4000 м используют вышки высотой 41 м, глубже — 53 м и более. Глубокие скважины бурят в основном с помощью вышек двух типов: башенных и мачтовых. У первых нагрузка передается на четыре опоры, а у вторых — на одну или две. Башенные чаще всего применяются на глубоких разведочных скважинах, а мачтовые — на эксплуатационных. Детали металлических вышек соединяют болтами, что обеспечивает их быструю сборку и разборку. Наиболее серьезной опасностью при работе на вышках является частичное или полное их разрушение при падении из-за слабого надзора за их состоянием в процессе длительной эксплуатации. Поэтому при установке вышки на новой точке необходимо учитывать преобладающее направление ветра и разворачивать вышку к ветру ребром, а также укреплять ее канатными растяжками [Баграмов, 1988; Коршак, Шаммазов, 2007]. Буровые вышки имеют металлические сварные основания (салазки) и при ровном рельефе местности могут перевозиться на новую точку в вертикальном (рис. 23) или горизонтальном положении без разборки. Буровое здание перемещают отдельно, если оно смонтировано на полозьях, или совместно с вышкой (при общем основании). Для этого тщательно готовят дорогу, по которой будут перевозить установку: вырубает и корчуют деревья, кустарники; выравнивают и утрамбовывают тяжелой техникой трассу шириной несколько десятков метров. Для сохранения устойчивости при перемещении в вертикальном положении вышка канатами крепится к тракторам или вездеходам, которые при движении находятся по разным сторонам от нее. В условиях пересеченной местности вышки разбирают и перевозят по частям.



Рис. 23. Транспортировка буровой вышки в собранном виде [nfaza.ru]



Рис. 24. Мачтовая вышка
А-образного типа [bno.su]

Мачтовые вышки бывают двухмачтовыми (А-образные) и одномачтовыми (с открытой передней гранью). По конструкции и способу монтажа они идентичны. Их изготавливают из цельносварных габаритных секций трехгранного или прямоугольного сечения, соединяемых между собой быстроразъемными или фланцевыми соединениями. Наиболее распространены двухмачтовые (рис. 24), состоящие из двух колонн, соединенных между собой вверху у кронблока связями и прикрепленных внизу к опорным шарнирам, на некотором расстоянии от которых ставят жесткие опоры — подкосы. Высота вышки определяет длину свеч буровых труб, извлекаемых из скважины, и от нее зависит продолжительность СПО. Чем больше длина свечи, тем на меньшее число частей необходимо разбирать колонну труб при смене долота. Сокращается и время последующей сборки колонны. Монтаж вышки мачтового типа производится на точке бурения. Их собирают в горизон-

тальном положении и поднимают в вертикальное с помощью специальных механизмов. В современных буровых установках используют порталы, служащие для поддержания вышки в вертикальном положении при ее эксплуатации [Басарыгин и др., 2002].

До начала сборки вышки готовят рабочую площадку размером 30×60 м и располагают на ней детали и секции ног вышки в соответствии с очередностью монтажных работ. Сборку мачт начинают с установки краном нижних секций в проушины основания (шарнирные опоры) и крепления их осями. Верхние концы секций устанавливают на выкладки из брусьев (монтажную опору) так, чтобы они находились в горизонтальном положении. Затем последовательно соединяют секции мачт между собой и крепят их болтами или замками. Обе ноги мачты можно собирать одновременно или поочередно. При этом проверяют их положение относительно продольной оси вышки. После сборки мачт устанавливают раму с кронблоком и козлами для его подъема и крепят ее к шарнирным опорам верхних секций. Вверху мачты соединяют между собой. Нижние секции мачты имеют регулируемые опоры, с помощью которых вышка центрируется. На собранные мачты устанавливают переходные площадки и маршевые лестницы, стояк, оттяжки, балконы с пальцами и люльками. Для устойчивости в вертикальном положении вышка снабжена подкосами.

Установка вышки в вертикальное положение — наиболее ответственная операция независимо от того, ведется она с помощью буровой лебедки, трактора-подъемника,

монтажной стрелы или специального подъемного устройства (рис. 25). При подъеме вышку выдерживают в приподнятом состоянии 5–10 мин для проверки надежного крепления всей системы. Затем приподнимают на высоту, обеспечивающую монтаж площадки верхового рабочего (люльки). После этого площадку обтягивают брезентом, крепят страховочные канаты к вышке и тракторам, расположенным на расстоянии 60–80 м от устья скважины. Устанавливают подкосы, све-



Рис. 25. Подъем собранной мачтовой вышки
[red-met.ru]

тильники, блоки подвески механических ключей и др. Дальнейший подъем вышки производят медленно, без рывков при безветренной погоде и хорошей видимости на медленной скорости лебедки или трактора. Постоянно ведут наблюдение за слабиной страховочных канатов, закрепленных за тракторами, попаданием подкосов в направляющие рамы башмаков и скольжением их по направляющим. Когда проушины подкосов войдут в щели башмаков, их шарнирно фиксируют при помощи пальцев. После подъема вышку закрепляют оттяжками и центрируют.

Транспортировка вышки с одного места на другое осуществляется в собранном виде вместе с платформой верхового рабочего в горизонтальном положении на специальном устройстве. При этом талевая система не демонтируется. При невозможности перемещения вышки в собранном виде из-за пересеченной местности она разбирается на секции и перевозится частями. Вышки мачтового типа, по сравнению с башенными, имеют ряд преимуществ: пониженную металлоемкость, что упрощает и ускоряет сборку и разборку их; открытое пространство между мачтами, позволяющее удобнее вести СПО и вспомогательные работы (легче поднимать трубы на буровую и потом убирать их на мостки); лучшую обзорность на буровой; возможность более простой перевозки с места на место и монтажа. Мачтовые вышки широко применяются в кустовом бурении и на передвижных буровых установках. Недостатки: высокая стоимость и меньшая устойчивость по сравнению с башенными [Зорина, 2005].

Вышки **башенного** типа (рис. 26) представляют собой правильную четырехгранную усеченную пирамиду решетчатой конструкции, состоящую из четырех наклонно расположенных ног, соединенных поясами и диагональными тягами. Вверху вышки устанавливается цельносварная рама, козлы для подъема кронблока и подкронблочная площадка (обычно 2×2 м). В вышках высотой 41 м размер основания составляет 8×8 м, а высотой 53 м и более — 10×10 м. Ноги вышки внизу имеют опорные плиты, за которые они болтами крепятся к фундаменту. На передней и задней гранях пира-



Рис. 26. Буровая вышка башенного типа
[dimdiimm.livejournal.com]

миды предусмотрены полураскосы (ворота), через которые внутрь вышки с приемных мостков поднимаются буровые и обсадные трубы, забойные двигатели и другие грузы. Высота проемов полураскосов составляет 8–12 м. На высоте ~ 15 м от основания находится площадка для обслуживания стояка манифольда и бурового рукава. В зависимости от длины используемых свечей из буровых труб вокруг вышки монтируется четырехсторонний балкон с квадратным пролетом в центре и выступающей внутрь вышки площадкой верхового рабочего (люльки). При использовании 41-метровой вышки балкон устанавливают на высоте 22,5 м от пола, так как свечи обычно равны 24–25 м. На 50 см ниже пола площадки устанавливаются устройства (пальцы), являющиеся упорами для верхних концов

свечей, размещаемых при подъеме инструмента вертикально внутри вышки (рис. 27). Пальцы прикрепляют к полу площадки верхового рабочего и поясу вышки хомутами. Верховой рабочий захватывает свечи специальным крючком на 20–80 см ниже муфты и заводит их за палец. Таким же образом он выводит свечи из-за пальца при спуске их в скважину. Обычно устанавливают две площадки с пальцами по обеим сторонам люльки, но при бурении сверхглубоких скважин напротив нее монтируют еще одну. На полу буровой соответственно положению пальцев ставят подсвечники, на которых при СПО размещают нижние концы свечей. Снаружи вышки сооружаются маршевые лестницы с переходными площадками. Лестницы должны плотно прилегать к граням вышки, иметь перила, нижние части которых обшиваются досками, чтобы не соскальзывали ноги при движении.

Башенные вышки собирают методом сверху вниз. Перед началом монтажа на вышечном основании ставят подъемник, внутри которого собирают верхнюю секцию и размещают на ней подкронблочные балки, козлы, кронблок и подкронблочную площадку,

а затем к собранному поясу подвешивают на мягких подвесках элементы ног секции. Пояс поднимают на высоту одной секции. Монтируют второй пояс и закрепляют диагональные тяги секции. Собранные секции устанавливают на подкладки из брусьев, уложенные на полу вышечного блока. К нижнему поясу готовой секции подвешивают на мягких подвесках элементы ног следующей секции. Затем пояс поднимают на определенную высоту и приступают к сборке следующей секции, наращивая ее к предыдущей. Одновременно монтируют балкон, лестницы, ограждения и пальцы. После сборки вышки подъемник демонтируют, а вышку центрируют относительно оси скважины. Центровку производят по отвесу, подвешенному к центру подкронблочной площадки, который должен совместиться с точкой пересечения шнуров, натянутых по диагонали между ногами вышки. После центровки натягивают оттяжки. Разбирается вышка при помощи подъемников в последовательности, обратной сборке [Коршак, Шаммазов, 2007].

Несколько иной вид имеют вышки для сверхглубокого бурения (рис. 28). Высота их около 70 м, и в отличие от других типов вышек они полностью обшиты материалом (деревом, железом и др.) для защиты от неблагоприятных погодных условий. Они занимают значительную



Рис. 27. Свечи из буровых труб, подвешенные внутри вышки на пальцах [yandex.by]



Рис. 28. Тюменская сверхглубокая скважина СГ-6

территорию, на которой кроме механизмов буровой установки размещены различные цеха, кернохранилище и исследовательские лаборатории. Бурение сверхглубоких скважин позволяет решать фундаментальные проблемы геологии: исследование земных пластов; изучение поведения пород и оборудования при высоких давлениях и температурах; поиск нефтегазоносных горизонтов на больших глубинах. Иногда результаты оказываются довольно неожиданными и заставляют пересмотреть теоретические представления, которые казались до этого очевидными.

3.2. Буровые механизмы и приспособления

Для бурения нефтегазовых скважин используется огромный комплекс механизмов и приспособлений, основными из которых являются: буровая лебедка, талевая система (кронблок, талевый блок, крюкоблоки, талевые канаты), элеватор, штропы, ротор, вертлюг, насосы, резиновые шланги, нагнетательный трубопровод, стояк, циркуляционная и пневматическая системы, превенторы, индикатор веса, шурф для ведущей трубы и др. [Сидоров, 1982; Баграмов, 1988; Советов, Жабин, 1991; Коршак, Шаммазов, 2007]. **Буровая лебедка** (рис. 29) предназначена для спуска и подъема БК, удерживания ее на весу или медленного опускания при бурении, спуска ОК, перемещения грузов и других вспомогательных работ. Буровая лебедка состоит из сварной рамы, на которой установлены подъемный и трансмиссионный валы; коробки перемены передач (КПП); тормозной системы, включающей основной (ленточный) и вспомогательный (регулирующий) тормоза; пульта управления. Все механизмы закрыты предохранительными щитами. Подъемный вал лебедки, получая вращение от КПП, преобразовывает его в поступательное движение талевого каната, подвижный конец которого закреплен на барабане подъемного вала. Нагруженный крюк поднимается лебедкой, а опускается вниз за очередной свечой под действием веса труб или талевого блока, крюка и элеватора. Для повыше-



Рис. 29. Буровая лебедка [yaoutrade.com]

ния коэффициента полезного действия во время подъема крюка с пустым элеватором или колонной их приводы делают многоскоростными. Переключение с высшей скорости на низшую и обратно осуществляется фрикционными оперативными муфтами, обеспечивающими плавное включение и минимальную затрату времени на эти операции. Во время подъема колонн различного веса скорости в КПП периодически переключают.

Талевая система (полиспаст) является грузонесущей частью буровой установки и состоит из неподвижного кронблока; подвижного талевого блока; гибкой связи (талевого каната, соединяющего неподвижный и подвижный блоки); бурового крюка и штропов, на которые подвешивают колонну буровых или обсадных труб; устройства для крепления неподвижного конца талевого каната (см. рис. 17). Она служит для преобразования вращательного движения барабана лебедки в поступательное перемещение крюка. Вверху вышки устанавливается рама, на которой смонтированы оси и опоры со шкивами (*кронблок*). Он представляет собой неподвижную часть талевой системы (рис. 30), предназначенную для СПО и ремонта скважин. В зависимости от грузоподъемности кронблоки изготавливают с различным числом канатных шкивов, расположенных на общей оси и закрепленных в чугунных опорах-подшипниках. Кронблоки закрыты кожухом.

Подвижная часть талевой системы, подвешенная на канате, называется *талевым блоком* (рис. 31). Он соединяется с крюкоблоком и в подвешенном состоянии располагается над устьем скважины, перемещаясь в вертикальном направлении. Подъем его ограничивается высотой вышки и безопасностью производства СПО. В талевом блоке число шкивов, через которые проходит талевый канат, на один меньше, чем в парном с ним кронблоке. Чаще всего кронблок состоит из шести роликов с желобами для стального каната, а талевый блок — из пяти. В отличие от кронблока талевый блок не испытывает усилий от натяжения ходового и неподвижного концов талевого каната, поэтому грузоподъемность его меньше, чем кронблока. Масса талевого блока должна быть достаточной для обеспечения необходимой скорости его спуска с пустым элеватором. Шкивы кронблоков и талевых



Рис. 30. Кронблок [oil.technoform.ru]



Рис. 31. Талевый блок [zen.yandex.by]

блоков имеют одинаковую конструкцию и размеры. Через канатные шкивы кронблока и талевого блока в определенном порядке пропускается стальной талевый канат, один конец которого («мертвый») крепится к рамному брусу вышки, а другой, ходовой (ведущий) — к барабану лебедки. При бурении подъемная система выполняет различные операции. В одном случае она служит для проведения СПО с целью замены изношенного долота, спуска, подъема и удержания на весу БК при отборе керна, ловильных или других работах в скважине, а также для спуска обсадных труб. В других случаях обеспечивает создание на крюке необходимого усилия для извлечения из скважины прихваченной БК или при авариях с ней. *Крюкоблоки* предназначены для подвешивания на них бурового инструмента и элеваторов при СПО (рис. 32). Они имеют преимущества: меньшую общую высоту, чем у талевого блока и крюка, вместе взятых, более компактную конструкцию. Недостаток их — большая масса.



Рис. 32. Крюкоблок
[en.bpht.cn]

Талевые канаты представляют собой стальные круглые 6-рядные канаты крестовой свивки. Пряди, соединенные в канат вокруг пластмассового или металлического сердечника, изготавливаются из высокоуглеродистой и марганцовистой очень прочной стали. Наиболее распространены канаты с металлическим и пластмассовым сердечниками диаметрами 28 и 32 мм. При глубинах бурения > 4000 м применяют канаты с первым, обладающим повышенным разрывным усилием и высокой поперечной жесткостью, повышающей его сопротивляемость раздавливанию. Струны талевого каната располагаются между шкивами кронблока и талевого блока и, в отличие от ходового и неподвижного концов, изменяют свою длину при подъеме и спуске крюка.



Рис. 33. Элеватор [continent-oil.ru]

Элеватор (рис. 33) служит для захвата и удержания на весу колонны буровых (обсадных) труб при СПО и других работах на буровой. Применяют элеваторы различных типов, отличающиеся размерами (зависят от диаметра труб), грузоподъемностью, конструкцией и материалом изготовления. *Штропы* являются соединяющим звеном между буровым крюком и элеватором, на котором подвешивается буровой инструмент или колонна труб. Бывают 1- и 2-струнные (рис. 34). *Ротор* — это редуктор (рис. 35),

передающий вращение вертикально подвешенной колонне труб от горизонтального вала трансмиссии при роторном бурении. Он периодически проворачивает инструмент при бурении забойными двигателями и удерживает колонны буровых (обсадных) труб при СПО. Ротор также используется при отвинчивании и свинчивании труб, ловильных и аварийных работах. Станина ротора воспринимает и передает на основание все нагрузки, возникающие при бурении и СПО. Внутренняя полость станины представляет собой масляную ванну. При отвинчивании долота или для предупреждения вращения БК от действия неактивного момента ротор стопорят защелкой. При передаче вращения ротору от двигателя через лебедку скорость его вращения изменяют передаточными механизмами лебедки или же сменой цепных колес. С помощью трансмиссии задаются обороты ротора, он приводится во вращение с пульта бурильщика.

Вертлюг (рис. 36), оставаясь неподвижным, обеспечивает свободное вращение (с помощью подшипника) БК, поддерживает ее вес и предотвращает скручивание каната. Он является промежуточным звеном между поступательно перемещающимся талевым блоком с крюком, буровым рукавом и вращающейся БК, которая при помощи замковой резьбы соединяется через ведущую трубу со стволом вертлюга. Он предназначен для подачи промывочной жидкости от насоса к забою и обеспечения возможности вращения труб с долотом при бурении и ремонтных работах в скважинах. Для подачи БР или газа перемещающийся вертлюг соединен с напорной линией *гибким резиновым шлангом*, один конец которого крепится к отводу вертлюга, а второй — к стояку на высоте, несколько больше половины его длины. При бурении



Рис. 34. Двухструнные штропы на роторе [postavshhiki.ru]



Рис. 35. Ротор и ведущая труба (квадрат) [ru.dreamstime.com]

забойными двигателями вертлюг используется для периодического проворачивания БК с целью предотвращения прихватов. Корпус вертлюга выполняется обтекаемой формы, чтобы он не цеплялся за детали вышки при перемещениях. **Буровой насос** (рис. 37) выполняет следующие функции: нагнетание раствора в БК для обеспечения циркуляции



Рис. 36. Вертлюг [td-ups.com]



Рис. 37. Буровой насос [russian.alibada.com]

в скважине при бурении и эффективной очистки забоя от шлама; промывку; ликвидацию аварий; создание скорости подъема раствора в ЗП, достаточной для выноса шлама на поверхность; подвод энергии к гидравлическому забойному двигателю. Подача промывочной жидкости от неподвижной нагнетательной линии к вертлюгу и далее к вращающимся буровым трубам осуществляется при помощи гибкого резинового шланга (рукава). **Нагнетательный трубопровод** (см. рис. 17) служит для подачи промывочной жидкости к стояку в буровой вышке. Для его изготовления используют буровые трубы, диаметр которых должен быть не менее диаметра выкидного патрубка насоса. **Стояк** — вертикально установленная в буровой вышке труба, предназначенная для подачи промывочной жидкости из нагнетательного трубопровода к буровому шлангу. К нижней части стояка для соединения с нагнетательным трубопроводом приваривают патрубки с фланцами. В верхней части стояка имеется фланец для присоединения резинового шланга.

Циркуляционная система служит для подачи БР от устья скважины к приемным емкостям, очистки его от шлама и дегазации. В этой системе аппараты устанавливаются в строгой последовательности: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросита) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) — блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклон).

При отсутствии газа в БР исключают ступени дегазации. При использовании неутяжеленного раствора не применяют глиноотделители и центрифуги. При очистке утяжеленного

раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители). Таким образом, каждое оборудование предназначено для выполнения вполне определенных функций и не является универсальным для всех геолого-технических условий бурения. Поэтому выбор оборудования и технологии очистки БР от шлама основывается на конкретных условиях бурения скважины. **Пневматическая система** служит для дистанционного управления агрегатами и механизмами буровой установки при эксплуатации, а также для питания сжатым воздухом пневмораскрепителей, пневматических двигателей буровых ключей, применяемых для навинчивания и развинчивания труб. Для механизации трудоемких работ буровые установки снабжают различными комплексами механизмов: пневматическими клиньями в роторе, автоматическими буровыми ключами (рис. 38), передвижными люльками, поворотными кранами, механизмами и автоматами СПО, регуляторами подачи долота на забой.



Рис. 38. Автоматический буровой ключ (АКБ) для навинчивания и развинчивания труб [mopo.lukoil.ru]

Для ликвидации начавшегося фонтанирования необходимо немедленно закрыть скважину, для этого на ее устье монтируют специальное противовыбросовое оборудование (**превенторы**) разных типов. При использовании *плашечных* превенторов (рис. 39) скважины перекрываются сдвигающимися к центру плашками, выполненными из специальной резины с металлической арматурой. Обычно на устье устанавливают два превентора, оснащенные плашками, соответствующими наружному диаметру труб, находящихся в скважине. Глухие плашки применяют для перекрытия всего сечения скважины. В универсальных превенторах

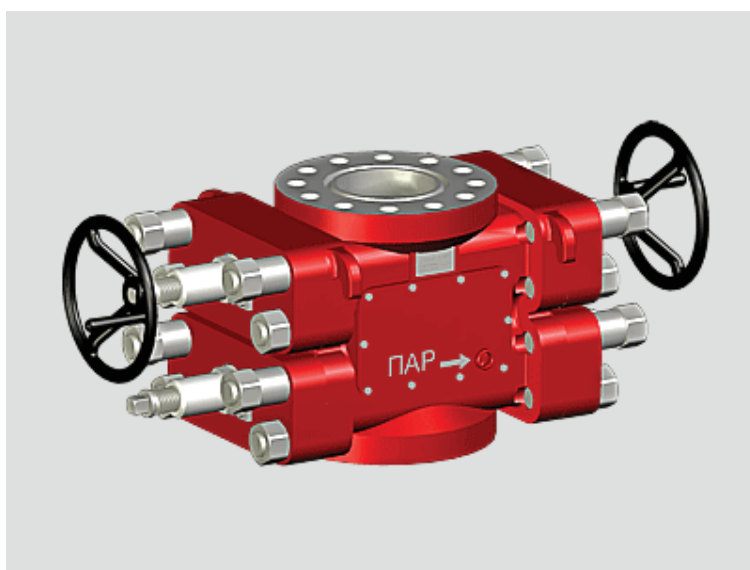


Рис. 39. Плашечный превентор [ru.all.biz]

ствол скважины глушат резиновым уплотнением, смонтированным в корпусе. Эти превенторы можно ставить на трубах различного размера и вида. *Вращающиеся* превенторы предназначены для автоматической герметизации устья скважины при бурении. Они позволяют вращать и расхаживать БК при закрытом превенторе.

Контроль параметров процесса бурения осуществляется в основном с помощью следующих приборов: индикатора веса, манометра, тахометра, моментомера, а также приборов для измерения механической скорости и проходки. **Индикатор массы (веса)** — прибор, при помощи которого при бурении определяется осевая нагрузка на долото и крюк талевого системы. **Шурф** — мелкая выработка в земле (несколько метров), находящаяся рядом с ротором и предназначенная для установки в нее ведущей трубы при СПО.

3.3. Буровая колонна

БК состоит из свинченных между собой буровых труб и является связующим звеном между оборудованием, находящимся на дневной поверхности (вертлюгом), и скважинным инструментом (долотом, испытателем пластов, ловильными принадлежностями и др.). Функции, выполняемые БК, определяются проводимыми в скважине работами. Главными из них являются следующие. При *механическом бурении* БК является каналом для подведения на забой энергии, необходимой для вращения долота: механической при роторном бурении, гидравлической при использовании забойных двигателей (турбобура, винтового двигателя), электрической при бурении электробурами. По трубам происходит круговая циркуляция рабочего агента (жидкости, газожидкостной смеси, газа), который направляется вниз к забою, захватывает шлам и далее по ЗП поднимается к устью скважины (прямая промывка). Колонна необходима для создания осевой нагрузки на долото. БК служит: для спуска и подъема долота, забойных двигателей, различных компоновок, контрольно-измерительных приборов; проработки ствола скважины, осуществляя промежуточные промывки для удаления шламовых пробок и др. При ликвидации осложнений и аварий, проведении исследований в скважине и испытании пластов БК предназначена: для закачки в пласт тампонирующих материалов; спуска и установки пакеров при проведении гидродинамических исследований пластов путем отбора или нагнетания жидкости; спуска и установки перекрывателей для изоляции зон поглощений; укрепления зон обвалов; установки цементных мостов; спуска ловильного инструмента и работы с ним; при бурении с отбором керна для спуска и подъема колонковой трубы [Баграмов, 1988; Коршак, Шаммазов, 2007; Дмитриев, 2008].

Компоновку БК выбирают с учетом опыта и условий бурения на данной и соседних площадях в близких геологических условиях. Колонна может состоять из однотипных труб, а также из различных их комплектов, отличающихся по диаметру, толщине стенки и материалу. При роторном бурении ее обычно составляют из стальных труб, при турбинном чаще используют комбинированную: из стальных труб в нижней части и алюминиевых в верхней. При роторном особое внимание обращается на проч-

ность, а при бурении гидравлическими забойными двигателями — на герметичность и гидравлические характеристики колонны. БК состоит из свинченных друг с другом ведущей трубы, буровых труб и утяжеленных буровых труб (УБТ). Верхняя часть БК, представленная ведущей трубой (квадратом), присоединяется к вертлюгу, а нижняя — к первой буровой трубе с помощью переводников. Кроме названных выше элементов, в компоновку БК могут включаться калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, промежуточные опоры для УБТ, обратные клапаны, фильтры, шламометаллоуловители, керноприемные устройства и другое специальное оборудование. Для наклонно направленного бурения или, наоборот, выправления уже искривленного ствола в состав БК включают отклонители, а для сохранения прямолинейности ствола скважины используют специальные компоновки нижней части колонны.

Чтобы вращающееся долото могло разрушать породы, необходимо создать определенное усилие. Поэтому, как только долото коснется забоя, на него переносят часть веса колонны буровых труб, тем самым создавая необходимую для разрушения породы осевую нагрузку, которая по мере углубления скважины уменьшается. Для поддержания ее на определенном уровне колонну буровых труб при помощи талевой системы и лебедки непрерывно опускают в скважину. Когда рабочая труба (квадрат) опустится в ствол на всю длину, колонну труб удлиняют (наращивают). Для этого останавливают насосы, колонну буровых труб поднимают из скважины на длину квадрата и подвешивают на специальном приспособлении (элеватор, клинья), которое опирается на ротор. Рабочую трубу отвинчивают от колонны труб и опускают в специальную скважину (шурф), расположенную рядом с ротором. Затем при помощи талевой системы внутри вышки поднимают подготовленную буровую трубу, длина которой должна быть меньше квадрата, и навинчивают ее на колонну буровых труб, подвешенную на устье скважины. Удлиненную колонну труб спускают в скважину, вновь навинчивают рабочую трубу, включают буровые насосы и, как только восстановится выход БР из скважины, начинают ротором вращать колонну труб, затем, опуская долото до забоя, возобновляют бурение. После износа долота насосы останавливают, отвинченную рабочую трубу спускают в шурф, затем поднимают колонну буровых труб из скважины. Эта повторяющаяся операция заключается в подъеме из скважины нескольких свинченных между собой буровых труб определенной длины (свечей), которая зависит от высоты вышки. Свечу отвинчивают от БК и устанавливают внутри вышки на специальном подсвечнике, верхний ее конец заводят за палец, находящийся в районе балкона верхового рабочего. После подъема из скважины всей колонны буровых труб изношенное долото отвинчивают и заменяют на новое, после чего приступают к спуску колонны буровых труб в порядке, обратном подъему. При спуске свечу прикрепляют с помощью специального приспособления к поднятой талевой системе (талевый блок с крюком), свинчивают ее с трубой, находящейся в скважине и стоящей на столе ротора, а затем спускают в скважину. После установки верхнего конца свечи на столе ротора с помощью клиньев или элеватора талевую систему вновь поднимают для зацепления новой свечи и т. д. Таким образом, бурение скважины любым способом (роторным или с помощью забойных двигателей) состоит из следующих повторяющихся операций: спуска в скважину нового долота на колонне буровых труб; разрушения им пород — механического

бурения; наращивания колонны труб по мере углубления скважины в процессе работы долота на забое; подъема колонны труб из скважины для замены изношенного долота.

Ведущая труба предназначена для передачи вращения от ротора к БК (роторное бурение) и долоту на забое. Эта труба обычно имеет квадратное (реже шестигранное) сечение и проходит через квадратное отверстие в роторе (см. рис. 35). Одним концом она присоединяется к вертлюгу, а другим — к обычной буровой трубе круглого сечения. Длина ведущей трубы определяет возможный интервал проходки скважины без наращивания инструмента. При малой длине увеличивается число этих операций и затраты времени на бурение скважины, а при большой — затрудняется их транспортировка.

Буровые трубы изготавливают из углеродистых и легированных сталей. Для навинчивания и развинчивания их используют автоматический буровой ключ (см. рис. 38). При бурении скважин применяют стальные буровые трубы с концами, высаженными внутрь и наружу (рис. 40); приваренными соединительными концами; блокирующими и стабилизирующими поясками. Для сокращения числа свинчиваний и развинчиваний труб при СПО их муфтами с резьбой соединяют в секции (свечи) (см. рис. 27). Буровые трубы всех типов изготавливают длиной 6,8 и 11,5 м, но в поставляемой партии всегда имеется 25 % труб длиной 8 м и 8 % — 6 м. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии навинченной муфты — интервалом от свободного торца ее до последнего витка резьбы другого конца трубы. Поскольку чаще всего используется вышка высотой 41 м, позволяющая иметь свечи длиной ~ 25 м, то каждая свеча может быть собрана из четырех труб длиной 6 м каждая, трех по 8 м или двух по 11,5 м. Свечи свинчивают с помощью буровых замков. Для увеличения веса и жесткости БК в ее нижней части (над долотом или забойным двигателем) устанавливают *утяжеленные* (толстостенные из хромоникельмолибденовых сталей) буровые трубы, которые при относительно небольшой длине их создают значительную нагрузку на долото и обеспечивают жесткость низа инструмента во избежание его продольного изгиба и неуправляемого искривления ствола скважины. Наиболее широко используются горячекатаные и сбалансированные УБТ.



Рис. 40. Буровые трубы [truboprodukt.ru]

Горячекатаные выполняются гладкими по всей длине и используются преимущественно при бурении забойными гидравлическими двигателями. Их изготавливают из сталей методом прокатки, из-за чего они недостаточно прочны, особенно в резьбовых соединениях. Кроме того, они имеют значительные допуски на кривизну, разностенность и овальность. При вращении УБТ это приводит к вибрациям ко-

лонны и значительным перегрузкам. Сбалансированные трубы используют в основном при роторном бурении. Канал у них просверлен, и поэтому он прямолинейный, а наружная поверхность подвергнута механической обработке, что дает равную толщину стенки и круглое сечение. На верхнем конце УБТ сделана конусная проточка для удобного захвата клиньями при СПО. Для уменьшения веса колонны при бурении глубоких скважин вместо стальных применяют трубы из алюминиевых сплавов (алюминия, меди и магния), которые называют *легкосплавными* буровыми трубами (ЛБТ). На их концах нарезается стандартная резьба. Применение ЛБТ позволило уменьшить вес колонны примерно в 2 раза. Кроме этого, у них есть другие достоинства. Гладкая внутренняя поверхность снижает гидравлические сопротивления примерно на 20 % по сравнению со стальными буровыми трубами одинакового сечения. Чистота внутренней поверхности ЛБТ достигается прессованием при изготовлении. Они диамагнитны, что позволяет зенитный угол и азимут скважины измерять инклинометрами, спускаемыми в БК. Однако ЛБТ имеют и ряд недостатков: их нельзя использовать при температурах $> +150\text{ }^{\circ}\text{C}$, так как прочностные свойства снижаются, а также в агрессивной (кислотной или щелочной) среде [Советов, Жабин, 1991].

Переводники (рис. 41) — это короткие толстостенные патрубки с резьбой (обычно замковой), служащие для соединения отдельных элементов БК к вертлюгу, забойному двигателю, долоту и т. д. Для БК изготавливают переводники следующих типов: П — переходные, М — муфтовые, Н — ниппельные. В зависимости от соотношений диаметров замковой резьбы на концах переводники могут быть различной конфигурации: цилиндрической и ступенчатой.

Калибратор (рис. 42) — элемент КНБК, размещенный непосредственно над долотом. Он предотвращает сужение скважины, прорабатывая ствол и поддерживая постоянным его диаметр. Кроме того, калибратор увеличивает жесткость КНБК, предотвращая ее от износа, а ствол скважины — от искривления, резких перегибов, образования желобов и выступов. Главная цель применения калибратора — придание стволу скважины формы правильного кругового цилиндра.



Рис. 41. Переводники [oskolbur.ru]

Центратор (рис. 43) применяют для центрирования нижнего направляющего участка БК в стволе скважины и предупреждения самопроизвольного его искривления, а также качественного разобщения пластов при цементировании. Все типы центраторов работают на принципе отжатия БК от стенки скважины. К ним предъявляется ряд требований: хорошее центрирование колонны; достаточная площадь контакта со стенками скважины при бурении, исключающая механическое внедрение в них центрирующих элементов; свободная проходимость по стволу; высокая износостойкость, хорошая динамическая балансировка (для вращающихся центраторов), исключающая биение и вибрацию. Кроме того, они облегчают спуск ОК за счет снижения сил трения между колонной и стенками скважины, способствуют вытеснению БР тампонажным, облегчению работ по подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет центрирования их верхних концов.

Стабилизатор (рис. 44) — элемент КНБК, служащий для ее центрирования и стабилизации направления скважины. Он предназначен для улучшения условий работы



Рис. 42. Калибраторы
[гнб-бурение.com]



Рис. 43. Центратор пружинный
[ppt-online.org]

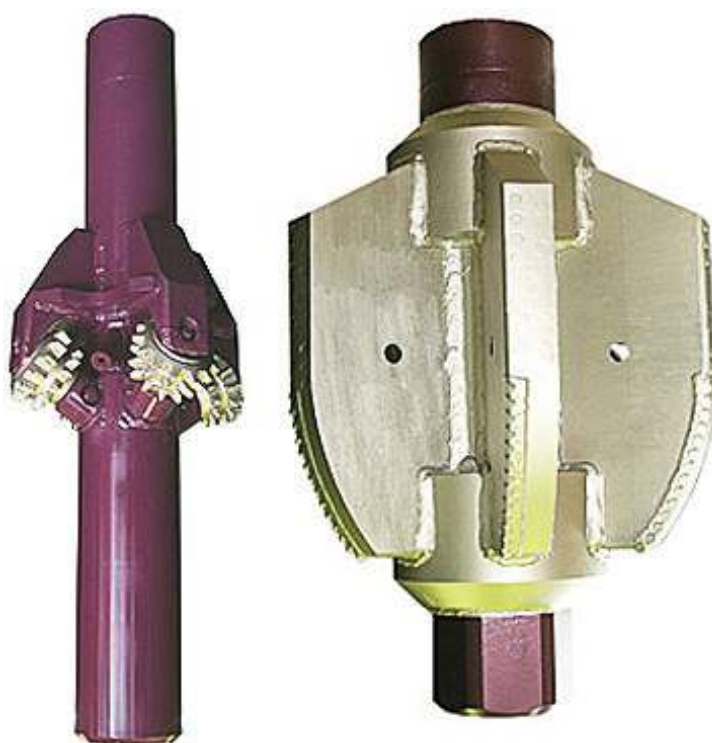


Рис. 44. Стабилизаторы [ufa.flamp.ru]

нижнего направляющего участка БК путем ограничения стрелы прогиба труб, особенно при наличии каверн, гашения поперечных вибраций бурового инструмента на контактах его с глинистой коркой. Конструктивно они аналогичны центраторам и калибраторам (только больше), и все требования, предъявляемые к последним, относятся и к ним.

Расширитель — часть компоновки БК с жестко фиксированными или раздвигающимися породоразрушающими элементами, позволяющий расширять ствол скважины на всю глубину или в отдельных интервалах при проходке долотами сплошного и колонкового бурения, а также для центрирования бурового инструмента. Применяются два вида расширителей: шарошечные (более распространенные) и лопастные (рис. 45).

Они состоят из корпуса, в котором на осях смонтированы три пары шарошек с небольшой конусностью, расположенных по окружности под углом 120° друг к другу [Сидоров, 1982].



Расширитель
шарошечный
РШ-558,8М-Р2031

Расширитель лопастной
1-РЛ711,0МС

Рис. 45. Расширители [volga.prom-rus.com]

3.4. Буровые долота

Долото — основной инструмент механического разрушения пород при бурении скважины. Оно проникает в породу и ломает ее вследствие перемещения: поступательного сверху вниз под действием осевой нагрузки на нее, создаваемой колонной буровых труб; вращательного, осуществляемого ротором или забойными двигателями. Для бурения нефтегазовых скважин применяются в основном следующие долота: шарошечные, лопастные, алмазные, фрезерные, ИСМ, специальные [Сидоров, 1982; Баграмов, 1988; Советов, Жабин, 1991; Булатов, Аветисов, 2007; Вадецкий, 2011]. Каждый тип имеет свои особенности и назначение (рис. 46). Выбор долот определяется способом бурения и физико-механическими свойствами пород. При вращательном бурении используют в основном шарошечные и лопастные долота. По характеру разрушения породы они подразделяются на следующие разновидности.

1. Режуще-скалывающие применяют для разбуривания вязких, пластичных и малоабразивных пород небольшой твердости. К этой группе относятся лопастные долота, рабочая поверхность которых имеет вид плоских лопастей.

2. Дробяще-скалывающие объединяют шарошечные долота с полуконическими элементами, которые предназначены для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких.

3. Режуще-истирающие разрушают породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, расположенными в торцевой части долота. Они применяются для бурения пород средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких с породами средней твердости и даже твердыми.

По назначению долота подразделяется для бурения: сплошным забоем; по кольцевому забою (с отбором керна) — бурголовки; для специальных работ в скважине (выравнивания и расширения ствола) и в ОК (разбуривания цементного камня и т. д.). По материалу породоразрушающих элементов долота делятся на четыре группы: стальные; твердосплавные; алмазные; алмазно-твердосплавные. При бурении нефтегазовых



Рис. 46. Классификация долот по назначению и воздействию на породу [bibliofond.ru]

скважин в основном применяют шарошечные долота дробяще-скалывающего действия с твердосплавной или стальной оснасткой, позволяющие разбуривать породы различной твердости. Как для сплошного, так и для колонкового бурения созданы долота, способные разрушать породу по любому из перечисленных выше принципов действия. Это облегчает их подбор согласно физико-механическим свойствам породы.

В зависимости от типа разбуриваемых пород для долот введена специальная маркировка: М — самые мягкие породы, несцементированные, пластичные (наносы, вязкие глины, сланцы, мягкие известняки); МЗ — мягкие, слабосцементированные, абразивные (песчаники, мергели); МС — мягкие, неабразивные, с пропластками пород средней твердости (мел, слабосцементированные песчаники, каменная соль, ангидриты, глинистые сланцы); МСЗ — мягкие, слабосцементированные, абразивные, с прослойками средней твердости (плотные глины с прослоями песчаников); С — пластичные и хрупко-пластичные неабразивные, средней твердости (плотные глины, глинистые сланцы, известняки); СЗ — абразивные, средней твердости (песчаники, песчанистые сланцы); СТ — хрупко-пластичные, средней твердости с пропластками твердых пород (песчаники и известняки с прослоями гипса, ангидриты); Т — твердые, неабразивные (известняки, доломиты); ТЗ — твердые, абразивные (окварцованные известняки и доломиты); ТК — твердые с прослойками крепких (известняки с прослоями доломитов); ТКЗ — абразивные, твердые с прослойками крепких (окремненные аргиллиты, известняки, доломиты, мелкозернистые сильно сцементированные песчаники); К — крепкие, абразивные (окремненные мелкокристаллические известняки, доломиты); ОК — очень крепкие, абразивные (граниты, кварциты, диабазы).

Шарошечное долото — универсальный породоразрушающий инструмент, состоящий из цилиндрических, конических или сферических шарошек, смонтированных на подшипниках скольжения, качения (или их сочетания). В зависимости от поставленных перед скважиной задач количество шарошек может быть от 1 до 6, реже более. Внешне они выглядят в виде зубьев различной длины и конфигурации. Встречаются также долота с впрессованными твердосплавными штырями. По конструкции корпуса они подразделяются на 2 вида: литой, к которому приварены лапы с цапфами для монтажа шарошек (рис. 47); секционный, сваренный из секций, на которых прикреплены шарошки. По принципу воздействия на породу они бывают дробящие и дробяще-скалывающие. Для первых характерно минимальное скольжение зубьев при перекачивании шарошки по забою, а также отсутствие фрезерующего действия периферийных зубьев на стенки скважины. У вторых увеличено их движение по стенке скважины и забою, тем самым формируется ствол нужного диаметра. Такое долото предназначено для абразивных и неабразивных пород любой твердости. Дробяще-скалывающий способ является более продуктивным, так как здесь сочетается дробящее действие с проскальзыванием шарошек по забою, за счет чего происходит дополнительное скалывание породы. Одношарошечные применяют для бурения на большие глубины. Максимальный положительный эффект достигается при работе с хрупкими породами (карбонатами, доломитами, известняками и др.). Двухшарошечные долота обычно используют для бурения скважин в геологоразведочных целях. Трехшарошечные — наиболее распространенные (см. рис. 47), за счет своей формы они оптимально вписываются в сечение круглой

скважины. Три конические шарошки, равномерно расположенные в корпусе долота, дают хорошую центровку и устойчивость вращающегося инструмента в стволе. Четырехшарошечные созданы для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях. Многошарошечные предназначены для бурения скважин большого диаметра.

подавляющее большинство нефтяных и газовых скважин в Западной Сибири пробурено трехшарошечными долотами диаметрами 190,5; 215,9; 269,9 и 295,3 мм. Они сделаны из высококачественных сталей с последующей химико-термической обработкой быстро изнашивающихся частей, а зубцы — из твердых сплавов. Шарошечные долота применяют при вращательном бурении для пород с разными физико-механическими свойствами, в том числе при чередовании высокопластичных маловязких пород и средней твердости. По материалу изготовления они делятся на следующие виды: фрезерованные стальные для бурения малоабразивных пород (М, МС, С, Т) или вставные твердые сплавы для абразивных пород (МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К, ОК). По расположению и конструкции циркуляционных каналов они бывают с центральной промывкой (Ц), боковой гидромониторной (Г), центральной (П) и боковой продувкой (ПГ). Шарошки долот вращаются вокруг оси буровых труб (при роторном бурении) или вала забойного двигателя (турбобура, электробура), производя при этом частые удары по забою. Благодаря такому характеру перемещения зубья шарошки оказывают на породу не только статическое, но и динамическое воздействие. В зависимости от формы шарошек и положения их осей относительно оси долота происходит чистое дробление или дробление со скалыванием. БР, подаваемый на забой через отверстия в долоте, должен охладить его и очистить забой от шлама, исключив повторное дробление породы. Гидравлическая

мощность раствора, превращаемая в промывочных отверстиях долота в кинематическую энергию струи жидкости, увеличивает проходку на долото и механическую скорость бурения.

Лопастные долота (рис. 48), в отличие от шарошечных, просты по конструкции и технологии изготовления. Они представляют собой кованный корпус, на котором размещаются лопасти. Их боковые грани армированы специальными зубцами, которые упрощают калибровку стенок скважин. Кроме этого, сами лопасти для повышения их износостойкости также армируются твердым сплавом. Чаще всего применяются при роторном бурении. Они имеют режуще-скалывающее действие и предназначены для разбуривания вязких и пластичных пород небольшой твердости (вязких глин, мягких глинистых сланцев и др.) и малой абразивности. Проходка за рейс долота в таких породах достигает несколько сот метров. Но из-за таких больших интервалов с неизбежным чередованием по-



Рис. 47. Трехшарошечное долото [drillbit.ru]

род (в том числе твердых и абразивных) часто наблюдается значительное уменьшение диаметра скважин, что приводит к необходимости расширения и проработки ствола перед спуском очередного долота. Кроме того, при бурении необходимо прикладывать к долотам большой крутящий момент. Режущие элементы долот находятся в постоянном контакте с породой и поэтому более интенсивно изнашиваются по сравнению с шарошечными. Они выпускаются нескольких разновидностей: 2Л — двухлопастные; 3Л, 3ИР — трехлопастные; ИР — истирающе-режущие; П — пикообразные однолопастные. При бурении нефтяных и газовых скважин чаще всего применяют трехлопастные (3Л и 3ИР) и шестилопастные (6ИР) долота. Для подвода БР к забою они снабжены промывочными отверстиями, расположенными между лопастями. Долото 3Л состоит из корпуса, верхняя часть которого имеет ниппель с замковой резьбой для присоединения к БК, и трех приваренных к корпусу долота лопастей, которые выполнены заостренными и слегка наклонными к оси долота в направлении его вращения (рис. 49). По принципу разрушения породы 3Л относят к режуще-скалывающему действию, так как под действием нагрузки лопасти врезаются в породу, а под влиянием вращающего момента скалывают ее. Долота 3Л предназначены для бурения в неабразивных мягких пластичных породах (тип М) и неабразивных мягких с прослойками средней твердости (МС). Для увеличения износостойкости их лопасти укрепляют твердым сплавом. У долот типа М в прорезанные по определенной схеме пазы на лопастях наплавляют зернистый твердый сплав (релит) и лопасть покрывают чугуном, а у МС в пазы укла-

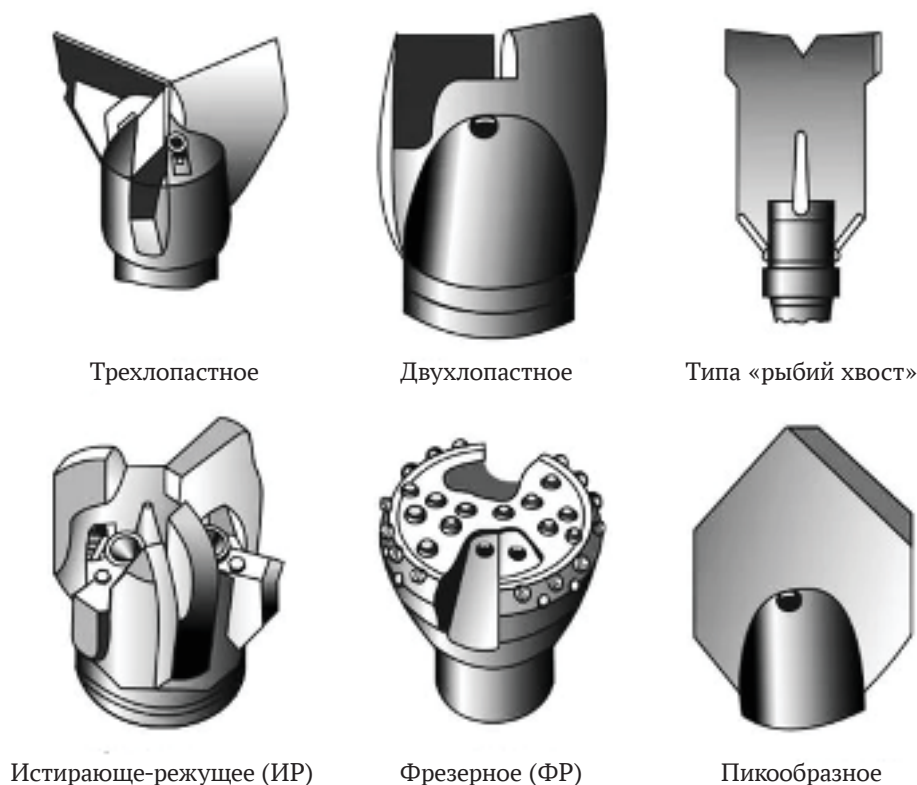


Рис. 48. Лопастные долота [drillbit.ru]



Рис. 49. Трехлопастное долото
3Л [exostra.ru]

дывают и припаивают твердосплавные пластинки и покрывают лопасти релитом. Долота 3Л выпускают диаметром от 120,6 до 489,9 мм.

Долота ЗИР (см. рис. 48), по сравнению с 3Л, имеют следующие отличительные особенности. Три лопасти выполнены притупленными и приварены к корпусу так, что они сходятся на оси долота, а не наклонены к ней. Лопасти армируются так же, как и у 3Л типа МС, но с дополнительным усилением кромок лопастей твердосплавными зубцами, контактирующих с забоем и стенкой скважины. Это позволяет долоту ЗИР разрушать породу резанием и истиранием абразивных мягких пород с прослойками средней твердости (тип МСЗ). Долота ЗИР выпускают диаметром от 190,5 до 269,9 мм. Долота 6ИР имеют три основные лопасти, предназначенные для разрушения породы на забое, и три дополни-

тельные укороченные, калибрующие стенку скважины. Основные лопасти притуплены и сходятся на оси долота. Дополнительные также притуплены и расположены между основными. Эти долота относятся к типу С, диаметр их от 139,7 до 269,9 мм. Лопастные долота имеют ряд существенных недостатков: интенсивный износ лопастей в связи с непрерывным контактом режущих и калибрующих кромок лопастей с забоем и стенками скважины; сужение ствола при бурении из-за быстрой потери диаметра долота; довольно высокий крутящий момент на вращение долота; слабая центрируемость на забое, приводящая к интенсивному искривлению. Из-за этого лопастные долота редко применяются при бурении нефтегазовых скважин.

Основная особенность **алмазных долот** — наличие в них алмазных режущих элементов (природных или синтетических) разной величины. Обычно используют наименее ценную разновидность природного алмаза, называемую карбонадо (абразивным техническим алмазом), или черным алмазом, который характеризуется меньшей твердостью, но значительно большей вязкостью, что для бурения очень важно. Алмазные долота, разрушающие породы микрорезанием, применяют на больших глубинах. Ими проходят породы мало- и среднеабразивные, средней и высокой твердости (известняки, аргиллиты, глинистые песчаники, мергели, доломиты, ангидриты, сланцы и т. п.), в которых проходка на шарошечное долото составляет 5–15 м. Такое долото состоит из стального корпуса с соединительной замковой резьбой и алмазонасушей головки (обычно медно-твердосплавной матрицы). Матрица разделена на секторы радиальными (или спиральными) промывочными каналами, которые сообщаются с полостью в корпусе долота. Ее изготавливают прессованием и спеканием смеси специально подобранных порошкообразных твердых сплавов. Для этого в пресс-форме размещают кристаллики природных или синтетических алмазов. Диаметр алмазных долот на 2–3 мм меньше соответствующих размеров шарошечных. Это вызвано созданием условий для перехода

к бурению алмазными долотами после шарошечных, у которых обычно по мере износа уменьшается диаметр. Алмазные долота выпускают диаметрами 91,4–292,9 мм.

Эти долота бывают спиральные, радиальные и ступенчатые (рис. 50). В первых рабочая часть имеет спирали с искусственными алмазами и промывочные отверстия. Спиральные применяются в турбинном бурении для разрушения мало- и среднеабразивных пород. У вторых рабочая поверхность состоит из радиальных выступов в форме сектора, оснащенных алмазами, а между ними находятся промывочные отверстия. Эти долота применяются при роторном и турбинном бурении для разрушения малоабразивных пород средней твердости. Последние долота имеют рабочую поверхность в виде ступенчатой формы. Они используются при роторном и турбинном бурении для проходки малоабразивных мягких и средней твердости пород. Срок службы и проходка на долото у них намного больше, чем у других, из-за чего сокращается число СПО. Достоинствами алмазных долот являются хорошая центрируемость их и формирование круглого забоя (в отличие от треугольной с округленными вершинами забоя при бурении шарошками). К их недостаткам относятся: крайне низкая механическая скорость бурения (обычно не > 3 м/ч, а у шарошечных — до 120 м/ч); узкая область применения (исключаются абразивные породы); повышенные требования к подготовке ствола и забоя.

Фрезерное долото, по сравнению с другими типами, проще по устройству, значительно прочнее и устойчивее. Конструкция его представляет собой удлиненный монолитный корпус, в который запрессованы дробящие элементы (штыри), усиленные твердосплавными металлами (рис. 51). Промывочным устройством служат один или несколько каналов в корпусе долота. Они используются как для бурения скважины, так и для измельчения оставшихся на забое металлических и бетонных предметов.



Рис. 50. Алмазные долота [srvbits.ru]



Рис. 51. Фрезерное долото
[burfreza.zu]

мелкокристаллические алмазы и дробленый карбид вольфрама. Обладая повышенной износостойкостью (в сравнении с лопастными и фрезерными долотами), более низкой стоимостью и улучшенной проходимостью по скважине (в сравнении с алмазными), ИСМ отличаются высокой надежностью. Из-за сверхтвердых вставок они редко выходят из строя и для них не требуется подготовка ствола скважины перед их спуском в скважину. Долота ИСМ выпускают трех разновидностей: режущего действия, торцевые (зарезные) и истирающие. При этом



Рис. 52. Долота ИСМ [studwood.ru]

Эта функция привела к выделению и совершенствованию отдельной их разновидности (фрезеров), которые незаменимы для бурения нефтегазовых скважин. Несмотря на все достоинства, существует и ряд ограничений: не подходят для вязких и пластичных пород; малая механическая скорость и проходка на долото в твердых и крепких породах; довольно примитивный способ промывки. Поэтому его чаще всего используют в качестве вспомогательного.

Долота ИСМ — особая разновидность долот (рис. 52), разработанная Институтом сверхтвердых материалов (ИСМ) и предназначенная для разрушения резанием и истиранием неабразивных мягких пород (М), перемежающихся по твердости (МС) и средней твердости (С). Отличие ИСМ от других долот в том, что их породоразрушающие элементы покрыты сверхтвердым материалом «Славутич», в состав которого входят

торцевые (зарезные) и истирающие. При этом режущие похожи на лопастные, торцевые — на фрезерные, а истирающие — на алмазные. Режущими бурят глубокие скважины в мягких и среднепластичных породах. Торцевые применяются при забуривании нового ствола и ликвидации аварий. Истирающими долотами ИСМ бурят скважины в малоабразивных осадочных породах. Диаметры долот ИСМ от 91,4 до 391,3 мм. Они менее чувствительны к динамическим нагрузкам и неоднородностям пород. Преимуществами ИСМ являются их значительная проходка на долото, достигающая нескольких сотен метров, и относительно высокая

рейсовая скорость. Недостатки: узкая область применения (только в неабразивных породах М, МС и С); высокий момент на вращение долота, ограничивающий применение забойных двигателей.

К **долотам специального назначения** относятся пикообразные и эксцентричные. Первые (пикобуры) имеют заостренную лопасть, по форме напоминающую пику (см. рис. 48). Их используют при разбурировании цементных пробок в ОК и открытом стволе, проработке (расширении) ствола, не закрепленного ОК, и ликвидации аварий. Пикообразные долота всегда двухлопастные, их не армируют твердым сплавом, чтобы не повредить обсадные трубы. Эксцентричные долота применяют реже и обычно при забурировании нового ствола, а также для образования его новых интервалов, диаметр которых должен быть больше диаметра остального ствола. Их изготавливают по типу пикообразного и двухлопастного.

В процессе бурения скважины периодически отбирают породы в виде нетронутых цилиндров (кернов) для составления стратиграфического разреза, изучения литологической характеристики пород, выявления содержания нефти, газа в толщах и т. д. Для извлечения на поверхность керна применяют **колонковое долото**. В зависимости от свойств породы используют шарошечные, алмазные, лопастные и ИСМ буроголовки (рис. 53). Разрушающие элементы в ней смонтированы таким образом, чтобы порода в центре забоя скважины при бурении не разрушалась. Основными элементами всех долот являются: пустотелый цилиндр (корпус с вмонтированными в торце разрушающими элементами), в верхней части которого имеется резьба для соединения с буровыми трубами или забойным двигателем; промывочные отверстия для подачи струй жидкости или газа на забой; породоразрушающие элементы. Колонковое долото углубляет забой в виде кольцевой выработки, а остающийся цилиндрический цилиндр породы поступает через центральное отверстие долота в кернаприемную трубу (грунтоноску, рис. 54), оснащенную в нижней части кернарвателем и кернадержателем. Пробурировав в заданном интервале ствол, буровую колонку с долотом и кернаприемной трубой поднимают на поверхность. При этом в момент отхода долота от забоя кернарватель от-



Рис. 53. Типы буровых головок: 1 – шарошечные; 2 – лопастные/PDC; 3 – алмазные; 4 – ИСМ [en.ppt-online.org]

деляет своими пружинами столбик породы и удерживает его в керноприемной трубе до извлечения на поверхность. За один прием отбирается несколько метров керна. Затем его поднимают, вынимают из керноотборного снаряда, промывают и укладывают согласно глубине отбора в деревянные ящики, которые состоят из нескольких секций длиной по метру каждая для удобства определения глубины взятия пробы (рис. 55). Геолог на ящиках подписывает интервалы отбора и отделяет их друг от друга прокладками из картона или фанеры, указывает низ и верх керна, проводит его первичное описание и затем отправляет на базу предприятия. Здесь его еще раз тщательно промыв-



Рис. 54. Снаряд для отбора керна [burintekh.ru]



Рис. 55. Керн в ящиках для хранения [semey.satu.kz]

вают, осматривают, описывают и отбирают образцы для литолого-стратиграфических, петрофизических, геохимических и других лабораторных анализов. Поднятый керн обычно состоит из небольших столбиков-цилиндров, на которых иногда указывают порядковый номер (обычно в опорных и сверхглубоких скважинах), начиная с самых верхних. Если керн случайно будет высыпан из ящиков, то его, не нарушая глубинной последовательности отбора, можно будет собрать по номерам. Пропитанный нефтью керн заматывают легкой тканью (обычно марлей) и заливают парафином, чтобы легкие фракции не улетучились и сохранились для дальнейших исследований. Поступивший в хранилище керн перекладывают в картонные коробки из двух секций по 1 м каждая и ставят на стеллажи. Оттуда его для просмотра или отбора образцов на анализы снимают специальным подъемником.

По способу установки в корпусе колонкового набора и буровой головке существуют колонковые долота со съёмной и несъёмной грунтоноской. Если отбор керна производят в интервале, превышающем длину керноприемной трубы, а работоспособность одного колонкового долота достаточна для всего интервала отбора, то используют съёмную грунтоноску. Ее периодически, по мере заполнения керном, извлекают на поверхность специальным ловителем, спускаемым в БК на канате. Освобожденную от керна, ее опускают в скважину, устанавливают в колонковом долоте и продолжают бурение с отбором керна в следующем интервале. Съёмные грунтоноски применяют при турбинном бурении, а несъёмные — при роторном. В последнем случае для подъема керна приходится извлекать всю колонну. При колонковом бурении сокращаются осевые нагрузки и, соответственно, энергетические затраты. К недостаткам относятся следующие: в трещиноватых породах нередко керн заклинивается, что приводит к дополнительному извлечению колонковой трубы и выбиванию керна; быстрое притупление коронки из-за ее перегрева и прихватывания в твердых породах; при этом приходится уменьшать скорость, осевую нагрузку и применять охлаждающую жидкость.

ГЛАВА 4

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

При вращательном бурении в скважине постоянно циркулирует поток жидкости, которая является один из главных факторов, обеспечивающих эффективное, экономичное, безопасное выполнение и завершение бурения. Ее принято называть БР, или промывочной жидкостью. В мировой практике наблюдается тенденция роста глубин бурения скважин и, как следствие, увеличение опасности возникновения при этом различных осложнений. Кроме того, постоянно ужесточаются требования более полной и эффективной эксплуатации нефтегазонасыщенных пород. В этой связи БР должен иметь состав и свойства, которые обеспечивали бы возможность борьбы с осложнениями и не оказывали негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Условия бурения скважин (глубина, диаметр, температура, залегание и свойства пород) весьма различны не только для разных площадей, но и для отдельных участков одного месторождения. Поэтому БР также должны обладать различными свойствами не только на разных участках бурения, но и по мере углубления одной скважины. Однако самый высококачественный для данной скважины раствор может оказаться непригодным для другой скважины и в иных условиях бурения. Поэтому его параметры определяются еще на этапе проектирования. При бурении на раствор влияет шлам, изменяя его параметры. Он может быть разбавлен пластовыми водами или испытывать влияние высокой температуры. В результате этих воздействий в нем происходят сложные физико-химические процессы, изменяющие его свойства. Поэтому необходимо контролировать функции раствора путем измерения его параметров в ходе бурения скважины и восстанавливать их.

Назначение БР: очистка забоя от шлама и вынос его на поверхность, передача энергии турбобуру или винтовому двигателю, предупреждение поступления в ствол флюидов из пластов, удержание шлама во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции, охлаждение и смазывание вращающихся деталей долота, уменьшение трения буровых труб о стенки скважины, предотвращение обвалов пород со стенок и уменьшение их проницаемости благодаря коркообразованию. Эти функции зависят от взаимодействия раствора с породами. Их успешное выполнение обеспечивает быстрое углубление, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивного пласта [Ахмадеев, Данюшевский, 1981; Рябченко, 2008].

При бурении скважин промывочная жидкость циркулирует по замкнутому контуру. Промывка основана на использовании энергии струи закачиваемой в скважину жидкости для разрушения песчаной пробки в стволе, захвата шлама на забое и выноса их на поверхность. Все существующие системы промывки делятся на две группы: с выходом раствора на поверхность и внутрискважинной циркуляцией. В зависимости от направления движения промывочной жидкости по отношению к буровому инструменту промывка с выходом ее на поверхность осуществляется по одной из схем: прямой, обратной и комбинированной. При прямой промывочную жидкость прокачивают насосом через нагнетательную линию, стояк, гибкий шланг и вертлюг в буровые трубы (рис. 56). Для усиления струи на конец труб навинчивают наконечники (кососрезанную трубу, насадку, фрезу и др.). Дойдя до забоя, она захватывает шлам и выносит его на поверхность, двигаясь вверх между стенкой скважины и БК. На поверхности раствор последовательно очищается от шлама с помощью вибросит, гидроциклона, центрифуги и других механизмов, затем снова подается в скважину. При непрерывной прямой промывке применяют промывочную головку, которая позволяет наращивать трубы почти без прекращения прокачки жидкости. Промывку ведут до тех пор, пока из ЗП не будет выходить сравнительно чистая жидкость. Достоинством прямой промывки является увеличение скорости бурения, что достигается расклинивающим действием потока жидкости, из-за чего снижается механическая прочность пород. Кроме того, при бурении в слабых грунтах можно подобрать специальный состав жидкости для промывки, который будет обеспечивать закрепление стенок скважины. В целом благодаря технологической простоте и эффективности прямой способ промывки скважины наиболее

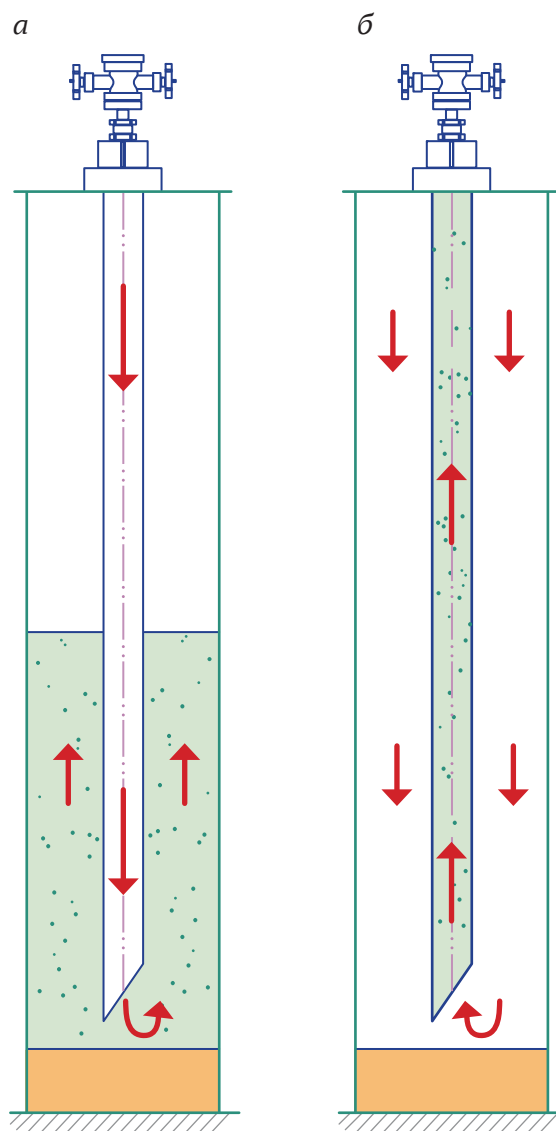


Рис. 56. Прямая (а) и обратная (б) промывка скважин [petroleumjournal.kz]

распространен в бурении. Его недостатки: сравнительно низкая скорость восходящей жидкости, вследствие чего размытый песок и шлам медленно поднимаются вверх; появление песчаных пробок при бурении из-за теплового воздействия на залежи; перед наращиванием труб необходимо дополнительное время на промывку скважины «до чистых вод»; требуется большое количество жидкости, особенно при бурении долотами больших размеров [Булатов и др., 2009].

Обратная промывка используется при аварийных ситуациях, малой мощности оборудования и увеличенном диаметре ствола. Перед ее началом устье скважины герметизируют промывочной головкой (сальником). При этом методе жидкость нагнетается насосами в скважину по ЗП к забою, затем через отверстия долота попадает в буровые трубы и далее выносится на поверхность. Обратная промывка имеет ряд преимуществ перед прямой: 1) восходящий поток жидкости двигается намного интенсивнее, чем при прямой, что позволяет выносить крупные частицы шлама, а также поднимать керн без остановки бурения; 2) почти полностью исключается прихват труб, так как выносимая порода проходит через буровые трубы, а в ЗП течет чистая жидкость; 3) промывку можно производить при меньших давлениях на выкиде насоса, поскольку необходимая для выноса песка скорость струи может быть достигнута при сравнительно небольших расходах жидкости.

Наряду с преимуществами обратная промывка имеет недостатки: требуется специальное оборудование для герметизации устья скважины; разрушение стенок при работе на мягких породах и частые аварийные ситуации из-за разрыва горизонтальных пластов; керн при воздействии на его торцевую часть потоком промывочной жидкости частично разрушается во время его подъема на поверхность; невозможно обеспечить нормальный процесс бурения при наличии поглощающих горизонтов, в которых теряется полностью или частично промывочная жидкость. Из-за сложной организации обратной промывки она применяется редко. Этот способ нельзя использовать для ликвидации очень плотных пробок, так как скорость нисходящей струи в кольцевом пространстве мала и не всегда может их размыть. Для этих целей применяют комбинированную промывку, которая объединяет достоинства прямой и обратной. Так, для размыва пробки жидкость сначала нагнетают в трубы, т. е. осуществляют прямую промывку. Затем после размыва некоторой порции песка для быстрого выноса его на поверхность направление движения жидкости меняется на противоположное, т. е. происходит обратная промывка. Подобная циркуляция позволяет тщательно очистить ствол от пробок, а забой от шлама — обеспечить максимально возможный выход керна. Основным недостатком комбинированной промывки — необходимость остановки процесса для переключения с прямой на обратную, что может привести к прихвату инструмента. К тому же этот способ сложен технологически, из-за чего используется редко [Рязанов, 2008; Булатов и др., 2009].

4.1. Требования к буровым растворам

Состав БР зависит от типа разбуриваемых пород, диаметра и глубины скважины и т. д. БР по частоте применения можно расположить в следующий ряд: аэрированная

вода — на водной основе — на углеводородной. Их подбирают с учетом предупреждения осложнений и аварий в процессе бурения. К ним предъявляют следующие требования: жидкая основа должна быть маловязкой и иметь наибольшее поверхностное натяжение на границе с породами; концентрация глинистых частиц в твердой фазе раствора должна быть минимальной; БР должен быть химически нейтрален по отношению к породам, не вызывать их измельчение и набухание, не оказывать вредного влияния на инструмент и забойные двигатели (коррозию, абразивный износ и т. д.), легко прокачиваться и очищаться от шлама, быть безопасным для обслуживающего персонала и окружающей среды, удобным для приготовления и очистки, недорогим, многократно использоваться [Сидоров, 1982; Рязанов, 2008; Булатов и др., 2009]. Успешное выполнение этих требований зависит во многом от геолого-технических условий бурения. В каждом конкретном случае нужно выбирать раствор с учетом технических особенностей буровой установки, оперативности снабжения ее материалами.

Вся выбуренная порода должна удаляться с забоя и из ствола скважины (рис. 57) во избежание ее повторного измельчения и преждевременного износа долота. Качество очистки забоя зависит от степени турбулизации (завихрения) жидкости в призабойной зоне: чем она выше, тем лучше и быстрее удаляется шлам. На характер течения жидкости существенно влияет частота вращения бурового снаряда, а также конструкция и расположение промывочных отверстий в долоте. Способность раствора удалять шлам из скважины зависит частично от характеристик и скорости циркуляции его в кольцевом пространстве между буровой трубой и стенкой скважины. Когда мощности насоса недостаточно для необходимой скорости восходящего потока раствора, чтобы эффективно удалить шлам, увеличивают его вязкость и предел текучести. Однако это приводит к ухудшению условий очистки БР и росту гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе. При бурении долото нагревается за счет трения о породы на забое и БР *охлаждает* его. Эффективность этого процесса зависит от расхода раствора, его теплофизических свойств и начальной температуры, а также от размеров и конструкции долота. Раствор также охлаждает буровые трубы, нагревающиеся от трения о стенки скважины. БР обладают относительно высокой теплоемкостью, поэтому функция охлаждения выпол-

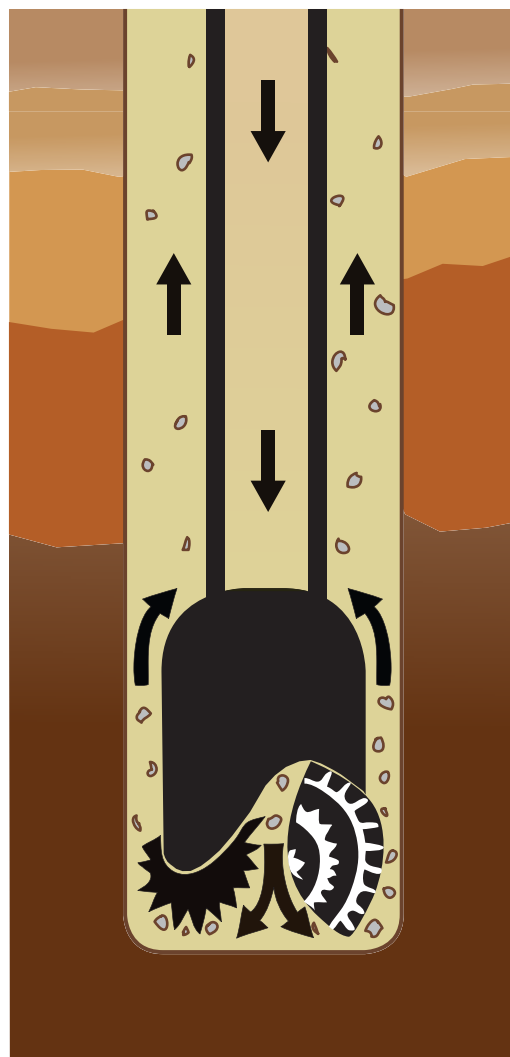


Рис. 57. Вынос шлама из скважины прямой промывкой [turkaramamotoru.com]

няется даже при небольших их расходах. *Удержание* частиц шлама и утяжелителя во взвешенном состоянии в промывочной жидкости, находящейся в скважине, необходимо для предотвращения прихватов инструмента при прекращении циркуляции. Для выполнения этой функции БР должен обладать тиксотропными свойствами, т. е. способностью превращаться при отсутствии движения из золя (коллоидного раствора с жидкой или газообразной дисперсной средой) в гель (студенистое вещество) с образованием структуры определенной устойчивости и отсутствием текучести.

Одной из функций БР является облегчение процесса *разрушения* пород на забое. Активное воздействие его на забой обусловлено в основном кинетической энергией потока на выходе из отверстий долота. Эффект гидродинамического воздействия усиливается путем подбора площади сечения и расположения каналов на долоте, через которые жидкость попадает на забой. Эта функция БР наиболее эффективна в рыхлых породах. Разрушение пород на забое облегчается за счет понижения их твердости. Породы неоднородны по прочности, имеют слабые места в кристаллической решетке, а также микротрещины, пронизывающие кристаллы. Жидкость участвует в механическом разрушении пород, проникая в зону с повышенной трещиноватостью. Активность жидкости может быть повышена добавками к ней специальных веществ — понизителей твердости, которые, проникая в породы по микротрещинам, образуют на их поверхности адсорбционные пленки. Последние производят расклинивающее действие у поверхности пород, усиливая их разрушение.

Сохранение устойчивости стенок скважины — обязательное условие процесса бурения. Смачивание рыхлых пород жидкостью резко уменьшает прочность стенок скважины и, следовательно, их устойчивость. Чем дальше распространяется зона смачивания, тем интенсивнее идет разрушение стенок. Этот процесс усиливается размывающим действием жидкости при наличии в ней веществ, снижающих прочность пород. Чтобы избежать этого, подбирают специальный рецепт жидкости, вводя в нее компоненты, придающие крепящие свойства. Кроме того, ряд промывочных жидкостей содержит твердую фазу, которая, отлагаясь при фильтрации в порах и тонких трещинах, образует малопроницаемую для нее корку. Последняя, обладая определенной механической прочностью, связывает слабосцементированные частицы пород, замедляет или останавливает дальнейшее распространение смоченной зоны вокруг ствола. Сохранению устойчивости стенок скважины способствует гидростатическое давление промывочной жидкости. Однако с его ростом увеличивается интенсивность проникновения ее в породы, падает механическая скорость бурения. В этих условиях еще более повышается изолирующая и закрепляющая роль фильтрационной корки. Большее значение давление жидкости приобретает при проходке трещиноватых пород, способных выдавливаться в скважину под действием горного давления (например, соли). Создание высокого давления позволит сохранить устойчивость стенок.

Промывочная жидкость должна *сохранять проницаемость продуктивных горизонтов*, что особенно важно при бурении на нефть и газ, так как часть скважин может впоследствии использоваться в качестве эксплуатационных. Поскольку в процессе фильтрации промывочных жидкостей на поверхности пород в устьевых частях пор и трещин откладывается корка из частиц твердой фазы, продуктивность в ПЗП умень-

шается. Это приводит к снижению дебита скважин, искажению подсчетов запасов и оценке проницаемости пород. Причем уменьшение проницаемости этой зоны может быть необратимым. Во избежание отрицательного воздействия жидкости на продуктивный пласт корка должна легко разрушаться, а твердые частицы вымываться из каналов фильтрации. Кроме того, снижение проницаемости ПЗП возможно вследствие действия фильтрата БР на глинистый цемент пород коллекторов. Для предотвращения возможных осложнений необходимо использовать промывочную жидкость, не отфильтровывающую дисперсионную среду в стенки скважины. Это достигается подбором твердой фазы промывочной жидкости и введением специальных компонентов.

Одной из функций БР является *передача энергии от насосов на поверхности к забойным механизмам* (турбобурам, винтовым двигателям). Количество раствора определяется характеристиками забойных механизмов и условиями бурения. Энергия, затрачиваемая на привод насоса, расходуется, кроме того, на преодоление гидравлических сопротивлений при циркуляции промывочной жидкости в скважине. Технические возможности насосов ограничены, поэтому количество подведенной к забойному двигателю энергии будет зависеть от потерь напора при циркуляции жидкости. Поскольку на подачу насоса влияют геологические условия бурения и расход жидкости, требуемый для устойчивой работы забойного механизма, то главным регулирующим фактором энергетических затрат остаются реологические свойства (текучесть) жидкости. Поэтому при использовании забойных механизмов стремятся максимально уменьшать ее текучесть. В скважинах всегда проводится комплекс *геофизических исследований*, позволяющих уточнить геологический разрез и измерить ряд важных характеристик пласта. Эффективность таких работ зависит от качества промывочной жидкости. Так, при повышенных реологических параметрах геофизические приборы могут зависать в скважине, тогда как буровой инструмент из-за своей тяжести опускается свободно. Иногда параметры промывочных жидкостей влияют и на показания приборов. Все это должно учитываться при выборе жидкости.

БР должны предохранять оборудование от *коррозии и абразивного износа*. Коррозия вызывается в основном действием солей и кислорода воздуха, растворенных в промывочной жидкости, реже сероводородом, поступающим из пород. Абразивному износу способствуют твердые частицы, попадающие в раствор при его приготовлении или в процессе бурения. Совместное действие абразивного износа и коррозии усиливает разрушение металла, приводит к преждевременному выходу из строя оборудования и авариям. Поэтому при выборе промывочной жидкости необходимо учитывать ее коррозионную и абразивную активность. Первую снижают введением специальных добавок — ингибиторов коррозии, вторую — регулярной очисткой промывочных жидкостей на поверхности от твердых абразивных частиц. Для снижения *поглощения* БР пластами или, наоборот, предотвращения *флюидопроявлений* из него раствор должен обладать закупоривающими свойствами. Это достигается введением измельченных веществ — наполнителей. Отлагаясь в трещинах, его частицы создают каркас, на котором осаждается твердая фаза, формируя изоляционные тампоны. Постепенно они смыкаются, образуя в поглощающем пласте водонепроницаемую завесу. Частицы наполнителя должны равномерно распределяться в жидкости, поэтому необходимо, чтобы она обладала опреде-

ленной структурой, препятствующей их осаждению. Размеры частиц наполнителя и его концентрация не должны существенно ухудшать работу насосов. При прохождении про- ницаемых или с низким давлением пластов из них в скважину могут поступать флю- иды, вызывая различные осложнения. Этот процесс предупреждают регулированием гидростатического давления, величина которого во многом зависит от плотности жид- кости и высоты ее столба. БР должен обладать *пониженным коэффициентом трения*. Этого добиваются введением в него специальных органических или комбинированных добавок, в результате чего образуется эмульсия, обладающая смазочными свойствами. Такие жидкости обеспечивают ряд дополнительных положительных эффектов: увеличе- ние механической скорости; повышение стойкости буровых труб; снижение мощности на вращение колонны труб; уменьшение потерь напора при циркуляции.

В процессе бурения раствор должен длительное время сохранять предусмотрен- ные *технологические* свойства. Иначе он перестанет выполнять необходимые функции, что может привести к осложнениям и авариям или дополнительной обработке его хи- мическими реагентами. При бурении наклонно направленных скважин раствор может попадать в водоносные горизонты, русло рек и разливаться по поверхности. Поэтому он должен не оказывать губительного влияния на окружающую среду, а быть *эколо- гически безопасным*. В связи с этим его следует готовить из нетоксичных материалов, не способных создавать ядовитые соединения. При выполнении всех перечисленных функций БР должен иметь минимальную *стоимость*. Это обеспечивается оптималь- ным подбором рецептов приготовления и применением дешевых материалов для его производства (без ущерба качеству).

БР не может в одинаковой мере выполнять все функции. И главное, не всегда это необходимо. Поэтому для конкретных условий бурения определяется набор основных его функций и те свойства, которые обеспечат их выполнение. При этом необходимо сохранить на должном уровне остальные параметры промывочной жидкости, для чего подбирают определенный состав компонентов. Наибольшую сложность представляет получение дисперсных БР, так как здесь важное значение имеет размерность твердых частиц и характер их взаимодействия с остальными компонентами. Изменяя их вели- чины, можно при одном и том же составе раствора широко варьировать некоторыми, в первую очередь реологическими, свойствами промывочного агента. Таким образом, оптимальная промывка скважин обеспечивается правильным сочетанием вида БР, ре- жима промывки (поддачи насоса) и организационных мер по поддержанию и регулиро- ванию его свойств при бурении. Только такое сочетание позволит эффективно реали- зовать технологические функции промывки. В зависимости от геологического разреза и физико-механических свойств пород одни функции промывочной жидкости являются главными, другие — второстепенными.

4.2. Виды буровых растворов

При соприкосновении с водой многие вещества, растворяясь в ней, распадаются на отдельные молекулы и равномерно распределяются между молекулами воды. Та-

кие растворы называют истинными, например растворы соли и сахара. Наряду с ними существуют и такие, в которых измельченные (диспергированные) частицы вещества состоят из множества молекул и находятся во взвешенном состоянии в жидкости. Такие растворы называют дисперсными и делятся на три основных вида: раствор твердого вещества в жидком, жидкого в жидком и газообразного в жидком. БР являются дисперсными растворами, в которых частицы твердого вещества распределены в жидкости (воде, углеводородной смеси). В качестве БР обычно используются: вода; водные растворы; водные дисперсные системы на основе добываемой твердой фазы (глинистые, меловые, сапропелевые, комбинированные растворы), жидкой дисперсной фазы (эмульсии), конденсированной твердой фазы, шлама (естественные промывочные жидкости); дисперсные системы на углеводородной основе; сжатый воздух (рис. 58). Иногда для промывки скважин используются УВ-жидкости (дизельное топливо, нефть). БР в определенных условиях могут искусственно насыщаться воздухом и переходить в категорию аэрированных. В воде и водных растворах воздух, в зависимости от его содержания, может выступать в качестве дисперсионной среды. В этом случае промывочные жидкости называют пенами. По назначению БР разделяются на жидкости для нормальных геологических условий бурения (воду, некоторые водные растворы, нормальные глинистые растворы) и осложненных. При вращательном бурении их готовят на основе

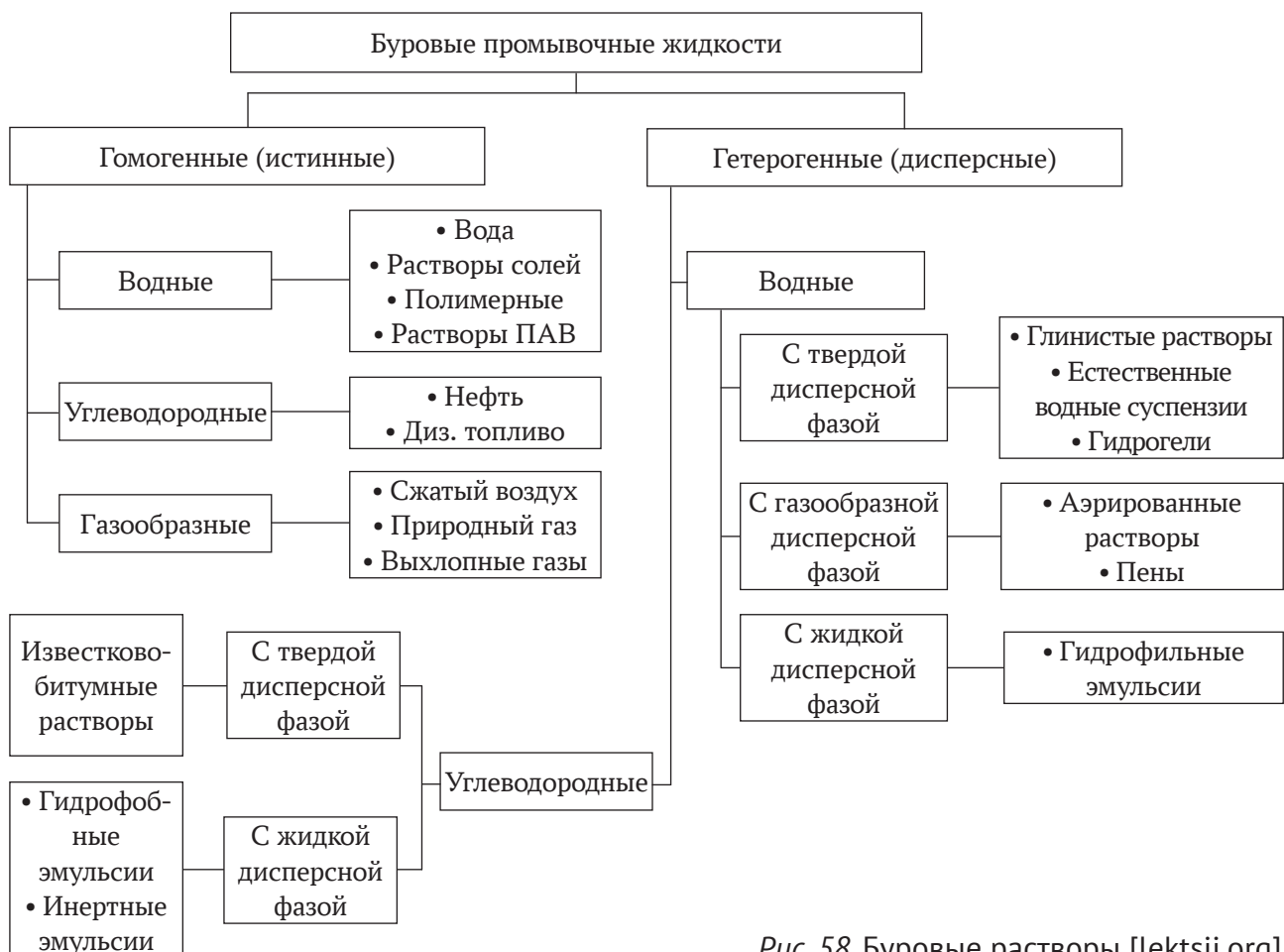


Рис. 58. Буровые растворы [leksii.org]

технической воды (естественные, глинистые и неглинистые растворы), УВ, эмульсий, газообразных и аэрированных агентов [Ахмадеев, Данюшевский, 1981; Сидоров, 1982; Рябченко, 2008; Рязанов, 2008; Булатов и др., 2009].

Техническая вода — наиболее доступная и дешевая промывочная жидкость. Имея малую вязкость, она легко прокачивается, хорошо удаляет шлам с забоя и лучше, чем другие жидкости, охлаждает долото. Однако она плохо удерживает шлам при прекращении циркуляции, не образует укрепляющей корки на стенках скважины, хорошо поглощается низконапорными пластами, вызывает набухание глинистых пород, ухудшает проницаемость коллекторов. Применяются также другие БР на водной основе: малоглинистые (для проходки выветрелых и трещиноватых пород); соленасыщенные (в мощных соленосных толщах); ингибированные (обработанные химреагентами для предупреждения набухания пород и чрезмерного обогащения раствора твердой фазой) и т. д. При разбуривании нефтеносного объекта в качестве промывочной жидкости нельзя использовать воду, так как интенсивная фильтрация ее в продуктивный горизонт затрудняет вызов притока нефти из него после окончания бурения. **Естественным БР** называют водную суспензию, образующуюся в скважине в результате измельчении шлама пород при бурении на воде. Основное достоинство таких растворов состоит в сокращении привозных материалов, времени на их приготовление и обработку, что ведет к снижению стоимости работ. Однако их качество и свойства зависят от минералогического состава и природы разбуриваемых глин, способа и режима бурения, типа долота. Нередко в них содержится много абразивных частиц. Поэтому естественные БР применяют в тех случаях, когда от них не требуется высокое качество.

Глинистые растворы наиболее распространены при бурении. Если в разрезе есть глины коллоидного типа, то жидкость для промывки образуется в стволе в процессе проходки скважины. Когда вода попадает в ствол, она измельчает частицы глинистого шлама и создает раствор на основе глины. Его качество зависит от объема воды и может быть улучшено добавлением химических элементов. Такой способ является наименее затратным по средствам и силам. Наилучшими качествами для БР обладают монтмориллонит и другие бентонитовые минералы. Бентонит — природное глинистое вещество, обладающее уникальными свойствами и микроскопическими размерами частиц, образующими пакетную структуру. При взаимодействии с водой минерал набухает и существенно увеличивается в объеме, превращаясь в суспензию (гель). Глинистые растворы образуют на стенках скважины тонкую плотную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт. Их плотность и вязкость позволяют удерживать шлам во взвешенном состоянии и после прекращения циркуляции. Утяжеленные глинистые растворы, создавая большое давление на пласты, предупреждают проникновение пластовых флюидов в скважину и открытое фонтанирование при бурении. Однако по этим же причинам затруднено отделение частиц породы в очистной системе.

Безглинистый БР с конденсированной твердой фазой готовится на водной основе. Дисперсная фаза в нем получается химическим путем в результате взаимодействия находящихся в растворе ионов магния с щелочью NaOH или Ca(OH)_2 . Химическая реакция приводит к образованию в нем микроскопических частиц гидроксида магния. Раствор приобретает гелеобразное состояние и после химической обработки

превращается в устойчивую систему, сохраняя свои структурно-механические свойства при любой минерализации. Его применяют для обеспечения высокой устойчивости стенок скважины, но контролировать и регулировать минерализацию раствора сложно. Другим типом неглинистых растворов являются *биополимерные*, которые получают при воздействии некоторых штаммов бактерий на полисахариды. Их свойства регулируются так же легко, как и растворов из бентонитовых глин. Растворы биополимеров термоустойчивы, но дорого стоят.

БР на углеводородной основе — это многокомпонентная система, в которой дисперсионной (несущей) средой является нефть или нефтепродукты (обычно дизельное топливо), а дисперсной (взвешенной) фазой — окисленный битум, асфальт или специально обработанная глина. Эти растворы не оказывают отрицательного влияния на свойства коллекторов, обладают смазывающей способностью, уменьшают расход мощности на холостое вращение БК в стволе скважины и снижают износ труб и долот. Однако они стоят дорого, пожароопасны, трудно удаляются с оборудования. Их применяют для повышения эффективности бурения в породах-коллекторах и сохранения их нефтегазоотдачи, а также при проходке мощных пачек набухающих глин и растворимых солей. У **эмульсионных БР** дисперсионной средой является эмульсия типа «вода в нефти», а дисперсной фазой — глина. Жидкая фаза такого раствора на 60–70 % состоит из нефти или нефтепродуктов, остальное — вода. Эмульсионные растворы используются при бурении в глинистых и солевых толщах. Они обладают хорошими смазочными свойствами и предупреждают прихват инструмента в скважине. Сущность **бурения с продувкой газом** заключается в том, что для очистки забоя от шлама и выноса его на поверхность, а также для охлаждения долота используют сжатый воздух, естественный газ или выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания. Применение газообразных агентов позволяет получить большой экономический эффект: значительно увеличивается механическая скорость и проходка на долото, из-за интенсивного восходящего потока в ЗП ускоряется вынос шлама. Газообразные агенты облегчают гидрогеологические наблюдения в скважинах и способствуют повышению нефтегазоотдачи пласта. **Аэрированные БР** представляют собой смеси пузырьков воздуха с промывочными жидкостями (водой, нефтеэмульсиями и др.) в соотношении до 30 : 1. Для повышения стабильности таких растворов в их состав вводят реагенты — поверхностно-активные вещества (ПАВ) и пенообразователи. Аэрированные БР обладают теми же свойствами, что и жидкости, из которых они приготовлены. Их преимуществом является возможность применения в сложных условиях бурения, при катастрофических поглощениях промывочных жидкостей, вскрытии продуктивных пластов с низким давлением.

Таким образом, в качестве промывочной жидкости применяют воду (обработанную ПАВ), глинистый раствор, аэрированную жидкость, пену, нефтепродукты, плотность которых соответствует пластовому давлению. Наиболее удобным и дешевым промывочным агентом является вода: ее легче подать к скважине, она безопасна в пожарном отношении и хорошо охлаждает долото, для нее не требуется специальной желобной системы и отстойников, так как отработанную воду можно выпускать из скважины в промышленную канализацию. Однако вода обладает высокой текучестью и ее нельзя утяжелить грубо дисперсными тяжелыми порошками, она не способна выпол-

нять главную функцию — удерживать оставшийся в скважине шлам во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции. Из-за этого в стволе образуются песчаные пробки, приводящие к прихватам БК. Поэтому выбор промывочной жидкости прежде всего зависит от характера скважины. Глинистый раствор для промывки применяется в исключительных случаях, когда промываются фонтанные скважины с большим пластовым давлением и в них требуется держать жидкость повышенной плотности во избежание выбросов и фонтанирования. Промывка фильтровой зоны скважины часто сопровождается настолько сильным поглощением промывочной жидкости, что циркуляция прекращается. Тогда для ликвидации песчаных пробок применяют промывку скважины аэрированной жидкостью с подкачкой в ЗП сжатого воздуха или механически удаляют пробку желонкой.

4.3. Свойства буровых растворов

При бурении раствор соприкасается с породами, пластовыми водами, подвергается воздействию механических нагрузок, температуры, давления, атмосферного воздуха и осадков. Все это приводит к ухудшению его свойств, и он теряет способность выполнять необходимые функции. Поэтому при бурении требуется восстанавливать и поддерживать его параметры. Нередко чередование пород в разрезе вызывает необходимость изменения некоторых функций БР. Поэтому, если можно не заменять раствор, его свойства регулируют в ходе бурения. Необходимость в этом возникает в следующих случаях: при приготовлении — для получения раствора с заданными свойствами; в процессе бурения — для поддержания требуемых функций и изменения параметров применительно к геологическим условиям. К свойствам БР относятся: плотность, вязкость, водоотдача, толщина глинистой корки, статическое напряжение сдвига, стабильность, суточный отстой, содержание песка. Их регулируют: химической обработкой (введением специальных реагентов), физическими методами (разбавлением, концентрированием, утяжелением, введением наполнителей); физико-химическими методами (комбинацией перечисленных) [Ахмадеев, Данюшевский, 1981; Сидоров, 1982; Рябченко, 2008; Рязанов, 2008; Булатов и др., 2009]. Чтобы растворы при бурении выполняли требуемые функции, необходимо тщательно подбирать материалы для их приготовления, обрабатывать химическими реагентами для регулирования их свойств и т. д.

Плотность — параметр, определяющий гидростатическое давление, создаваемое столбом раствора в стволе на данной глубине. Она характеризует способность промывочной жидкости осуществлять гидродинамические и гидростатические функции: удерживать во взвешенном состоянии и выносить из скважины шлам, обеспечивать снижение веса колонны буровых и обсадных труб и тем самым уменьшать нагрузку на талевую систему. Плотность промывочной жидкости, содержащей газ, называют кажущейся, а без него — истинной. При проходке продуктивных пластов с высоким пластовым давлением, а также пород, склонных к обвалам, необходимо повышать плотность жидкостей. Для их утяжеления применяют порошки различных минералов (барит, гематит). Для обеспечения наилучшей работы долота плотность раствора должна быть минималь-

ной. Ее выбирают из условий предотвращения нефтегазопроявлений и обвалов пород. Для выбора плотности определяющим фактором является пластовое давление.

Статическое напряжение сдвига (СНС) — условный показатель прочности тиксотропной структуры (способность слипшихся частиц после их механического разрушения вновь восстанавливать структуру), возникающей в промывочной жидкости после нахождения в покое в течение одной (СНС1) или десяти (СНС10) минут. Первая величина характеризует удерживающую способность промывочной жидкости. При выборе ее параметров принимается меньшее значение СНС1, при котором обеспечивается выполнение указанной функции. При еще меньших величинах частицы породы не будут удерживаться во взвешенном состоянии. В связи с тиксотропностью промывочной жидкости прочность структуры при длительном нахождении в покое может достичь таких значений, при которых в момент восстановления циркуляции сопротивление структуры вызовет большое увеличение давления промывочной жидкости, что приведет к разрыву пласта. Поэтому кроме величины СНС1 измеряют и СНС10, причем тиксотропность определяют частным от деления второй величины на первую.

Показатель фильтрации и толщина фильтрационной корки. Проникновение БР в пласт происходит при давлении столба жидкости в скважине выше пластового. В результате движения дисперсной системы через пористую среду в порах и на поверхности пород задерживаются твердые частицы, образуя фильтрационную корку (рис. 59). Дисперсная система состоит из частиц, которые принадлежат к одной из двух групп. В первой средний размер частиц меньше, чем размер пор, и они проходят в породу на некоторую глубину, создавая корку внутри них. Более крупные частицы не проходят в пласт и образуют корку на его поверхности. Проходы, остающиеся между крупными частицами дисперсной фазы, перекрываются более мелкими. Жидкость проходит через образовавшуюся глинистую корку, оставляя на ней новые частицы. Толщина этой корки непрерывно растет, а проницаемость снижается из-за увеличения гидравлических сопротивлений. Корка, прилегающая к поверхности пористого тела, более плотная и прочная. На ее свойства влияет изменение скорости фильтрации во времени, которая во многом зависит от дисперсности частиц. Когда они крупнее пор, скорость снижается, а если меньше — возрастает. Поэтому в распределении частиц дисперсной фазы по их размерам существуют оптимальные соотношения, обеспечивающие наименьшую скорость фильтрации. На этот параметр влияет вязкость дисперсной среды: с ее увеличением сопротивление раствора течению через поры пласта возрастает и уменьшается скорость фильтрации. Высокомолекулярные органические соединения при растворении в воде значительно повышают вязкость, снижая скорость течения. На фильтрацию существенно

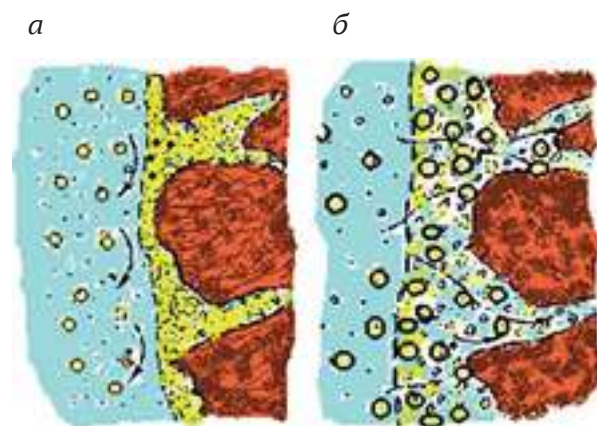


Рис. 59. Фильтрационная корка на стенках скважины: а — тонкая; б — толстая [Сидоров, 1982]

влияет давление и пластовая температура. Для успешного разрушения породы долотом необходимо стремиться к увеличению показателя фильтрации раствора и уменьшению толщины глинистой корки. Но такое требование выполнимо при бурении в непроницаемых устойчивых породах. Для песчаников и глин с низким поровым давлением значение фильтрации раствора регулируется. *Водоотдача* (показатель фильтрации) — способность раствора при определенных условиях отдавать воду пористым породам. Чем больше в БР свободной воды и меньше глинистых частиц, тем больше воды проникает в пласт.

Вязкость характеризует свойство раствора оказывать сопротивление его движению. При проходке пористых и трещиноватых пород с небольшим пластовым давлением, поглощающих промывочную жидкость, высокая вязкость последней способствует закупорке пор и каналов в пласте. При бурении в газосодержащих толщах необходимо уменьшать вязкость для лучшего прохождения пузырьков газа через столб жидкости. Значение вязкости раствора должно быть минимальным. С ее уменьшением отмечается положительный эффект бурения: снижаются энергетические затраты на циркуляцию БР, улучшается очистка забоя, увеличивается гидравлическая мощность на долото, уменьшаются потери давления в ЗП. *Стабильность* — способность раствора сохранять плотность длительное время. *Суточный отстой* характеризует коллоидные свойства промывочной жидкости. Для высококачественных растворов значение суточного отстоя должно быть равно нулю. Чем меньше суточный отстой, тем устойчивее и стабильнее промывочная жидкость. *Содержание песка* — это наличие в растворе крупных частиц породы, не способных растворяться в воде. Сюда относятся собственно песок, грубодисперсные частицы выбуренной породы и исходной твердой фазы промывочной жидкости. Содержание песка характеризует устойчивую загрязненность промывочной жидкости твердыми частицами. Высокое его содержание приводит к абразивному износу оборудования и уменьшению механической скорости бурения. Для промывочных жидкостей нормальным считается содержание песка до 4 %. *Содержание газа*. Находящиеся в промывочной жидкости пузырьки могут состоять из естественного газа, проникшего в жидкость из стенок скважины или выбуренной породы. Иногда это пузырьки воздуха, захваченного на поверхности насосами при неполных емкостях. Наличие пузырьков в жидкости легко обнаружить, поместив небольшое ее количество на стеклышко, по поверхности которого она может стекать. Пузырьки видны при рассмотрении жидкости на свету. Их можно заметить также на поверхности раствора, протекающего по желобам, при этом наблюдается рябь, напоминающая кипение жидкости. Содержание газа необходимо знать для диагностики начинающегося газопроявления в скважине. Газ ухудшает работу насосов, увеличивая вязкость промывочной жидкости.

4.4. Приготовление и очистка бурового раствора

БР готовят с учетом геологического разреза, технологий бурения, финансовых возможностей и других факторов. Этот процесс состоит из трех основных технологических операций: получения исходного раствора; обработки его реагентами для созда-

ния требуемых параметров; обеспечения необходимой плотности при проходке пластов с аномальным давлением. Для этого используют тонкодисперсные глиняные порошки высокой пластичности с малым содержанием песка, которые при разбавлении водой создают вязкую суспензию, не дающую продолжительное время осадка. Наилучшими свойствами обладают порошки щелочного состава, позволяющие получать растворы малой плотности. БР готовят в механических или гидравлических мешалках на буровой или централизованно на стационарном глинозаводе. Последнее целесообразно при длительной работе на крупных месторождениях и близком расположении к ним завода, когда для проводки скважин требуются растворы с близкими параметрами. При удаленности буровых и сложности доставки на них БР (болотистая или сильнопересеченная местность) его готовят на месте. Для этого буровые оснащают блоком приготовления раствора из порошкообразных материалов, которые производят на заводах из качественных глин путем их сушки и последующего помола в шаровых мельницах. От правильно подобранного раствора зависит успешность бурения скважины. Для этого используют различные технологические приемы приготовления БР [Ахмадеев, Данышевский, 1981; Сидоров, 1982; Рябченко, 2008; Рязанов, 2008; Булатов и др., 2009].

Наиболее простая технологическая схема включает (рис. 60): емкость для перемешивания компонентов БР; гидроэжекторный смеситель с загрузочной воронкой и затвором; центробежный или поршневой насос и трубопроводы. По этой схеме приготовление раствора осуществляется следующим образом. В емкость заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м³) и насосом по нагнетательной линии подают ее через смеситель по замкнутому циклу. Мешок с порошком поднимают передвижным подъемником на площадку емкости. Затем порошок высыпается в воронку, из нее подается в смеситель, где и происходит его смешивание с дисперсионной сре-

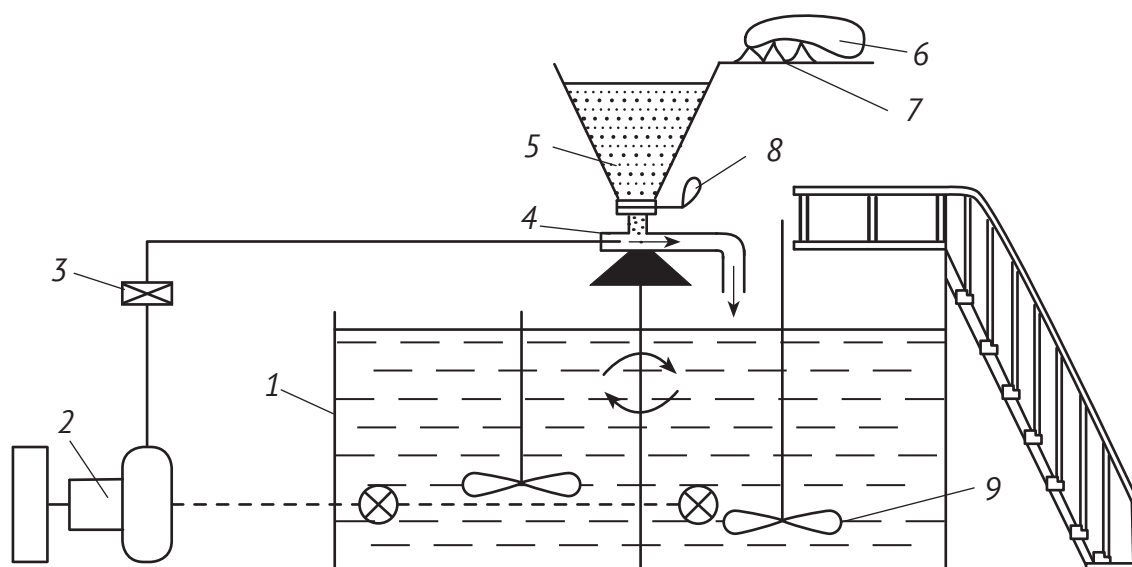


Рис. 60. Приготовление БР: 1 – емкость; 2 – насос; 3 – задвижка на нагнетательной линии; 4 – гидроэжекторный смеситель; 5 – воронка; 6 – мешок с порошком; 7 – площадка для мешка; 8 – заслонка; 9 – перемешиватель [Басарыгин и др., 2002]

дой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим устройством. Скорость подачи материала в смеситель регулируют заслонкой, а величину вакуума в его камере — сменными твердосплавными насадками. Максимальная скорость приготовления раствора не $> 40 \text{ м}^3/\text{ч}$. Готовый раствор через напорный рукав, стояк и вертлюг закачивается насосами в БК. Перемещаясь по трубам вниз, он с большой скоростью проходит через отверстия в долоте к забою, захватывает шлам и поднимается на поверхность по ЗП. На поверхности он поступает в очистные сооружения и затем в приемные емкости. Недостатки технологии: слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в емкость, плохой контроль за процессом.

Для улучшения свойств БР (без существенного изменения плотности) в них добавляют химические реагенты, которые делятся на две группы: понижающие водоотдачу растворов — углещелочной реагент (УЩР), сульфит-спиртовая барда (ССБ), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ); регуляторы структурно-механических свойств растворов (вязкость) — жидкое стекло, поваренная соль, гашеная известь, мел и др. В результате химической обработки достигаются следующие положительные результаты: повышается стабильность БР, снижается его способность к фильтрации, уменьшается толщина и липкость корки на стенках скважины, регулируется вязкость, ему придаются специальные свойства (термо- и солестойкость). В глинистые растворы вводят также смазочные добавки и пеногасители. Первые улучшают условия работы БК и долота в скважине, а вторые препятствуют образованию пены при выделении из промывочной жидкости газовой фазы.

Очистка БР от шлама. Выходящий из скважины раствор для повторного использования очищается от шлама. Поступающие в него частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его свойства и технико-экономические показатели бурения: происходит интенсивный абразивный износ оборудования, уменьшаются возможности выноса новых крупных обломков породы. Для удаления шлама из БР используется комплекс механических устройств для многоступенчатой очистки: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. В циркуляционной системе они устанавливаются в строгой последовательности: скважина → газовый сепаратор → блок грубой очистки (вибросито) → дегазатор → блок тонкой очистки (песко- и илоотделители, сепаратор) → блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклон) → насосы → скважина. При этом каждая последующая ступень очистки удаляет выбуренную породу меньшей фракции, чем предыдущая: вибрационное сито — частицы размером до 75 мкм ; гидроциклон пескоотделителя — 45 ; гидроциклон илоотделителя — 25 ; центрифуга — $5\text{--}10 \text{ мкм}$. Несмотря на сложную и дорогую систему очистки, в большинстве случаев применение ее рентабельно вследствие значительного увеличения скоростей бурения, сокращения расходов на регулирование свойств раствора, уменьшения осложнений ствола, удовлетворения требований защиты окружающей среды. Через систему очистки необходимо пропускать и вновь приготовленные растворы, так как в них могут быть комочки глины и химических реагентов [Ахмадеев, Данюшевский, 1981; Сидоров, 1982; Рябченко, 2008; Рязанов, 2008; Булатов и др., 2009].

Дегазация БР. В процессе бурения возможно насыщение раствора пластовым газом, воздухом, а также его вспенивание, что приводит к ухудшению его технологических свойств: уменьшается плотность, увеличиваются СНС и вязкость. Из-за этого нарушается работа циркуляционной системы, насосов, возрастает опасность возникновения осложнений. Для их предупреждения используют различные методы дегазации. Газ в БР может находиться в свободном, жидком и растворенном состояниях. Свободный легко удаляется из жидкости в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания ее в желобах, емкостях и виброситах. При устойчивом газировании его из жидкости удаляют газовым сепаратором, который представляет собой герметичный сосуд, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов (рис. 61). Раствор из скважины (2), дойдя до вращающегося превентора (3), через регулируемый штуцер и манифольды (4) поступает в газовый сепаратор (5), где скорость потока резко снижается. Здесь из него выделяется основной объем газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу на факел. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито (6) и собирается в первой емкости (1) циркуляционной системы. Дальнейшая очистка БР осуществляется специальным дегазатором (7). Из него он попадает во вторую емкость и затем насосами нагнетается в скважину. Дегазацию раствора необходимо проводить по следующим причинам: в результате снижения его плотности и уменьшения гидростатического давления в скважине могут возникнуть осыпи, обвалы; из-за снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения; возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (сероводородом); пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора и очистные сооружения работают неэффективно.

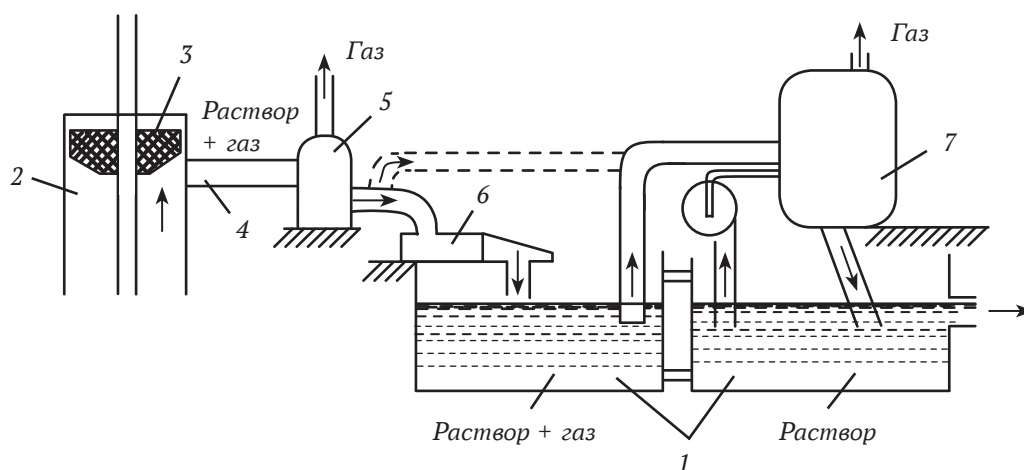


Рис. 61. Дегазация БР: 1 — емкости; 2 — скважина; 3 — превентор; 4 — регулируемый штуцер и манифольды; 5 — газовый сепаратор; 6 — вибросито; 7 — специальный дегазатор [Басарыгин и др., 2002]

Вибрационные сита (рис. 62) являются первой ступенью очистки БР от шлама. Раствор из скважины через систему желобов поступает на расположенную наклонно и вибрирующую систему сеток. При этом жидкая часть его свободно уходит вниз через ячейки сетки, а частицы шлама удерживаются на ней и под действием вибрации скатываются под уклон. При этом устанавливают несколько сит разной размерности ячеек — сначала крупные, затем более мелкие. Количество применяемых вибросит зависит от производительности насосов и пропускной способности вибросита, т. е. от конструкции, типа плетения и размера ячеек на нем. Вибросито обычно является основным средством очистки, а в некоторых случаях может быть единственным на буровой. От правильной эксплуатации и обслуживания зависит качество очистки раствора и, как следствие, экономия средств.

С вибросита раствор стекает вниз в емкость, из которой для дальнейшей очистки подается насосом в **гидроциклон**, представляющий собой цилиндр (рис. 63), соединенный с усеченным перевернутым конусом, нижняя часть которого заканчивается насадкой для слива твердой фазы. Раствор насосом подается через входную насадку в цилиндрическую часть гидроциклона по касательной к внутренней поверхности. Раствор на входе обладает сравнительно большой скоростью, и под действием центробежной силы происходит отбрасывание к стенкам гидроциклона его более тяжелых частиц, которые стекают вниз и выбрасываются через нижнюю насадку в шламовый амбар. Более легкий очищенный раствор концентрируется в центре и, поднимаясь вверх, выходит из гидроциклона через сливной патрубок. Условно гидроциклоны делят на песко- и илоотделители. Первые — это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея из 4 гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Количество илоотделителей в батарее больше (до 12–16) и диаметром они 75–100 мм, производительность их 120 м³/ч. Они удаляют более мелкие частицы. В гидроциклонах происходит более тонкая очистка раствора, чем в виброситах. Их использование обязательно

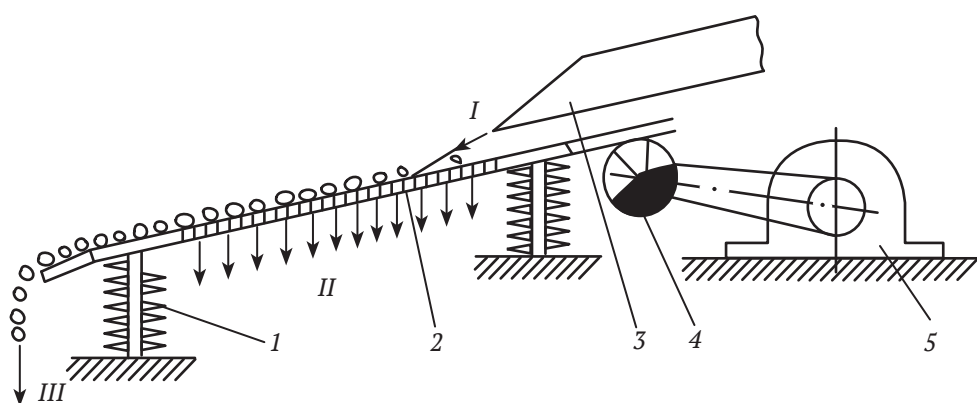


Рис. 62. Простейшая схема работы вибросита: I — БР из скважины; II — очищенный раствор; III — сброс шлама; 1 — амортизатор; 2 — вибросита с разными ячейками; 3 — желоб; 4 — вибратор; 5 — электродвигатель [Сидоров, 1982]

при проходке рыхлых пород, поскольку высокое содержание песка в растворе изменяет его вязкость и увеличивает абразивный износ оборудования.

Центрифуги, наряду с гидроциклонами и виброситами, предназначены для контроля твердой фазы в БР, а также для восстановления барита из утяжеленных растворов. Они позволяют: повысить степень очистки растворов и тем самым сократить расход химических реагентов на их приготовление и обработку; многократно уменьшить объем избыточного раствора, который образуется при проходке скважин в глинистых отложениях; сократить расход долот и повысить механическую скорость бурения; снизить расход баритового утяжелителя в результате его восстановления и многократного использования на этой же буровой. Центрифуга (рис. 64) состоит из цилиндрикоконического барабана, шнека и привода. Ротор (барабан) и конвейер (шнек) вращаются с разной скоростью. При работе центрифуги на подаваемый в барабан БР действует центробежная сила. Тяжелые частицы оседают на роторе, а затем шлам выводится из установки шнековым конвейером, подвергаясь обезвоживанию в конической его части. Очищенная жидкость может заново использоваться в циркуляционной системе. Центрифуги получили широкое распространение в бурении за счет хорошей очистной способности, а также высокой степени обезвоживания отделяемой твердой фазы (шлама). Кроме того, с их помощью можно разделять осаждаемый осадок по крупности частиц, плавно изменяя скорость ротора. Отсюда следуют два основных направления использования центрифуг при бурении: на неутяжеленном и утяжеленном растворе. На первом центрифуги применяются обычно в качестве последней ступени его очистки от мелких частиц (5–30 мкм) выбуренной породы, которые песко- и илоотделители не улавливают. В результате шлам выделяется из раствора и утилизируется, а очищенный БР возвращается в систему циркуляции. Хотя центрифуги и обладают меньшей пропускной способностью, чем гидроциклоны, они удаляют до 40 % шлама, чем существенно повышают очистную способность всей системы.

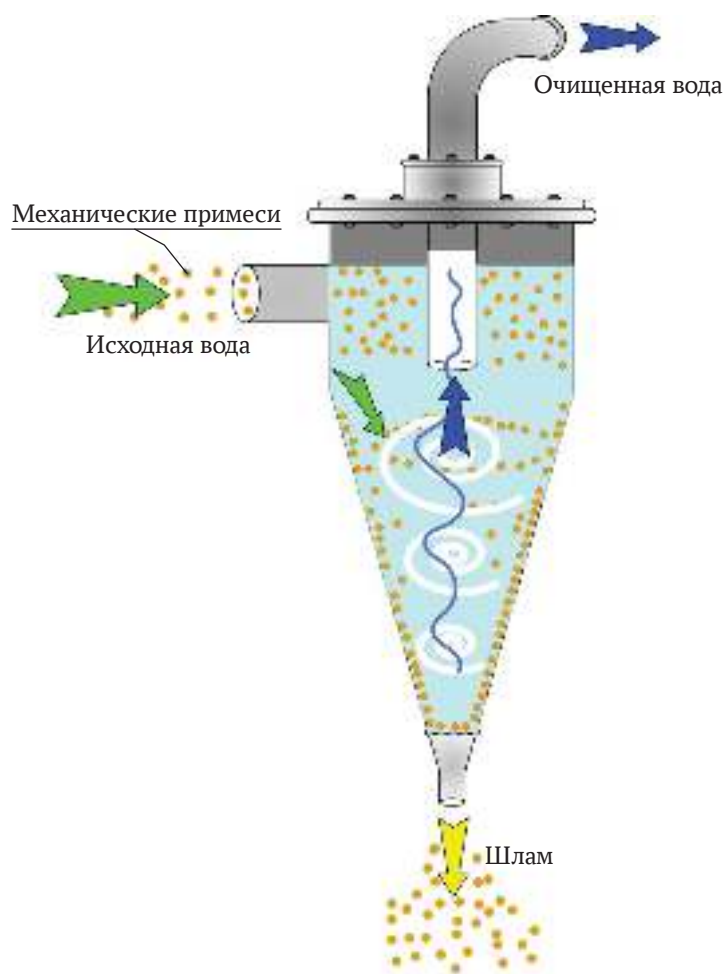


Рис. 63. Схема работы гидроциклона [prom-water.ru]

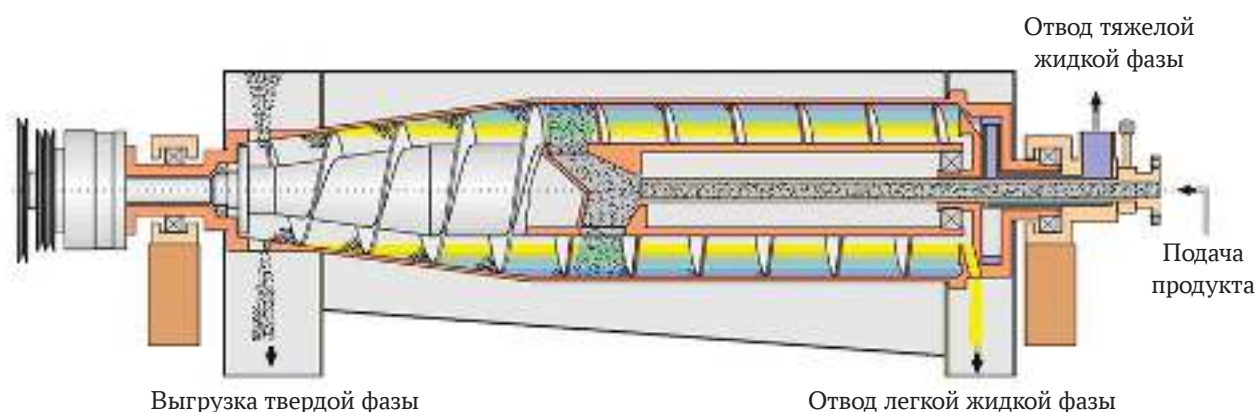


Рис. 64. Схема работы центрифуги [west-petro.ru]

При бурении на утяжеленных растворах на водной и нефтяной основе центрифуги используются для регенерации дорогостоящего утяжелителя (барит). Сначала исходный продукт, подлежащий сбросу, пропускается через «медленную» центрифугу. В установке утяжелитель (для осаждения которого нужна примерно вдвое меньшая скорость вращения ротора) выделяется из раствора в виде текучей пульпы и возвращается в систему циркуляции. Мелкодисперсная порода (глина) не оседает, так как скорости вращения ротора недостаточно для начала процесса разделения. Далее насыщенный глиной раствор направляется в скоростную центрифугу, где шлам выделяется и утилизируется.

Окончательная очистка БР от мельчайших взвешенных частиц породы производится в емкости с помощью химических реагентов, под действием которых они слипаются и выпадают в осадок. Выбор оборудования и технологии очистки раствора от шлама должен основываться на конкретных условиях бурения: при отсутствии газа в растворе исключают дегазацию; при использовании неутяжеленного раствора обычно не применяют сепараторы, глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного раствора не пользуются гидроциклонными шламоотделителями (песко- и илоотделителями).

ГЛАВА 5

СПУСК И ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

При проходке неустойчивых толщ возможны осыпи и обвалы, набухание и вспучивание пород, что приводит к сужению ствола и прихвату бурового инструмента, а трещиноватых и кавернозных зон — уход промывочной жидкости в поглощающий пласт до полного прекращения циркуляции ее в скважине. Все это может способствовать осложнениям и авариям вплоть до ликвидации скважины и необходимости бурения нового ствола. Во избежание этого в скважину спускают ОК и цементируют, тем самым перекрывая сообщение с породами. Это позволяет: избежать межпластовых перетоков флюидов через ЗП; обеспечить длительную изоляцию продуктивных объектов от посторонних вод; укрепить неустойчивые, склонные к обвалам и осыпям породы; предохранить ОК от коррозии пластовыми водами и повысить срок ее службы. Спуск и цементирование (тампонаж) ОК производят также для разобщения водоносных пластов с разным химическим составом с целью: изоляции горько-соленой воды от питьевой и водоносных пластов от нефтегазоносных; опытной закачки воды в пласт; защиты труб от коррозии минеральными водами; устранения циркуляции подземных вод по стволу при извлечении обсадных труб и ликвидации скважины. Крепление ОК — это ряд процессов и операций, таких как подготовка ствола скважины к цементированию, приготовление и закачка ТР в скважину, продавливание его в ЗП, ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ), проведение контрольных замеров для определения качества цементирования, испытание ОК на герметичность, ликвидация цементного стакана в колонне.

Процесс разобщения пластов называют цементированием, от качества которого во многом зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, ее надежность. При правильно выбранном материале скважина может быть в рабочем состоянии десятки лет на породах любой сложности. Насыщенные флюидами пласты разобщены непроницаемыми породами (покрышками), целостность которых при бурении нарушается, и создается возможность межпластовых перемещений жидкости или газа, самопроизвольного выхода их на поверхность, обводнения продуктивных пластов, загрязнения источников водоснабжения и атмосферы, коррозии спущенных ОК. При бурении в неустойчивых породах возможны кавернообразование, осыпи, обвалы и т. д. Иногда дальнейшее углубление скважины становится невозможным без крепления ее стенок. Для исключения таких явлений кольцевое пространство между стенкой скважины и спущенной в нее ОК заполняется тампонирующим (изолирующим) материалом: глиной, цементом, глиноцементными и быстросхватывающимися смесями, би-

тумами и смолами. Эти составы включают вяжущее вещество (обычно портландцементы), инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных). После смешивания с водой цемент должен давать подвижный раствор, способный перекачиваться насосами в скважину, который со временем загустевает и превращается в непроницаемый камень. Раствор следует делать быстро, чтобы предупредить его схватывание при нагнетании в скважину. Его готовят в цементно-смесительных машинах или цементирувочных агрегатах, смонтированных на автомобиле [Булатов, 1977; Семенов, 2001; Булатов, Данюшевский, 2003; Зварыгин, 2011].

Перед цементированием проводят подготовку обсадных труб, бурового оборудования и ствола скважины по следующим причинам: чтобы спуск ОК проходил без остановок; она не подвергалась сильным перегрузкам, способным нарушить ее целостность и профиль труб; в ствол не попали дефектные трубы, снижающие герметичность колонны. На буровую доставляют дополнительный инструмент и материалы, бригада проверяет буровое и силовое оборудование. Особое внимание обращают на крепление и исправность лебедки и ее тормозной системы, работоспособность насосов (изношенные детали заменяют), состояние вышки и талевого системы (при необходимости осуществляют ее переоснастку). На высоте 8–10 м от пола на вышке устанавливают передвижную люльку для верхового рабочего, который будет занят центрированием верхнего конца наращиваемой обсадной трубы. Проверяют состояние контрольно-измерительных приборов на буровой. Готовят рабочее место у устья скважины: убирают лишний инструмент, очищают пол буровой, вровень со столом ротора монтируют временный деревянный настил, ставят дополнительное освещение. Обсадные трубы размещают на стеллажах по секциям в порядке их спуска. На каждый комплект предусматривается резерв ~ 5 % от метража спускаемых труб [Справочник по креплению..., 2004].

Для исключения осложнений при спуске ОК проводят подготовку ствола скважины. Виды и объем этих работ зависят от его состояния, сложности геологического разреза и протяженности открытой части ствола. О его состоянии судят по наблюдениям при спуске и подъеме БК (посадки, прихваты, затяжки и т. д.), прохождению геофизических приборов, данным кавернометрии и инклинометрии. Заранее выделяют интервалы, где отмечены затруднения при спуске инструмента, зоны сужения ствола, образования уступов, резкого перегиба оси скважины и т. д. В скважину спускают новое долото с жесткой компоновкой и, удерживая инструмент на весу, прорабатывают выделенные интервалы с промывкой при скорости подачи ~ 40 м/ч. Во избежание резки нового ствола нельзя долго держать вращающееся долото на одном месте. Если отмечают трудности в прохождении инструмента, его приподнимают и спускают несколько раз. В сложных условиях скорость подачи инструмента может быть снижена до 20–25 м/ч. После выборочной проработки ствол скважины шаблонируют. Для этого из обсадных труб собирают секцию длиной ~ 25 м и на буровых трубах спускают ее в ствол на всю глубину закрепляемого участка. Таким способом проверяют проходимость обсадных труб. Через спущенный инструмент скважину тщательно промывают до полного выравнивания свойств жидкости. В конце промывки в закачиваемую жидкость добавляют нефть, графит и другие добавки для облегчения спуска ОК. При извлечении из скважины инструмент измеряют и по суммарной его длине контролируют

протяженность ствола. Завершив подготовительные работы, приступают к спуску ОК. В России разработан метод секционного их спуска. Длину секций определяют с учетом грузоподъемности буровой установки, состояния скважины и прочности труб. Для спуска ОК секциями применяют специальные разъединители и стыковочные узлы, обеспечивающие соединение секций в скважине. Все секции, кроме верхней, спускают на буровых трубах, которые после закачки ЦР отсоединяют и извлекают на поверхность. Секционный спуск ОК позволяет значительно снизить нагрузки, возникающие в оборудовании при этих работах, и повысить надежность цементирования. Недостаток метода заключается в том, что создается опасность нарушения герметичности колонны на стыках секций и повышается продолжительность цементирования [Ясашин, 1979].

5.1. Обсадные трубы, их компоновка и цементирующее оборудование

Цементируемая колонна состоит из последовательно свинченных (сваренных) **обсадных труб** (рис. 65), служащих для герметизации стенок скважины от разрушения во время бурения и изоляции продуктивных пластов при разработке. Обсадные трубы производятся различных типов в зависимости от условий эксплуатации: стойкие к холоду и коррозии; с высоко герметичными резьбовыми соединениями; специального применения. Они должны иметь хорошую прочность, чтобы противостоять любым подвижкам грунта и исключать возможность проникновения пластовых флюидов в ствол. Для предохранения от коррозии наружная поверхность каждой трубы и муфты покрыта защитной краской. У каждой трубы проверяют внешний вид, дефекты, размеры и параметры. Их испытывают внутренним гидравлическим давлением и у не менее 1 % труб определяют соосность резьбы. Поставляют трубы длиной от 9,5 до 13,0 м, однако в каждой партии имеются и с длиной 5–8 м, толщина их стенок от 5,2 до 16,7 мм. На один конец трубы навинчена и закреплена муфта, резьба другого защищена предохранительным кольцом.

На обсадные трубы в скважине действуют следующие нагрузки: растяжения от собственного веса; сжатия при частичной разгрузке или установке их на забое; внешнее сминающее давление, создаваемое столбом жидкости в ЗП или породами; внутреннее избыточное давление, действующее в колонне при цементировании или фонтанировании скважин; дополнительные нагрузки, возникающие при спуске ОК и продавливании



Рис. 65. Обсадные трубы [1-steel.ru]

цементирующей пробки; силы трения, действующие при расхаживании колонны; нагрузки из-за температурных колебаний. На ОК действуют также следующие напряжения: при передвижении колонны из-за прихватов; резком торможении во время спуска; изгибе ее в искривленном стволе; цементировании.

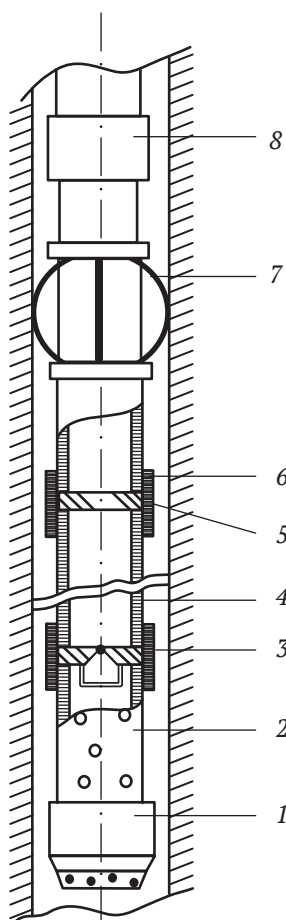


Рис. 66.
Компоновка низа ОК: 1 – башмак с направляющей пробкой; 2 – башмачный патрубок с отверстиями; 3 – обратный клапан; 4 – нижняя труба; 5 – стоп-кольцо (упорное); 6 и 8 – соединительные муфты; 7 – центратор [Сидоров, 1982]

Перед спуском производится **компоновка** низа ОК разными устройствами (рис. 66) с целью повышения ее проходимости по стволу, предупреждения от повреждения при посадках и качественного цементирования согласно принятым способам крепления скважин. В оснастку входят: башмак с направляющей пробкой; обратный клапан; центраторы; турбулизаторы; скребки и др. Во время спуска проводят строгий контроль за комплектованием колонны по группам прочности стали и толщине стенок труб. **Колонный башмак** с направляющей пробкой ставится в нижней части ОК для успешного ее спуска по стволу и предохранения от повреждения. Направляющую пробку делают из цемента или чугуна, она обладает высокой прочностью и в то же время сравнительно легко разбуливается. В башмачном патрубке просверливаются отверстия для выхода из ОК промывочной жидкости и ТР при креплении скважины. Башмак представляет собой толстостенный стальной патрубок длиной 30–60 см, на верхнем конце которого нарезана резьба для соединения с обсадными трубами, а на нижнем — с направляющей пробкой. Башмачный патрубок изготавливают из обсадной трубы длиной ~ 1,5 м с резьбой на концах. Нижний конец патрубка резьбой соединяется с башмаком, а на верхний навинчивают удлиненную муфту, внутри которой помещают обратный клапан для циркуляции жидкости сверху вниз. Использование его обязательно, если в скважине имелись газопроявления. Надежность работы клапана на пропуск жидкости проверяют на поверхности пробной циркуляцией с помощью цементирующего агрегата [Семенов, 2001].

Обратный клапан предназначен для непрерывного заполнения БР обсадной колонны при спуске ее в скважину, предотвращения обратного движения ТР из ЗП, упора разделительной пробки при цементировании. При спуске ОК жидкость из скважины в колонну не проникает, что уменьшает нагрузку на резьбовые соединения, талевую систему и вышку. Поэтому обратный клапан необходимо применять при спуске тяжелых ОК. В промежуточных, а иногда и в эксплуатационных, колоннах его после окончания цементирования разбуривают. К удлиненной муфте с находящимся в ней обратным клапаном привинчивается обсадная труба, соединенная стандартной муфтой

со следующей трубой. В последней ставят чугунное стоп-кольцо (упорное) толщиной 15–20 мм с внутренним диаметром на 60–80 мм меньше внутреннего диаметра муфты. Кольцо служит для задержания цементировочных пробок,двигающихся вниз по ОК при цементировании. Затем в порядке очередности спуска к устью подают обсадные трубы и перед наращиванием их шаблонируют. Для этого со стороны муфты в трубу вводят жесткий цилиндрический шаблон, который при подъеме трубы должен свободно пройти через нее. Если он застрял, то трубу отбраковывают. **Центраторы** обеспечивают центрирование ОК в стволе, облегчают ее спуск из-за снижения сил трения между колонной и стенками скважины, способствуют вытеснению БР тампонажным за счет турбулизации потоков в зоне их установки, облегчают подвеску потайных колонн и стыковку секций за счет центрирования их верхних концов в скважине. **Турбулизаторы** ставят на расстоянии не > 3 м друг от друга, в местах локального расширения ствола, для создания вихревых потоков буферной жидкости и ЦР. **Скребки** служат для механического удаления глинистой корки со стенок скважины с целью улучшения сцепления ТР с породой.

ОК составляют из труб на муфтовых (для небольших глубин), безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях и спускают в скважину в один прием от забоя до устья или отдельными секциями с разрывом во времени для их цементирования. Способ и порядок спуска ОК (или их секций) зависят от геологических, технических и технологических условий проводки скважин: назначения ОК; глубины спуска; конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны и объема работ в ней; техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой ОК; давления высоконапорных горизонтов; мощности оборудования, ограничивающей возможности бурения на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе. Спуск ОК в один прием применяется в следующих случаях: для скважин, стволы которых достаточно устойчивы и не осложняются в течение 3–4 суток при оставлении их без промывки, т. е. за время, необходимое для проведения комплекса работ от последней промывки до спуска ОК; при общей массе колонны, не превышающей грузоподъемность бурового оборудования, вышки, талевого системы; при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующим данным расчета прочности ОК; при креплении стволов кондукторами и эксплуатационной колонной.

Секционный спуск ОК и крепление скважин хвостовиками необходимы в следующих ситуациях: как решение проблемы спуска тяжелых ОК; для упрощения конструкции скважин; уменьшения диаметров обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками; сокращения расхода металла и тампонирующих материалов; если призабойная зона не промывается в течение 1,5–3,0 сут. и при этом происходят осложнения (осыпи, сужения, толстые глинистые корки, выпучивание пород и т. п.), сопровождающиеся потерей проходимости обсадных труб в скважину и требующие проработки ствола; если необходимо закрепить скважину ОК большого диаметра на значительную глубину; при необходимости подъема ТР на большую высоту при наличии поглощающих пластов или с низким градиентом гидроразрыва. Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска ОК позволяет: перекрывать интервалы осложнений

на больших глубинах с минимальной затратой времени от окончания последней промывки до начала цементирования; надежно изолировать несколько продуктивных горизонтов с высоким пластовым давлением или интервалы с осложнениями, разделенные между собой мощной устойчивой толщей пород; применять комбинированный буровой инструмент, позволяющий увеличить прочность БК, снизить гидравлические сопротивления в трубах при прокачке промывочной жидкости, обеспечить эффективность работ и возможность бурения скважин на большие глубины; экономить металл при использовании обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также применять трубы пониженной прочности [Басарыгин и др., 2002; Справочник по креплению..., 2004].

Для крепления скважин используется **специальное оборудование**: цементно-смесительные машины; цементирувочные агрегаты; головки цементирувочные; разделительные цементирувочные пробки; за колонные гидравлические пакеры; муфты ступенчатого цементирования; заливочные пробки и др. [Середа и др., 1986].

Цементно-смесительная машина (ЦСМ) предназначена для приготовления ЦР путем подачи в смесительное устройство ЦСМ жидкости и тампонажных порошков, нагнетания их и продавочной жидкости в скважину, создания из глинопорошков нормальных и утяжеленных БР. Кроме того, она служит для промывки и продавливания песчаных пробок, опрессовки труб, манифольдов, гидравлического перемешивания раствора и т. д. В соответствии с назначением и характером работы смесительная машина монтируется на автомобиле или автоприцепе (рис. 67). Основными ее узлами являются бункер, погрузочно-разгрузочный механизм, смеситель для приготовления растворов.

Цементирувочный агрегат (ЦА) закачивает ТР в скважину и продавливает его в ЗП. Он используется для установки цементных мостов, нефтяных ванн, испытания колонн на герметичность и др. С учетом характера работ ЦА делают передвижным с монтажом необходимого оборудования на грузовой автомашине (рис. 68). На ее от-

крытой платформе установлены: поршневой насос высокого давления для прокачки ЦР; измерные баки, определяющие количество нагнетаемой в колонну жидкости для продавливания раствора; двигатель насоса. Для централизованной обвязки ЦА с устьем скважины применяют блок **манифольдов**. Он состоит из коллектора высокого давления для соединения цементирувочного агрегата с устьем скважины и коллектора низкого давления для распределения



Рис. 67. Цементно-смесительная машина
[avtomash.sura.ru]

воды и продавочной жидкости, подаваемой к ЦА. Блок манифольдов обычно оборудован грузоподъемником.

Цементировочная головка входит в оснастку ОК и служит для герметичного соединения ее с нагнетательными линиями (манифольдами) цементировочных агрегатов. Она предназначена для промывки скважины и цементирования ОК. Высота головок должна позволять размещать их в штропах талевой системы и использовать при цементировании с расхаживанием ОК (чередованием спуска и подъема колонны). **Разделительные цементировочные пробки** служат для предотвращения смешивания ТР с буровым и продавочной жидкостью при нагнетании его в трубы, а также для подачи сигнала при посадке пробки на стоп-кольцо, показывающего окончание продавливания ЦР в ЗП. Нижнюю пробку вводят в ОК перед закачиванием ЦР, а верхнюю — после подачи всего его объема. Центральный канал в нижней пробке перекрыт резиновой диафрагмой, которая при посадке на стоп-кольцо разрывается, тем самым открывая канал для перетока ЦР в ЗП.



Рис. 68. Цементировочный агрегат [stellar-service.ru]

5.2. Тампонажные материалы и способы цементирования скважин

Особое требование предъявляется к тампонажным материалам, которые при смешивании с водой образуют суспензии, способные затем превратиться в твердый непроницаемый камень. Для приготовления ЦР химические реагенты сначала добавляют в жидкость (обычно в воду). Утяжеляющие, облегчающие и повышающие температуростойкость реагенты смешивают с вяжущим веществом в процессе производства (специальные цементы) или перед применением (сухие цементные смеси). В зависимо-

сти от типа вяжущего средства тампонажные материалы готовят на основе портландцемента, доменных шлаков, известково-песчаных смесей и пр. (белиловые и др.). При креплении скважин применяют только два первых вида. ЦР должен отвечать следующим требованиям: быть подвижным и закачиваться в скважину цементирующими агрегатами от момента приготовления до окончания продавливания; обладать минимальной фильтрацией для сохранения высокой проницаемости ПЗП; не затвердевать при течи в ЗП; сопровождаться быстрым загустеванием и схватыванием после ухода за ОК; быть седиментационно устойчивым, чтобы в состоянии покоя в нем не образовывались каналы, заполненные дисперсионной средой; быть химически инертным по отношению к металлу, породам, пластовым флюидам и БР; легко смываться с оборудования; быть нетоксичным [Булатов, Данюшевский, 2003; Справочник по креплению..., 2004].

В зависимости от добавок тампонажные цементы подразделяют на песчаные, волокнистые, гель-цементные, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные с низким показателем фильтрации, водоэмульсионные, нефте-цементные и др. Существуют следующие их разновидности на основе портландцемента и шлака.

1. Портландцементы для «холодных» и «горячих» скважин («холодный» цемент — для пластов с температурой до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$, «горячий» — до $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$, плотность раствора $1,88\text{ г/см}^3$).

2. Облегченные цементы для получения растворов плотностью $1,4\text{--}1,6\text{ г/см}^3$ на основе портландцементов, а также шлакопесчаной смеси (до температур $+90\text{--}140\text{ }^{\circ}\text{C}$). В качестве облегчающих добавок используют глинопорошки или молотые пемзу, трепел, опоку и др.

3. Утяжеленные цементы (добавки: магнетит, барит и др.) для приготовления растворов плотностью не $< 2,15\text{ г/см}^3$ на базе портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам, а также шлакопесчаной смеси для температур $+90\text{--}140\text{ }^{\circ}\text{C}$.

4. Термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурой $+90\text{--}140$ и $+140\text{--}180\text{ }^{\circ}\text{C}$.

5. Низкогигроскопичные цементы, предназначенные для длительного хранения. Регулируют свойства ЦР изменением водоцементного отношения, а также добавлением разных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих сроки схватывания и твердения, снижающих вязкость и показатель фильтрации. К ускорителям относятся: хлористые кальций, калий и натрий; жидкое стекло (силикаты натрия и калия); кальцинированная сода; хлористый алюминий. Они обеспечивают схватывание ЦР при отрицательных температурах и ускоряют этот процесс при низких (до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$). Замедлителями служат: полиакриламид (ПАА); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ); сульфит-спиртовая барда (ССБ); нитролигнин и др. Они понижают фильтрацию и могут увеличивать или уменьшать подвижность ЦР [Специальные тампонажные..., 2002].

Требования к тампонажным материалам для крепления скважин определяются геолого-техническими условиями проходки. Раствор должен сохранять свою подвижность при закачивании в ЗП, но после окончания цементации быстро превратиться в камень с определенными физико-механическими свойствами. Он должен обладать следующими свойствами: быть высокоэластичным (трещиностойким) для предотвращения

от разрушения при динамических нагрузках, в частности при перфорации, а также коррозионно- и термостойким; обладать хорошей сцепляемостью (адгезией) с металлом и породами, слагающими стенки скважины; не давать усадки при твердении; быть практически непроницаемым для жидкостей и газов; быть достаточно прочным и в то же время легко разбуриваться. С глубиной температуры и давления увеличиваются, встречаются поглощающие и высоконапорные пласты, а также горизонты с минерализованными водами, нефтью и газом. При таких колеблющихся условиях ЦР должны быть разными. К их свойствам относятся подвижность, плотность, сроки схватывания, загустевание, вспенивание, стабильность, водоотдача, механическая прочность [Справочник по креплению..., 2004].

Подвижность (растекаемость) — способность прокачиваться по трубам в течение необходимого для цементирования времени. Растекаемость (вязкость) и пластическую прочность (СНС) ТР принимают в зависимости от величины раскрытия трещин, а при тампонировании ОК — от величины зазора между стенками скважин и ОК. Регулируют растекаемость и пластическую прочность тампонажной смеси путем изменения водоцементного отношения или введения в раствор загустителей (полимеров — КМЦ, ПАА) или разжижителей (понижителей) вязкости — ССБ, ПФЛХ (полифенольный лесохимический реагент), игетана, сульфанола и др. *Плотность* — это критерий оценки качества раствора. Его колебание при цементировании показывает на изменение водоцементного отношения, что является нарушением технологического режима. Уменьшение плотности приводит к ухудшению свойств камня. Поэтому этот параметр следует строго контролировать при цементировании и не допускать отклонения от заданной величины. Плотность ЦР можно регулировать тонкостью помола цемента, водоцементным отношением, введением облегчающих или утяжеляющих добавок, аэрацией раствора. При изменении водоцементного отношения изменяется содержание воды и, соответственно, плотность раствора. В качестве облегчающих добавок используют измельченные диатомиты, трепел, опоку, селикагель, вулканический пепел, туф, известняк, уголь, золу и др. Большинство этих добавок значительно повышает удельную поверхность твердой фазы и позволяет увеличивать содержание воды и плотность раствора. В практику тампонирования внедряются облегченные аэрированные и пеноцементные растворы. Для повышения плотности в ЦР добавляют кварцевые и магнетитовые пески без предварительного их измельчения. За счет этих добавок плотность раствора можно увеличить до 2,4 г/см³. Повышать плотность можно также баритом, магнетитом, гематитом. Кварцевый песок вводят в немолотом виде, так как тонкодисперсный за счет увеличения удельной поверхности требует много воды, что понижает плотность раствора. Оптимальный размер зерен кварцевого песка 0,7 мм, а кварцево-магнетитового — 0,3–0,4 мм. Добавки песка снижают расход цемента, повышают коррозионную и термическую устойчивость цементного камня, его прочность, но сроки схватывания раствора возрастают [Зварыгин, 2011].

Сроки схватывания (твердения) определяют пригодность ТР для закачивания его в ЗП и подбирают его исходя из конкретных условий, в частности в зависимости от пластовых температур. После затворения раствора и его механического перемешивания

он начинает последовательно загустевать и затвердевать. На это влияет состав порошка, тонкость помола, температура, давление и др. Ожидание ОЗЦ проводят с помощью определения начала и конца схватывания раствора. Начало зависит от глубины скважины и скорости закачивания раствора (от нескольких минут до нескольких часов), а конец схватывания — от ширины раскрытия трещин, скорости циркуляции подземных вод и др. Регулируют сроки схватывания подбором состава цемента или введением различных добавок: ускорителей или замедлителей схватывания. К первым относятся глиноземистый цемент, гипс и электролиты: NaCl , KCl , Na_2CO_3 , K_2CO_3 , CaCl_2 , Na_2SiO_3 , FeCl_2 , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, NaOH . Замедлителями схватывания являются пластификаторы-разжижители: ССБ (0,5–1,5 %), лигнин (> 1 %), ПФЛХ (0,3 %), игетан (2 %), окзил (1 %) и полимеры: КМЦ (0,1–1,0 %), ПАА (0,3–0,4 %) и др. При увеличении концентрации полимера повышается вязкость раствора и понижается водоотдача. На сроки схватывания влияет и среда. В щелочной (при добавлении электролитов NaOH и Na_2CO_3) происходит более интенсивное растворение и диспергирование частиц цемента, поэтому все последующие процессы протекают быстрее. Кислая среда снижает растворимость, возрастают сроки схватывания цемента и диспергирование частиц. Таким образом, все щелочные электролиты являются ускорителями схватывания ЦР, а кислотные — замедлителями [Зварыгин, 2011].

Для качественного крепления стенок скважин необходимо знать фильтрационные свойства ЦР: водоудерживающую способность (стабильность) и водоотдачу. *Стабильность* — важный показатель ЦР, оказывающий влияние на качество крепления стенок скважин. При малой стабильности в процессе твердения из раствора выпадает твердая фаза, трещины и поры пласта оказываются плохо перекрыты и требуется повторное цементирование. Стабильность определяют по величине объема выделившейся воды из раствора, находящегося в покое в течение трех часов. Она зависит от гидрофильности цемента. Нестабильностью раствора является его расслоение, образование зон воды и цементной смеси, т. е. прерывистости цементного камня в ЗП. Близкое по значению к «стабильности» понятие *устойчивость* ЦР к размыванию промывочной жидкостью — это активное перемешивание цементного и бурового растворов, которое возможно при наличии свободной воды в растворах и высокой гидрофильности твердой фазы. Для предотвращения размывания ЦР буровым используют буферные жидкости. Для повышения стабильности ТР уменьшают их водоотдачу. Это выделение воды из раствора под давлением или в результате абсорбции воды пористыми и гидрофильными породами и выпадением гидрофобных цементных частиц под собственным весом, в результате чего раствор становится прозрачным, лишенным цемента. Водоотдача зависит от тонкости помола, активности цементных частиц, перепада давления и температуры твердения. С ростом последних водоотдача раствора увеличивается. При *вспенивании* необходимо точно подсчитать объем закачиваемого в скважину раствора, поскольку при его приготовлении часто образуется много пены и создается неверное представление о его количестве. *Механическая прочность цементного камня* характеризуется пределами прочности на изгиб образцов-балочек. Прочностью по ГОСТу должен обладать цементный камень на 2-е сут. твердения в водной среде при некоторой температуре [Зорина, 2005].

Качественное крепление скважин позволяет увеличить срок их эксплуатации. Технологию цементирования в каждом конкретном случае уточняют в зависимости от конструкции и состояния ствола скважины, протяженности укрепляемого интервала, горно-геологических условий, уровня оснащенности техническими средствами и опыта проведения таких работ. Применяемая технология должна обеспечить следующее: цементирование всего выбранного интервала, а в его пределах — полное замещение промывочной жидкости ТР; предохранение раствора от попадания в него промывочной жидкости; получение цементного камня высокой стойкости и низкой проницаемости; надежное сцепление его с ОК и стенками скважины. Для полного замещения промывочной жидкости рекомендуется ряд мероприятий: тщательное регулирование ее реологических свойств (текучесть) с целью снижения вязкости и СНС до минимально допустимых значений; нагнетание ТР в ЗП со скоростями течения, дающими турбулентный режим; использование соответствующих буферных жидкостей на разделе промывочной жидкости и ЦР; расхаживание или вращение ОК при подаче раствора в ЗП; применение полного комплекса технологической оснастки ОК. При разработке технологии подбирают тампонажный материал, рецептуру и свойства ЦР, определяют режим закачки и продавливания его, продолжительность работ и время, необходимое для затвердевания цементного камня с достаточной прочностью, позволяющей возобновить работы в скважине [Мордвинов, 2004].

Перед спуском ОК предварительно проверяют отсутствие выступов и сужений в стволе, препятствующих продвижению ее к забою. В необсаженный ствол скважины ОК спускают со средней скоростью ~ 300 м/ч. Если эту операцию проводить слишком быстро, под ней может возникнуть пульсирующее давление, способное привести к гидроразрыву пласта (ГРП). Если низ колонны оборудован направляющим колпаком и обратным клапаном, то по мере спуска в нее необходимо доливать БР. Иначе она может принять плавучее состояние и даже смяться под его давлением. По окончании спуска ОК направляющий башмак должен находиться на 3–10 м выше забоя.

Существует несколько способов цементирования, которые различаются схемой продавливания ТР в ЗП и используемыми приспособлениями. Возможны два варианта подачи его: раствор, закачанный внутрь ОК, проходит по ней до башмака и затем поступает в ЗП, распространяясь снизу вверх (прямое цементирование); раствор с поверхности подают в ЗП, по которому он перемещается вниз и заполняет нижнюю часть ОК (обратное). Из-за технических трудностей этот метод редко применяется: сложность контроля момента достижения ЦР низа ОК и надежного обеспечения качества цементажа в этой наиболее ответственной части. Поэтому чаще всего цементируют по прямой схеме. Перед этим скважину промывают от БР и на верхний конец ОК навинчивают цементировочную головку. В ОК вводят нижнюю пробку (рис. 69) с резиновой мембраной, служащей для предупреждения преждевременного проникновения ЦР в ствол. Затем насосом закачивают в трубы рассчитанный объем ТР, устанавливают верхнюю пробку и нагнетают продавочную жидкость (чаще всего БР), т. е. цементная смесь двигается вниз по колонне между двумя пробками, отделяющими ее от БР и продавочной жидкости. В стволе постепенно происходит уплотнение цементной смеси, пока под ее давлением не прорвется мембрана в нижней пробке, дошедшей до стоп-кольца, и ЦР

через колонный башмак не начнет поступать в ЗП. Закачку прекращают, когда верхняя пробка опустится на нижнюю (рис. 70, IV), этот момент фиксируется по резкому повышению давления на цементирующей головке. В ОК под стоп-кольцом остается некоторое количество ЦР, образующего стакан высотой 10–20 м. При наличии в колонне обратного клапана можно приоткрыть краны в цементирующей головке и снизить давление. После этого скважина оставляется в покое на 36–48 ч до полного затвердевания раствора. Недостатком этого способа является невозможность отследить момент, когда ЦР достиг забоя [Сафонов и др., 1987]. Если через башмак ОК в ЗП продавливают весь ТР, то это одноступенчатое (одноцикловое) цементирование (см. рис. 70).

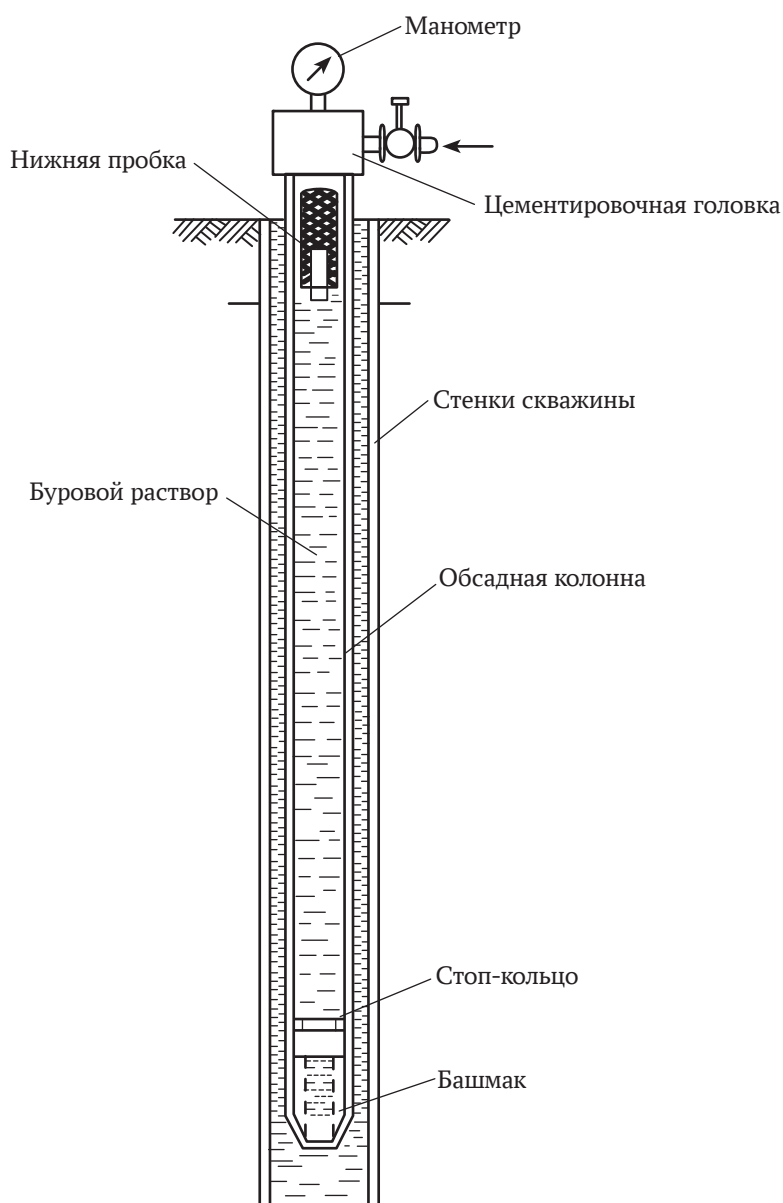


Рис. 69. Начало цементирования скважины
[zen.yandex.ru]

Если ОК оснащена дополнительными заливочными муфтами, позволяющими подавать раствор в ЗП по интервалам на разной глубине, цементирование называется многоступенчатым (многоцикловым). В этом случае сначала крепят нижнюю часть колонны, затем верхнюю. Суть метода в следующем. На расчетной глубине на ОК ставят заливочную муфту с отверстиями, которые закрыты при цементировании нижней части ОК. После промывки скважины в колонну помещают нижнюю разделительную пробку, затем закачивают ТР и ставят вторую пробку. Продавочной жидкостью, примерно равной объему нижней части ОК, продавливают ТР (как обычное одноцикловое цементирование). Затем спускают третью пробку, диаметром несколько больше прежних. Когда вторая пробка садится на первую, третья подходит к муфте, расположенной на определенной высоте от забоя, и сдвигает ниппель, открывая отверстия. Третья пробка остается на муфте,

а продажная жидкость получает выход через отверстия специальной муфты. После промывки поднявшегося выше этой муфты ЦР (с учетом ОЗЦ за нижней частью ОК) закачивают новую порцию раствора, которая выходит из отверстий и поднимается выше муфты в ЗП. За ЦР сбрасывают четвертую пробку, которая является разделительной и запорной. После вытеснения всего ЦР через отверстия четвертая пробка подходит к муфте и сдвигает ниппель, закрывая отверстия. Процесс цементирования считается законченным. Двухступенчатый способ применяется в разных вариантах с помощью первых двух пробок или одной из них. Его используют, когда по горно-геологическим причинам невозможно провести крепление скважины в одну ступень. Оно целесообразно в следующих случаях: при наличии зон поглощения в нижележащих пластах и резко различающихся температурах в зоне подъема ЦР, вызывающих его быстрое схватывание в нижней (более горячей) части; если на буровую нельзя доставить большое количество цементировочных агрегатов. Многоступенчатое цементирование способствует экономии цемента [Сидоров, 1982].

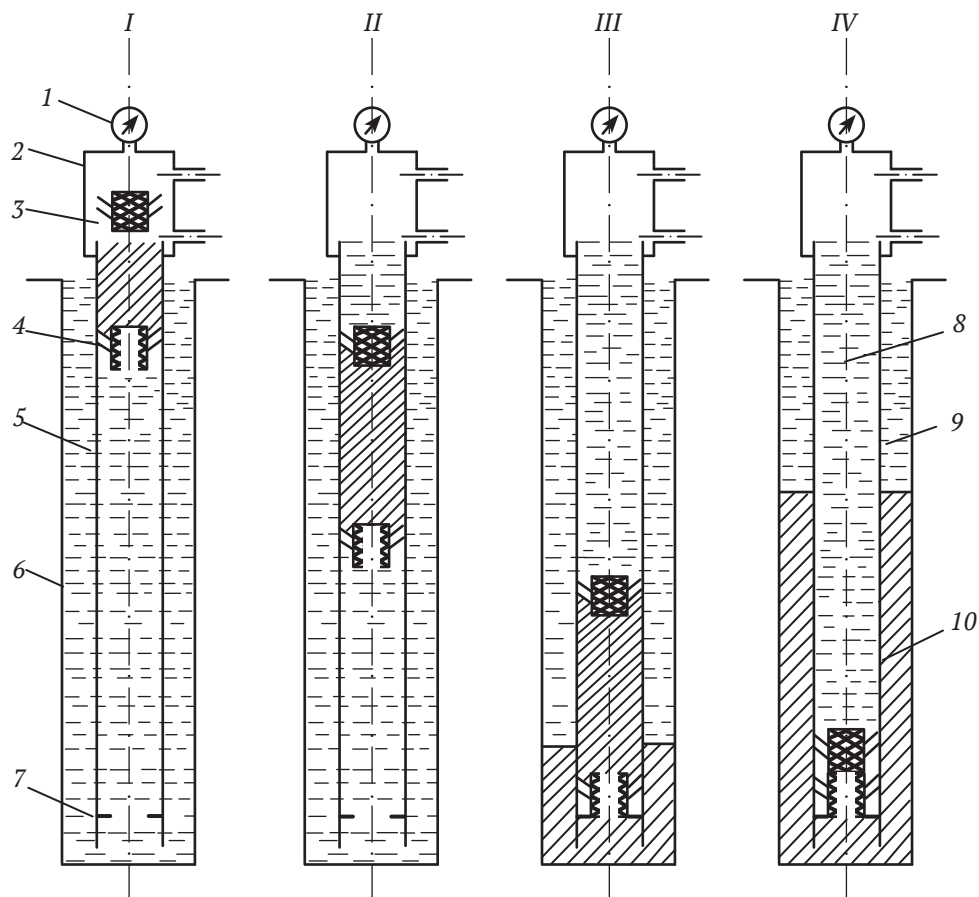


Рис. 70. Одноступенчатое цементирование с двумя пробками: I – начало подачи цементного раствора в скважину; II – нагнетание ЦР по ОК; III – начало продавливания раствора в ЗП; IV – окончание продавки; 1 – манометр для контроля давления; 2 – цементировочная головка; 3 – верхняя пробка; 4 – нижняя пробка; 5 – ОК; 6 – стенки скважины; 7 – стоп-кольцо (упорное); 8 – продажная жидкость; 9 – БР; 10 – ЦР [Сафонов и др., 1987]

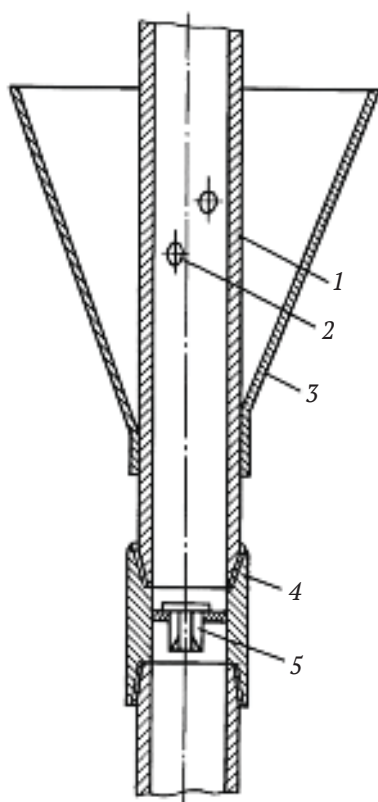


Рис. 71. Манжетное цементирование:
 1 — обсадная труба;
 2 — заливочные отверстия; 3 — манжета;
 4 — муфта; 5 — клапан
 [Сафонов и др., 1987]

Нередко необходимо исключить проникновение ТР в нижнюю часть ОК, расположенную в интервале продуктивного пласта. Для этого на уровне или несколько выше кровли исследуемого объекта в колонне устанавливают муфту (рис. 71) с отверстиями для пропуска раствора в ЗП и металлической или брезентовой манжетой снаружи. При закачке ЦР манжета раскрывается и перекрывает ЗП таким образом, что раствор может проходить только вверх. Для этого внутри колонны ниже муфты помещают обратный клапан, который перекрывает доступ в нижнюю часть колонны [Сафонов и др., 1987]. Иногда в скважинах ставят мосты — это искусственные сооружения, полностью перекрывающее поперечное сечение скважины (или ОК) на сравнительно небольшом участке, обычно удаленном от забоя. Мосты бывают резиновые, пластмассовые, металлические, цементные и др. Их устанавливают для следующих случаев: изоляции водонапорных и непродуктивных горизонтов при испытании и ликвидации скважин; возвращения на новый горизонт; изоляции зон поглощения или проявления; забуривания нового ствола; создания опоры при испытании пластов или секций обсадных труб; укрепления неустойчивых, осыпающихся или размываемых жидкостью пород; ликвидации каверн или желобов; опробования объекта испытателем пластов; капитального ремонта, консервации или ликвидации скважин. Наиболее эффективным является применение моста, который представляет собой цементный стакан в стволе высотой несколько десятков метров (рис. 72), достаточной для надежной изоляции.

Порядок установки его следующий. В скважине немного ниже нижней границы участка, в котором требуется создать мост, устанавливают разбуриваемый пакер или манжетную пробку, исключая возможность оседания вниз столба ТР. До нижней границы этого участка спускают колонну труб и тщательно промывают скважину. Если в пределах участка имеются каверны, в колонну вставляют приспособление с боковыми гидромониторными насадками и сильными струями вымывают из каверн загустевшую промывочную жидкость и шлам. Во время промывки желательно вращать и расхаживать колонну труб. При наличии каверн расхаживать следует на такую длину, чтобы струи, вытекающие из насадок, могли поражать всю поверхность кавернозных интервалов. После промывки в колонну труб последовательно закачивают буферную жидкость, очень густой ТР, вторую порцию буферной жидкости, продавочную жидкость. Раствор отделяют от обеих порций буферной жидкости двумя разделительными пробками. Вытеснение ТР продолжают до момента достижения равенства давлений в кольцевом пространстве и колонне труб у башмака. Чтобы об-

легчить решение задачи об определении момента прекращения цементировочной операции, плотности обеих порций буферной жидкости делают одинаковыми, так же как и плотности промывочной и продавочной жидкостей. Объем второй порции буферной жидкости рассчитывают таким образом, чтобы высота столба ее в колонне труб была равна высоте столба первой порции в кольцевом пространстве, а объем порции продавочной жидкости — так, чтобы в момент окончания закачки ее уровни ТР в кольцевом пространстве и колонне были одинаковыми. По окончании закачки продавочной жидкости колонну труб приподнимают немного выше верхней границы будущего моста и скважину промывают. Затем трубы поднимают на поверхность, а скважину оставляют в покое для твердения раствора. В отличие от других способов цементирования установка мостов имеет свои особенности: используется мало тампонажных материалов; нижняя часть заливочных труб не оборудуется специальной компоновкой и стоп-кольцом; во многих случаях проводится обратная промывка скважин для «срезки» кровли моста; мост снизу ничем не ограничен и может растекаться под действием разности плотности цементного и бурового растворов [Басарыгин и др., 2002].

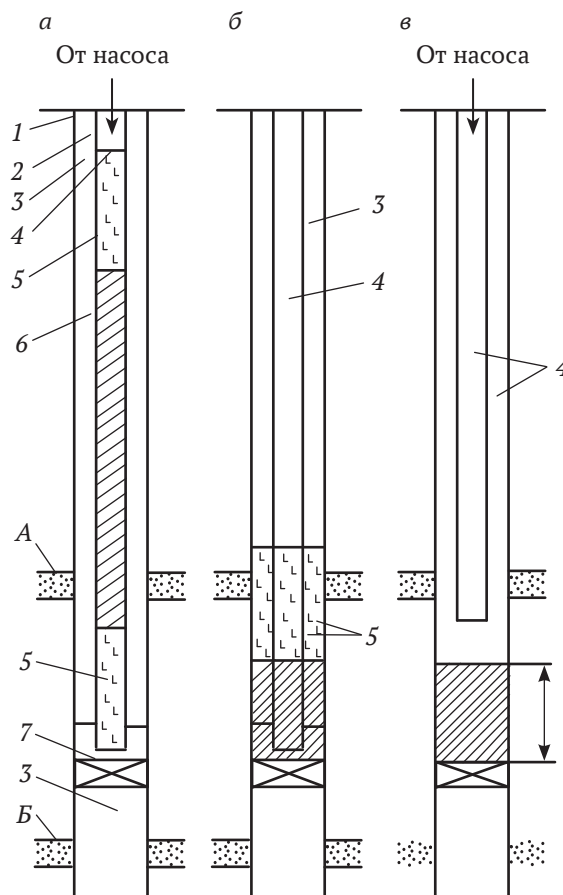


Рис. 72. Установка цементного моста: а — начало закачки продавочной жидкости в колонну НКТ после буферной жидкости и ТР; б — конец закачки продавочной жидкости; в — промывка скважины после поднятия колонны НКТ выше кровли цементного моста; 1 — ствол скважины; 2 — БК; 3 — БР; 4 — продавочная жидкость; 5 — буферная жидкость; 6 — ЦР; 7 — пакер; А и Б — продуктивные горизонты [en.ppt-online.org]

Таким образом, целью всех способов цементирования скважин является вытеснение БР тампонажным и поднятия последнего на проектную высоту в ЗП. В результате этого предотвращаются межпластовые перетоки флюидов, на длительное время изолируются продуктивные объекты от посторонних вод, укрепляются неустойчивые, склонные к осыпям и обвалам породы, ОК предохраняется от коррозии пластовыми водами.

5.3. Проверка качества цементирования

После закачки ЦР в скважину ожидают его затвердевания. Для кондукторов это составляет 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн — 24 ч. Продолжительность твердения различных цементирующих смесей (бентонитовых, шлаковых и др.) устанавливается в зависимости от данных предварительного их испытания с учетом температуры в стволе скважины. Оценку качества цемента чаще всего проводят с помощью геофизических исследований (термометрии, радиоактивного и акустического метода). *Термометрия* оценивает уровень поднятия ЦР за ОК в случае невыхода его на устье. Определение высоты подъема цемента термометром основано на том, что при затвердевании цемента выделяется тепло и повышается температура в той части скважины, где находится цемент. Термические исследования изменения температуры цемента при его схватывании показали, что для цементов различных сортов максимальные температуры создаются в промежутках времени от 6 до 16 ч с момента начала схватывания. Поэтому для получения четких и надежных результатов по определению цемента за колонной температурные измерения необходимо проводить через 12–30 ч после цементажа скважины, обычно после снятия заливной головки с устья скважины. После этого термометрия малоэффективна, так как тепловыделения уже почти не происходит. Применение *гамма-гамма-каротажа (ГГК)* основано на измерении разности плотностей цементного камня и глинистого раствора. Сущность метода заключается в измерении рассеянного гамма-излучения от источника, помещенного на некотором расстоянии от индикаторов (своеобразный «рентген»). *Акустический* метод контроля качества цементажа основан на том, что не закрепленная цементным камнем ОК при испытании акустическим зондом отличается значительно большими колебаниями амплитуд по сравнению с зацементированной колонной. Метод позволяет обнаружить внутренние пустоты в цементе за счет разной скорости прохождения звуковой волны [Вадецкий, 2011].

На качество цементирования скважин влияют природные, технико-технологические и организационные факторы. *Природные*: термобарические условия в скважине; тектонические нарушения; фильтрационно-емкостные свойства коллектора и его неоднородность; положение продуктивных пластов относительно пластовых вод. *Технико-технологические*: состояние ствола скважины (интервалы проявлений и поглощений, кавернозность, перегибы ствола, толщина фильтрационной корки); конструкция ОК и состав технологической оснастки (величина зазора, длина и диаметр колонн); тампонажные материалы (состав, физико-механические свойства, коррозионная устойчивость); технологические параметры цементирования (объем и вид буферной жидко-

сти, скорость восходящего потока, соотношения между реологическими показателями и плотностью вытесняемой и вытесняющей жидкостей, расхождение и вращение колонн); уровень технической оснащенности процесса цементирования. *Организационные*: квалификация бригады; соответствие цементировочных работ технологическому регламенту; надежность схемы тампонажа.

Для оценки качества крепления скважин принимают следующие показатели: заполнение ЗП тампонажным раствором; сцепление цементного камня с ОК и породой; наличие перетоков по ЗП после цементирования. На степень заполнения его ТР влияют следующие факторы: положение ОК в скважине; ее состояние при прокачивании раствора и его режим; технологическая оснастка ОК; тип и объем буферных жидкостей; наличие нижней разделительной пробки при цементировании. Прилегание ОК к стенке скважины приводит к образованию застойных зон, ухудшающих замещение глинистого раствора цементным. Чем ближе колонна к стенке, тем сложнее удалить глинистый раствор из зацементированных зон без специальных технологических приемов. При некоторых реологических характеристиках раствора он вообще может быть не вытеснен из скважины. Поэтому концентричность колонны в скважине повышает качества цементирования [Булатов, 1977].

Определив высоту подъема цемента и качество цементирования, приступают к обвязке устья скважины противовыбросовым оборудованием, что позволяет подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях, опрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой, контролировать давление в межтрубных пространствах. После обвязки устья в ОК спускают желонку или пикообразное долото на буровых трубах для установления нахождения цемента внутри них. Затем при необходимости приступают к разбурированию заливочных пробок, остатков затвердевшего ЦР и деталей низа ОК. Бурение проводят пикообразным неармированным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра ОК. Обратный клапан обычно разрушают торцовым цилиндрическим фрезером, обеспечивающим сохранность колонны от повреждения. Если предполагается просверлить только заливочные пробки, упорное кольцо и цементный стакан до обратного клапана, то можно не ставить на устье противовыбросовую арматуру. Она там необходима, если будет разбурен обратный клапан и вскрыт фильтр или башмак зацементированной колонны [Басарыгин и др., 2002].

Герметичность ОК, резьбы, цементного стакана можно проверять избыточным давлением, т. е. опрессовкой путем нагнетания воды внутрь ОК до планового давления (в зависимости от диаметра колонны). Для испытания ОК этим способом обычно используют цементировочный агрегат. Колонна считается герметичной, если при выдерживании ее под давлением в течение 30 мин давление не снижается более чем на 0,5 МПа. В разведочных скважинах герметичность проверяют снижением уровня жидкости, если плотность БР была $< 1,4 \text{ г/м}^3$, или заменой более тяжелого раствора на воду. На действие наружного избыточного давления испытываются колонны, в которых в период эксплуатации и освоения давление на устье не превышает атмосферного. При этом внутри ОК снижается уровень жидкости на 20–50 м ниже того, при котором предполагается осуществлять вызов притока пластового флюида. Колонна считается герметичной, если за 8 ч наблюдения уровень жидкости в ней не поднимется более

нормативного значения, зависящего от диаметра ОК и глубины снижения уровня жидкости. Для испытания ОК на герметичность путем понижения уровня используют компрессор или желонку, опускаемую в скважину на канате. Если окажется, что колонна негерметична, то сначала определяют места утечки в ней. Для этого резистивиметром измеряют удельное сопротивление жидкости. После замера электрической сопротивляемости однородной жидкости внутри ОК получают диаграмму равного сопротивления, выраженную прямой линией по оси ординат. Вызывая приток воды из пласта снижением уровня в колонне, вновь измеряют сопротивление и получают другую диаграмму, точки отклонения которой от первой указывают место подтекания в колонне. После этого ОК дополнительно цементируют, спуская новые обсадные трубы, через которые будет прокачиваться ЦР на 1–2 м ниже поступления флюида [Вадецкий, 2011].

ГЛАВА 6

ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Изменяющиеся по разрезу геологические условия бурения на нефть и газ, сравнительно большая глубина скважин, наличие интервалов с аномально высокими или низкими пластовыми давлениями требуют постоянного совершенствования технологии и техники бурения. Но даже при использовании современных достижений в этой области не всегда удается избежать осложнений при бурении. Под ними понимают всевозможные нарушения нормального технологического процесса, кроме поломок инструмента и оборудования, вызывающие дополнительные затраты времени, материально-технических ресурсов и рабочей силы. Наиболее распространенными видами осложнений являются: обвалы (осыпи) пород; поглощения промывочной жидкости; нефте-, газо- и водопроявления; прихваты бурового инструмента; искривление скважин; аварии с буровым оборудованием [Пустовойтенко, 1987; Байраков, 1988; Винниченко и др., 1991; Семенов, 2001; Басарыгин и др., 2002; Мордвинов, 2006; Вадецкий, 2011]. Большинство из них приводят к нарушению ствола скважины и связаны с несоблюдением технологии бурения, плохим знанием горно-геологических условий проводки скважины, непониманием причин (явлений), предшествующих осложнению.

6.1. Осыпи (обвалы) пород

Осыпи — это медленное разрушение стенок скважины из-за контакта с промывочной жидкостью, перепада давления или механического воздействия бурового инструмента. Они происходят при прохождении неустойчивых глин, аргиллитов, глинистых и слюдистых сланцев. Проникновение воды из растворов в пласты приводит к снижению прочности пород, увлажнению, набуханию, выдавливанию в ствол и обрушению его стенок. При этом частицы породы отделяются от стенок скважины и падают в ствол, подхватываются потоком промывочной жидкости и выносятся на поверхность. Если же значительная масса породы внезапно выпадает в скважину, перекрывает кольцевое пространство или все сечение ствола и восходящий поток не в состоянии ее быстро удалить на поверхность, такое осложнение называют обвалом, т. е. это те же осыпи, только процесс более быстрый и масштабный. Из-за осыпей и обвалов локально расширяется ствол скважины; затрудняется вынос разбуренных и осыпавшихся частиц пород на поверхность, так как уменьшаются скорость восходящего потока и его подъ-

емная сила; возрастает аварийность с буровыми трубами из-за увеличения их прогиба в расширенной части ствола. Обвалы могут произойти под действием тектонических сил, приводящих к сжатию пород и нарушению их целостности, пластовое давление при этом значительно превышает давление столба БР. При бурении неустойчивые породы вследствие набухания, трения могут вываливаться и на стенках скважины образуются каверны, превышающие в несколько раз диаметр ствола скважины и имеющие высоту десятки метров (рис. 73, а, б, в). Они увеличивают объем ствола, и при циркуляции БР в них образуются застойные зоны, где может скапливаться шлам. В наклонных скважинах каверна может стать причиной поломки инструмента вследствие заклинивания в ней долота. При цементировании ОК в кавернах происходит смешение бурового и ТР, что снижает качество цементирования [Басарыгин и др., 2002].

Характерные признаки обвалов и осыпей, наблюдаемые на устье скважины: резкое увеличение давления в насосах, повышенный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и невозможность спуска БК до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват ее, иногда выделение газа. Образование каверн существенно затрудняет вынос шлама на поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с буровыми трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки труб приходится уменьшать нагрузку на долото, тем самым снижая скорость проходки. Обнаруживают каверны профиломерами или каверномерами. Если каверны затрудняют бурение или есть опасность снижения качества цементирования ОК, то их ликвидируют путем установки напротив них цементных мостов и последующего разбуривания. Но со временем они разрушаются, т. е. это не всегда помогает. Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов являются: использование химически обработанных БР с минимальной фильтрацией и высокой плотностью; правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки; выполнение следующих рекомендаций.

1. Поддерживать высокую скорость восходящего потока в ЗП (не $< 1,5$ м/с).
2. Плавно подавать БК на забой.
3. Избегать значительных колебаний плотности БР.

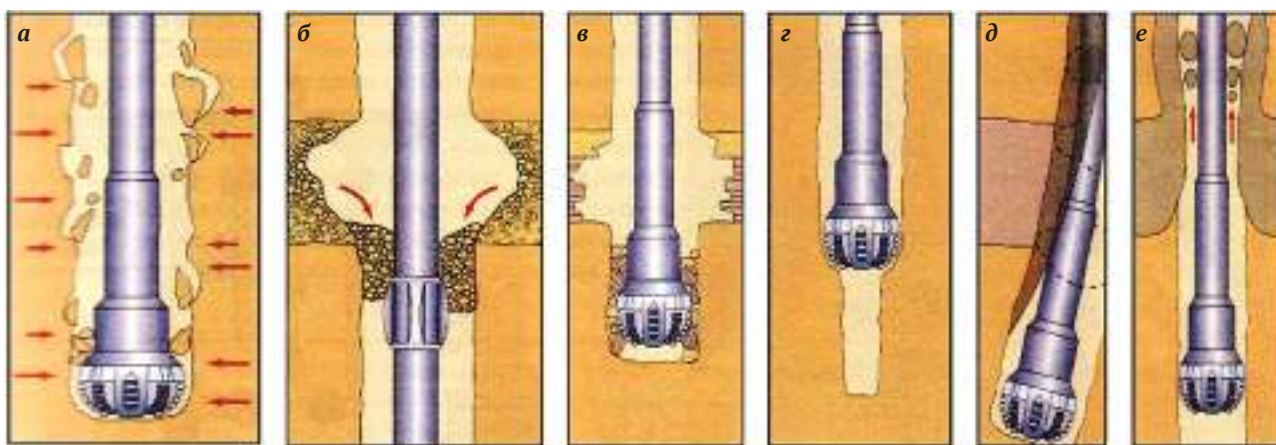


Рис. 73. Некоторые виды осложнений в стволе скважины: а — осыпи; б — обвалы; в — обрушение; г — сужение; д — желоб; е — выпучивание [en.ppt-online.org]

4. Перед подъемом колонны утяжелять его, доводя плотность до необходимой. Если она снизилась, не держать долго колонну без движения [Вадецкий, 2011].

При бурении нередко наблюдаются следующие нежелательные явления: набухание, ползучесть и растворение пород, образование желобов (рис. 73, *д, е*). *Набухание* происходит при проходке глин, реже аргиллитов (при значительном содержании монтмориллонита). Под действием БР и его фильтрата глинистые породы набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам и прихватам инструмента. Основными мерами предупреждения и ликвидации набухания являются: бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными БР с химическими веществами, увеличивающими предельное напряжение сдвига и давление набухания; правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки; закачка в скважину глинистого раствора и ожидание времени, необходимого для протекания физико-химических процессов. *Ползучесть* происходит при прохождении пластичных пород (глин, глинистых сланцев, аргиллитов, ангидритов или соляных пород), склонных под действием напряжений деформироваться и выдавливаться в ствол скважины. Она особенно проявляется с ростом глубины бурения и пластовой температуры. Характерные признаки ползучести: затяжки, посадки БК, иногда прихват и смятие буровой или ОК. Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются: разбуривание таких пород с промывкой утяжеленными глинистыми растворами; правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки; использование при бурении вертикальных скважин компоновки БК, которая исключает искривление их; подъем ЦР в ЗП ОК на 50–100 м выше пород, склонных к ползучести [Винниченко и др., 1991].

Желобообразование может происходить при проходке любых пород, за исключением очень крепких. Основные причины этого: большие углы перегиба ствола скважины; повышенный вес БК; значительная площадь контакта труб с породой. Желоба обычно образуются в местах перегиба профиля ствола, т. е. где инструмент трется о стенку скважины при движении вверх и вниз. При этом основное влияние оказывает площадь контакта буровых труб с породой и вес их. Особенно часто желоба появляются при проходке искривленных и наклонно направленных скважин. Характерные признаки образования желоба: проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание буровых и обсадных труб. Желоба формируются постепенно с ростом числа рейсов инструмента. Основными мерами предупреждения и ликвидации желобов являются: использование при бурении вертикальных скважин компоновки БК, при которой искривление ствола сводится к минимуму; стремление к максимальной проходке на долото; использование предохранительных резиновых колец при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев; при бурении наклонно направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах их следует поднимать на пониженной скорости, чтобы не допустить сильного заклинивания; если это произошло, трубы надо сдвигать вниз. Желоба обнаруживают многоточечными профилемерами, а ликвидируют проработками ствола скважины в интервале их нахождения либо взрывом шнуровых торпед [Гончаров, Винниченко, 1987]. При прохождении соленосных пород они потоком промывочной жидкости *растворяются*. Характерный признак этого — интен-

сивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях — потеря ствола скважины. Устойчивость к растворению стенок скважины повышают, полностью насыщая БР солью. При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементирование. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения — бурение на безводных БР [Мордвинов, 2006].

При бурении на стенки скважины с одной стороны давит промывочная жидкость, а с другой — пластовые флюиды. Поскольку жидкости соприкасаются друг с другом через каналы фильтрации, пронизывающие стенки и пласт, то скважина представляет собой сообщающиеся сосуды. Если при бурении давление в скважине больше пластового, промывочная жидкость уходит в пласт (поглощение). Это приводит к различным осложнениям при бурении: снижается уровень жидкости в скважине, что может вызвать обвалы стенок; теряется дорогая промывочная жидкость; усложняется контроль за промывкой; загрязняются подземные воды. Если пластовое давление больше гидростатического в стволе, то пластовый флюид поступает в скважину. Это также приводит к нежелательным последствиям: резко ухудшается качество промывочной жидкости, что вызывает обрушение стенок скважин. Поэтому возможны условия, когда при бурении поглощение периодически перемежается с водопроявлением, что отрицательно сказывается на функциях промывочной жидкости. При равенстве давлений в системе «пласт — скважина» можно избежать осложнений при вскрытии проницаемых пород [Мордвинов, 2006].

6.2. Поглощение буровых растворов

Поглощение БР проницаемыми пластами является самым распространенным видом осложнений при бурении. На ликвидацию этого явления требуется много времени, несмотря на применение различных способов предупреждения и борьбы с поглощениями промывочных и ЦР при бурении и креплении скважин. Поглощение характеризуется частичной или полной потерей циркуляции БР, так как он нередко весь уходит в пласт. Обычно это происходит при прохождении горизонтов с большой пористостью и проницаемостью, когда пластовое давление меньше давления столба промывочной жидкости в скважине (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение). Сведения о строении поглощающего пласта, его мощности и положении, интенсивности поглощения (или водопроявления), величине и направлении перетоков получают гидродинамическими и геофизическими методами либо отбором керна или шлама. Факторы, влияющие на появление поглощений БР, можно разделить на две группы.

Геологические: характер пласта (большие поглощения отмечаются в крупнообломочных, кавернозных и трещиноватых породах); его мощность и глубина залегания (вниз по разрезу раскрытие и густота трещин снижаются); недостаточное сопротивление пород гидравлическому разрыву; наличие в разрезе нескольких пластов с резко отличающимися или с аномально низкими пластовыми давлениями; свойства пластовой

жидкости; наличие других осложнений (обвалы, межпластовые перетоки, газо-, нефте- и водопроявления и др.).

Технологические: количество и качество подаваемого в скважину раствора; способ бурения; скорость проведения СПО; некачественная изоляция ОК поглощающих пластов; техническая оснащенность и организация процесса бурения. Известны случаи, когда поглощения промывочной жидкости возникают не только при вскрытии пласта, но и во время СПО. При движении труб в глинистом растворе случаются специфические явления: при их спуске гидродинамическое давление накладывается на гидростатическое ниже спускаемой колонны и увеличивается давление на забой. Иногда это приводит к образованию в породах трещин, по которым и уходит жидкость. Трещины, возникающие в породе вследствие высоких давлений (ГРП), могут быть не только причиной потери промывочной жидкости, но и способствовать осложнениям, вызывающим нарушение целостности ствола скважины [Байраков, 1988].

Существуют различные способы предупреждения и ликвидации поглощений (рис. 74). Среди них выделяются следующие: промывка облегченными жидкостями; закупорка каналов пласта добавками в жидкость инертных наполнителей (асбеста, торфа, древесных опилок, быстросхватывающихся смесей, жидкого стекла, соли, извести и др. (рис. 75)); снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины, что приводит к минимальному избыточному давлению на поглощающий пласт; бурение без выхода раствора на поверхность с последующим спуском ОК; регулирование скорости спуско-подъемных и других технологических операций в скважине; определение оптимального зазора между буровыми трубами и стенками скважины, за счет этого снижается перепад давления в ЗП и возможность сужения ствола; изменение конструкции скважины, чтобы избежать воздействия утяжеленного раствора на необсаженную часть пород, склонных к гидроразрыву. Различают три категории интенсивности поглощений: малую ($< 10\text{--}15 \text{ м}^3/\text{ч}$), среднюю ($< 40\text{--}60$) и катастрофическую (> 60), когда флюид полностью уходит в пласт [Басарыгин и др., 2002].

Катастрофическое происходит обычно при проходке кавернозных и трещиноватых пород (известняков, доломитов, песчаников и т. п.) значительного простирания и раскрытости. В этом случае возможно бурение без выхода раствора на поверхность, поскольку шлам уходит в каналы поглощения вместе с раствором. Во избежание прихвата БК необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора веса. Экономически целесообразно бурить без выхода циркуляции только при использовании воды в качестве БР. Для ликвидации катастрофических поглощений ($> 200 \text{ м}^3/\text{ч}$) проводят закупорку каналов пласта добавками в промывочную жидкость инертных наполнителей (указаны выше) и затем цементируют. После затвердения цемента скважину прорабатывают долотом и после этого продолжают бурение. Для ликвидации высокоинтенсивных поглощений раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, были разработаны перекрывающие устройства, представляющие собой эластичную сетчатую оболочку (капроновую, металлическую специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения оболочка, вследствие закупорки ее ячеек наполнителем, находящимся в тампонажной смеси, расширяется и заполняет трещины и каверны. При твердении смесь связывает оболочку с породой. Известны и другие способы ликвидации ката-

строфических поглощений: спуск «летучки» (кассеты); замораживание зон поглощения; изоляция их с помощью взрыва и др. Но они трудоемки, не всегда эффективны и поэтому применяются редко. Если все изложенные выше способы ликвидации поглощения не дают положительных результатов, то поглощающую зону перекрывают обсадными трубами [Булатов и др., 2009].

Для борьбы с поглощениями БР применяют пакер — уплотняющее приспособление в БК, предназначенное для разобщения друг от друга разных пластов в разрезе скважины. Пакер позволяет проводить раздельное испытание горизонтов на притоки флюидов как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Он применяется также и при самостоятельной эксплуатации двух объектов. Пакер представляет собой цилиндрический рези-

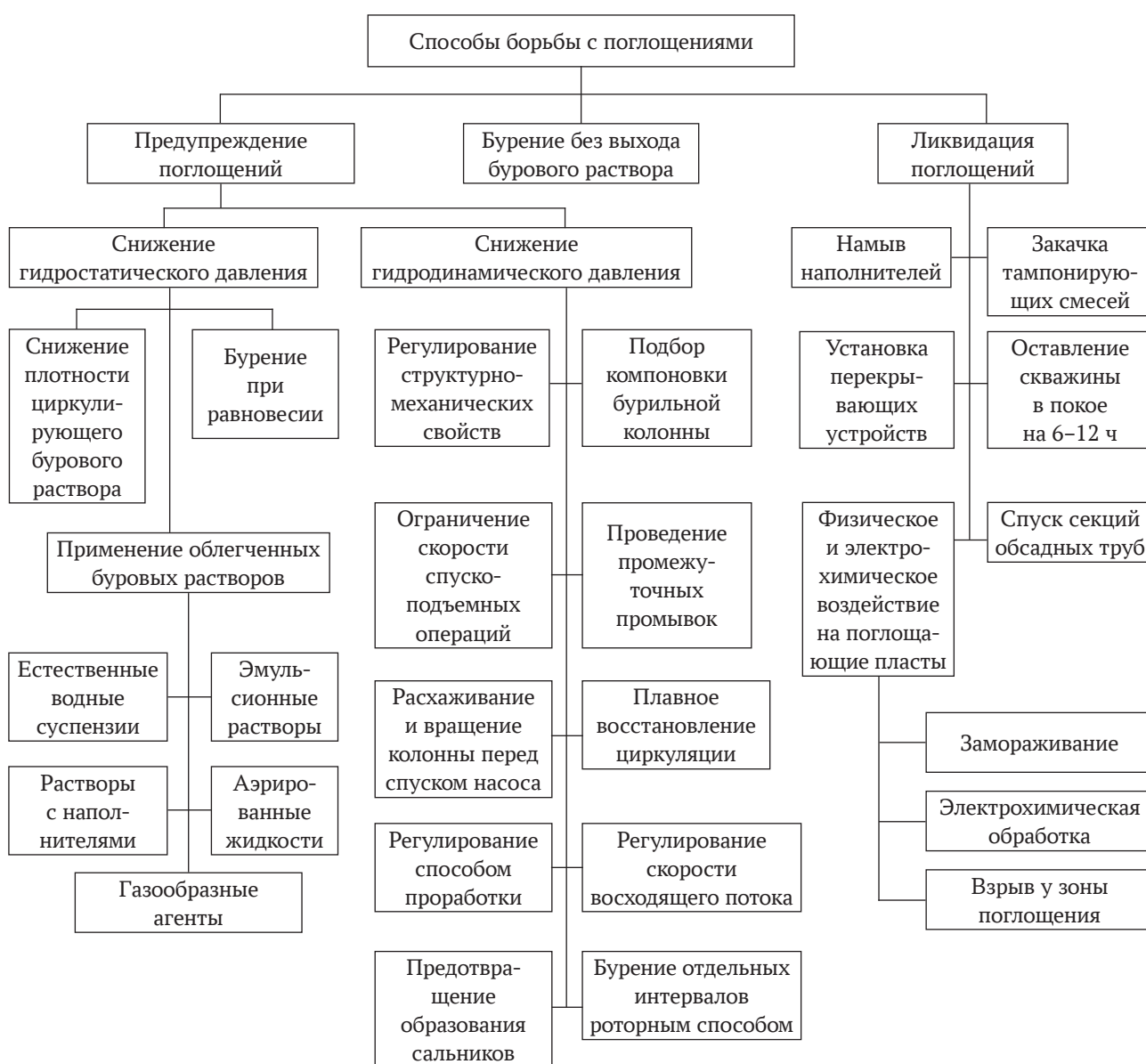


Рис. 74. Способы предупреждения и ликвидации поглощений [Басарыгин и др., 2002]



Рис. 75. Материалы для ликвидации поглощений при бурении [neftegaz.ru]

новый манжет (рис. 76), расширяющийся в стволе скважины под давлением вышерасположенных труб, в результате чего перекрывается кольцевое пространство между стенками скважины и БК. После снятия нагрузки он принимает прежнюю форму и может быть поднят на поверхность. Существует множество различных типов пакеров, но суть работы у всех одна: некоторые более устойчивы к перепадам температур, другие — к химическим добавкам. По способу установки в скважине они подразделяются на пакеры с опорой на забой и без нее. В первом случае к низу пакера присоединяют трубы (хвостовик), от длины которого зависит расстояние установки пакера от забоя. Без опоры на забой пакер можно ставить на любой глубине [Вадецкий, 2011]. Пакер позволяет: избежать разбавления тампонирующих растворов; применять быстро схватывающиеся смеси и закачивать их в поглощающие каналы; определять положение

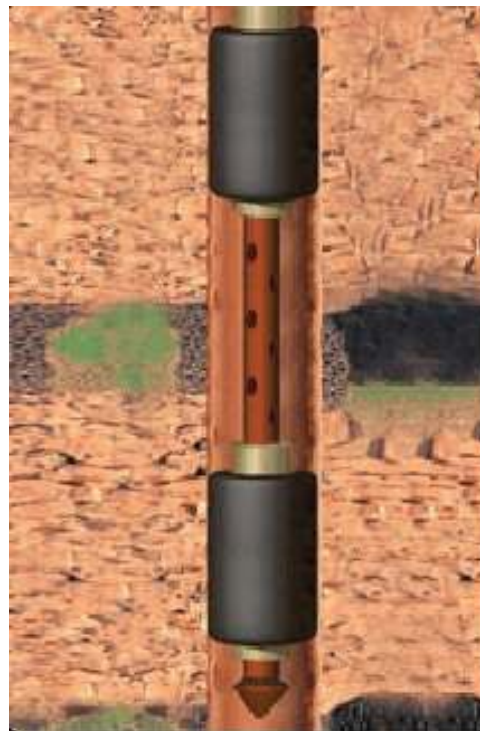


Рис. 76. Пакер [www.up-itd.ru]

проницаемого пласта последовательными опрессовками ствола скважины; заменять воду глинистым раствором (особенно при бурении с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на поглощающие пласты. Кроме того, если вскрыто несколько таких пластов на разных глубинах, применение пакера позволяет последовательно заливать ЦР снизу вверх без затраты времени на ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента) и предотвратить влияние поглощающих пластов друг на друга. По способу создания деформирующих сил пакеры делятся на механические (уплотнение происходит под действием веса колонны труб) и гидравлические (за счет перепада давления сверху и снизу пакера). Механические более просты по конструкции, однако на малых глубинах не всегда хватает веса труб для их уплотнения. Гидравлические способны воспринимать большие перепады давления (до 50 МПа), но сложны по конструкции. Пакеры бывают многократного и разового действия, последние оставляют в скважине на время твердения цемента и затем разбуривают вместе с цементным мостом.

6.3. Газо-, нефте- и водопрооявления

Существует множество причин газо-, нефте- и водопрооявлений в скважинах (рис. 77) [Басарыгин и др., 2002]. В разбуриваемых породах могут находиться нефть, газ и вода. Если пластовое давление намного выше давления БР, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины — возникает газовый фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой поломку оборудования, а иногда и пожар. Выбросы газа бывают не только из-за поступления его в скважину из высоконапорных пластов. Он может постепенно проникать в раствор в виде мелких пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под сильным давлением, поэтому размеры их очень малы. При циркуляции глинистый раствор захватывает их с собой вверх, при этом уменьшается давление на них и увеличиваются их размеры. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, уменьшая его плотность. Вес столба жидкости уже не может противостоять давлению газа, и происходит выброс. Вода или нефть, постепенно просачиваясь в скважину из пласта, также уменьшают плотность раствора, в результате чего возможен выброс. Он может возникнуть и при понижении уровня БР из-за потери циркуляции или во время подъема труб в случае недолива скважины.

Для предупреждения газо-, нефте- и водопрооявлений необходимо выполнять следующие профилактические мероприятия.

1. Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без спуска ОК.
2. При подъеме БК необходимо непрерывно доливать в скважину раствор.
3. Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, тем самым изолировав ее от проявлений.
4. При снижении плотности глинистого раствора более чем на 20 кг/м³ срочно принять меры к его восстановлению.

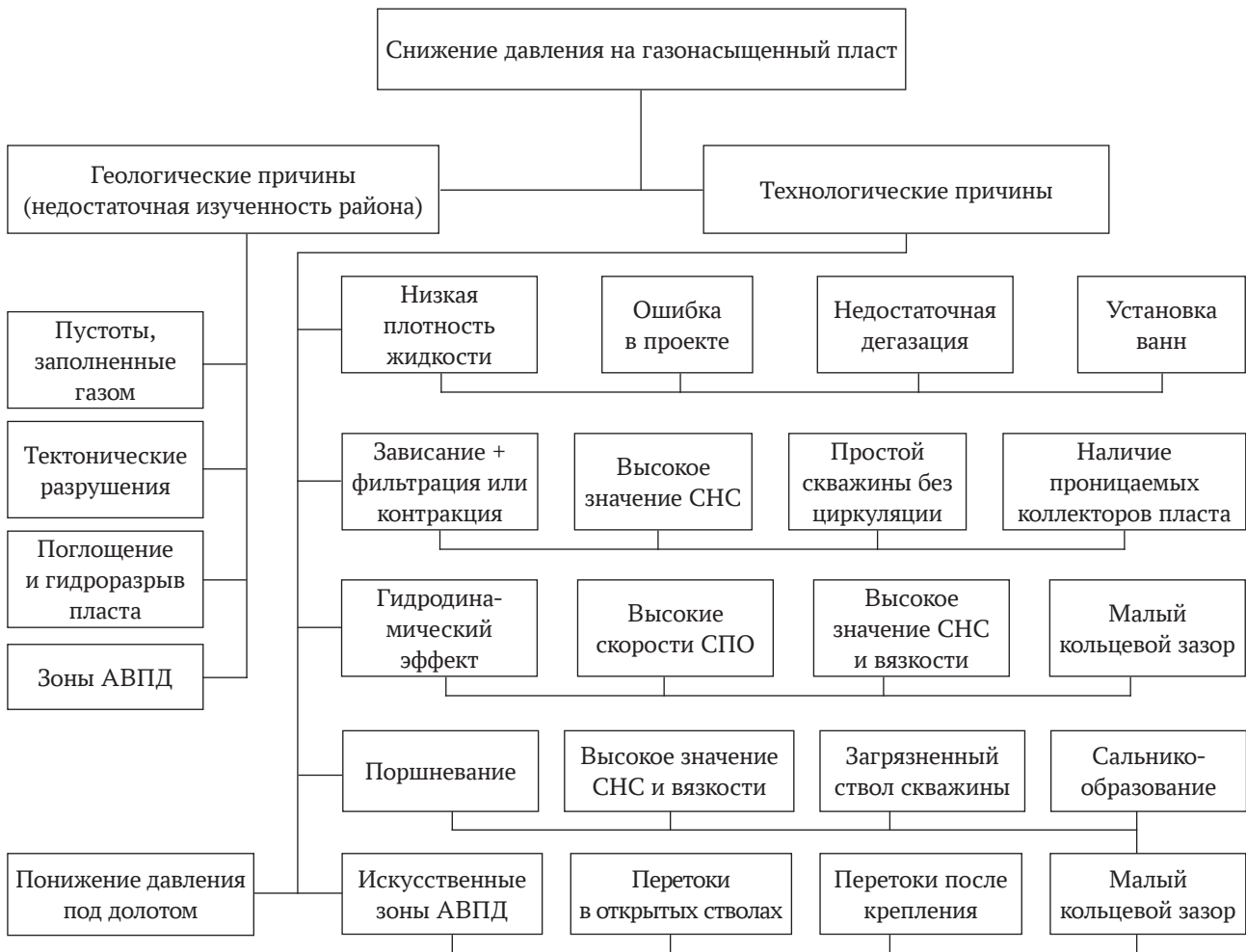


Рис. 77. Причины газо-, нефте- и водопрооявлений при бурении скважин [Басарыгин и др., 2002]

5. Иметь запас раствора.

6. Зазор между БК и стенками скважины должен быть относительно большим, поскольку от него зависит давление в скважине при СПО.

7. Вращающуюся БК поднимать только после тщательной промывки скважины и с максимальной подачей насосов.

8. Если при подъеме труб уровень глинистого раствора в ЗП не снижается, следовательно, возникло поршневание. В этом случае БК необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого поднимать инструмент.

9. Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением под ведущей трубой устанавливают обратный клапан [Пустовойтенко, 1987].

Признаки начала газопрооявлений следующие: выход на поверхность пачек глинистого раствора, насыщенного газом; кипение в желобах; слабый перелив раствора из скважины; повышение уровня жидкости в приемных емкостях насосов; фиксирование газа газокаротажной станцией. В этих случаях следует усилить промывку скважины, остановить бурение или СПО, принять меры к дегазации раствора. Для предотвра-

щения выброса гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно быть на 5–15 % выше пластового, что достигается применением утяжеленных растворов. Но нельзя ограничиваться только этой мерой борьбы с выбросами, так как они могут быть неожиданными и проявляться бурно, а утяжеление БР — операция длительная. Для ликвидации начавшегося выброса следует перекрыть скважину противовыбросовым оборудованием [Басарыгин и др., 2002].

Для ликвидации начавшегося газо-, нефте- или водопроявления наиболее распространены два метода: уравновешенного пластового давления и ступенчатого глушения скважины. При первом способе забойное давление поддерживают выше пластового на протяжении всего процесса. При этом поступление флюида прекратится вплоть до полного глушения. Несмотря на то что этот метод предусматривает только один режим регулирования забойного давления, имеется целый ряд вариантов его применения. Они различаются очередностью операций по утяжелению БР в технологическом цикле глушения, его плотностью (утяжелен или нет) в первом цикле, циркуляцией при вымывании пластового флюида. Отмеченные различия, в свою очередь, определяют особенности регулирования давлений в скважине. Наиболее известны следующие варианты метода **уравновешенного пластового давления** [Пустовойтенко, 1987; Семенов, 2001].

1. *Способ непрерывного глушения (циркуляция и утяжеление)* обеспечивает минимальное время нахождения скважины без промывки. Но из-за меняющейся плотности закачиваемого БР он отличается наиболее сложным регулированием давления в трубах, чтобы поддерживать его постоянным на забое. Поэтому немедленно начинают вымывание пластового флюида из скважины с одновременным увеличением плотности циркулирующего БР при максимально возможной скорости утяжеления. Циркуляция продолжается, пока плотность БР не будет повышена до значения, необходимого для глушения скважины. Существуют два его варианта: 1) вымыв поступившего в скважину флюида и ликвидацию проявления ведут одновременно с постепенным утяжелением раствора до плотности, обеспечивающей превышение забойного давления над пластовым; 2) удаление флюида и глушение начинают вести сразу на растворе необходимой плотности, способной обеспечить превышение забойного давления над пластовым. При этом способе в скважине возникают наиболее низкие давления. Для применения этого метода необходимо иметь на буровой запас утяжелителя и средств быстрого приготовления раствора.

2. *Способ ожидания и утяжеления* позволяет ликвидировать проявление за один цикл промывки и обеспечивает минимальные давления на устье скважины при вымывании флюида. После обнаружения проявления скважину закрывают, предварительно утяжелив БР до требуемой плотности в запасных емкостях, а затем проводят глушение скважины вымыванием на поверхность поступившего флюида этим раствором. При этом держат постоянным давление в буровых трубах, тем самым обеспечивая стабильное пластовое давление при всплытии пачки флюида. Недостатком этого способа является необходимость правильного регулирования давления всплывающей пачки флюида, т. е. чтобы давления не превысили допускаемые оборудованием. При этом скважина продолжительное время находится под давлением без циркуляции и возможен прихват буровых труб. Всплытие газа повышает сложность ситуации, что тре-

бует высокой квалификации исполнителей для быстрого анализа и принятия решения. Поэтому этот способ весьма опасен, так как всплывающий газ создает избыточное давление, что может привести к разрушению устьевого оборудования, ОК или к гидроразрыву менее прочных пластов.

3. *Способ двухстадийного глушения* (постоянного давления в буровых трубах) является наиболее простым. Вымывание флюида начинается сразу после закрытия скважины, без проведения каких-либо сложных расчетов процессов регулирования. Вместе с тем при его использовании возникают наиболее высокие давления в ОК, и для глушения скважины требуется не менее двух полных циклов циркуляции БР. На первой стадии сразу после закрытия скважины из нее удаляют пластовый флюид раствором той же плотности, при которой возникло проявление. Затем при герметизированном устье и остановленных насосах увеличивают плотность БР в приемных емкостях до необходимого значения. На второй стадии окончательно глушат скважину циркуляцией утяжеленного раствора. Утяжеление БР при этом возможно одновременно с удалением пластового флюида, для чего используются запасные емкости. Этот способ проще двух предыдущих, относительно безопасен, но при его проведении создаются высокие давления в скважине и нежелательно оставление ее без промывки при утяжелении раствора.

4. *Двухстадийный растянутый способ*. На первой стадии противодавлением выводят из скважины поступивший флюид на том же растворе, на котором произошло проявление. После этого увеличивают плотность циркулирующего раствора до требуемой плотности и тем самым глушат пласт. Этот способ применяют при отсутствии нужных для приготовления раствора емкостей. Он обладает недостатками всех трех предыдущих, поэтому применяется редко. Наибольшее распространение на практике получили первый и третий способы ликвидации проявлений.

Метод ступенчатого глушения используется, когда после перекрытия устья скважины или при ликвидации проявлений обнаруживают, что давление в ЗП приближается к пределам прочности устьевого оборудования и ОК или грозит гидроразрывом пород [Семенов, 2001]. Он может быть применен также для предотвращения ухудшения коллекторских свойств продуктивных малопроницаемых пластов во время глушения. Сущность его заключается в том, что в периоды максимального (пикового) увеличения давления на устье ограничиваются допустимым значением. Давление на забое снижается, и в скважину поступает порция флюида, которая вымывается следующим циклом циркуляции. Пиковое давление при этом снижается. Операция ограничения давления повторяется до тех пор, пока устьевое пиковое давление не окажется в допустимых пределах. Задавливание поступившего в скважину флюида обратно в пласт можно производить лишь в том случае, когда невозможно восстановить циркуляцию вследствие закупорки буровых труб или колонна поднята из скважины. Этот метод применяют в тех случаях, когда пластовый флюид содержит агрессивные примеси (например, сероводород). Если же скважину нельзя промыть (отключение электроэнергии, закупорка труб, долота и т. д.), для ее контроля используется метод стравливания, который является временной мерой и предназначен для ограничения роста забойного и устьевого давлений путем удаления определенного объема БР из скважины. При этом запорное устройство (дроссель) на выходе приоткрывают, и давление в ЗП снижается. Одновременно

менно происходит нарушение равновесия в скважине: забойное давление становится меньше пластового и флюид из пласта начинает поступать в скважину. Но поскольку пик давления в ЗП кратковременный, то газ быстро стравливается из скважины. Через некоторое время прикрывают дроссель и промывают скважину до следующего пика давления, которое обычно слабее. Эту операцию ведут до тех пор, пока в скважине не наступит равновесие между пластовым и забойным давлениями. Если можно начать круговую промывку, то скважину глушат одним из способов уравновешенного пластового давления, а ступенчатое, по сути, является подготовкой к нему.

Для ликвидаций начавшихся проявлений флюидов из пласта применяют различные тампонажные смеси — это вязущие системы, предназначенные для заполнения трещин и пустот с основной целью закрепления неустойчивых и дробленых пород. Несмотря на принимаемые меры, иногда при открытом фонтанировании нефти или газа возникают пожары. При этом устье скважины необходимо освободить от оборудования и принять меры к тушению пожара с помощью водяных струй из брандспойтов, отработанных газов реактивных двигателей, взрывов и т. п. Если заглушить фонтан этими способами нельзя, то бурят наклонные скважины и в зону притока флюидов под высоким давлением закачивают утяжеленный глинистый раствор.

6.4. Грифоны и межколонные проявления

Грифоны — это фонтанные газо-, нефте- и водопроявления, выходящие на поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или контакту «цемент — порода», за пределами устья скважины. Грифон сопровождается образованием кратеров, диаметр воронки которых иногда достигает нескольких десятков метров. Нередко вокруг аварийной скважины возникает несколько грифонов, часто они сопровождаются пожарами (рис. 78). Фонтанные проявления в кольцевом пространстве между обсадными трубами называют межколонными. Грифоны и межколонные проявления обычно взаимосвязаны и обуславливают друг друга. Межколонное проявление может повлечь за собой возникновение грифона, и наоборот: грифон сопровождается межколонным проявлением. Грифоны и межколонные проявления связаны с плохой изоляцией высоконапорных пластов, необоснованно выбранной глубиной спуска кондуктора и низким качеством его цементирования. Эти причины, а также негерметичность резьбовых соединений ОК могут привести к прорыву пластовой жидкости и газа на поверхность и образованию грифонов у устья скважины. Во всех этих случаях необходимым условием их появления является наличие каналов (тектонических трещин, пород высокой проницаемости, зазоров между цементным камнем и породой), сообщающих высоконапорный пласт с дневной поверхностью. Для предотвращения грифонов и межколонных проявлений необходимо сделать следующее: спустить кондуктор и перекрыть пласты, по которым могут прорваться пластовые флюиды на поверхность; надежно зацементировать его с подъемом ТР до устья; качественно закрепить скважины промежуточными и эксплуатационными колоннами с обязательным подъемом цемента до башмака предыдущих колонн. Возникновение грифонов и межколонных проявлений вызывает тяжелые последствия, в ряде

случаев работы по их устранению заканчиваются ликвидацией скважин. Однако при соблюдении всех необходимых требований в процессе бурения и опробования скважин можно избежать этих осложнений. Для борьбы с действующими грифонами следует быстро отбирать жидкость и газ на соседних скважинах, приостановив при этом законтурное заводнение (если оно проводится). Когда в результате действия грифона доступ к устью скважины закрыт, для его ликвидации бурят наклонно направленные скважины [Семенов, 2001].



Рис. 78. Пожар на буровой, вызванный грифоном
[www.pinterest.fr]

6.5. Прихваты бурового инструмента

Прихватом бурового или другого инструмента в скважине называют потерю им подвижности, восстановить которую не удастся без применения специальных мер. Он встречается довольно часто и относится к числу наиболее тяжелых осложнений. Прихваты буровых и ОК происходят в основном по следующим причинам: из-за перепада давлений в стволе и проницаемых пластах, а также длительного контакта их со стенками скважины; при резком изменении гидравлического давления в скважине в результате выброса, водопроявления или поглощения БР; вследствие нарушения целостности стенок (обвала, выдавливания пластичных пород и сужения ствола, см. рис. 73); при образовании сальников на долоте при бурении или во время СПО; из-за остановки буровой или ОК в желобах; непрохождение нового долота в суженный ствол из-за сработки по диаметру предыдущего (см. рис. 73, 2) или смятия ОК и выдавливания ее в ствол (рис. 79); в результате оседания шлама или твердой фазы глинистого раствора при прекращении его циркуляции; при неполном прохождении БР через долото из-за пропусков в соединениях колонны; при преждевременном схватывании ЦР в кольцевом пространстве при установке мостов; при отключении электроэнергии или выходе из строя подъемных двигателей. Заклинивания инструмента происходят также из-за попадания в скважину металлических обломков, которые проникают в скважину либо с поверхности, либо при поломке скважинного оборудования. Они легко двигаются вниз по стволу, пока не упрутся в какое-нибудь препятствие (УБТ, стабилизаторы, долото и др.), и застревают между ним и стенкой скважины (рис. 80). Иногда прихваты возникают из-за того, что большие ку-



Рис. 79. Прихват долота, вызванный смятием ОК [present5.com]



Рис. 80. Прихват бурового инструмента металлическими обломками [present5.com]

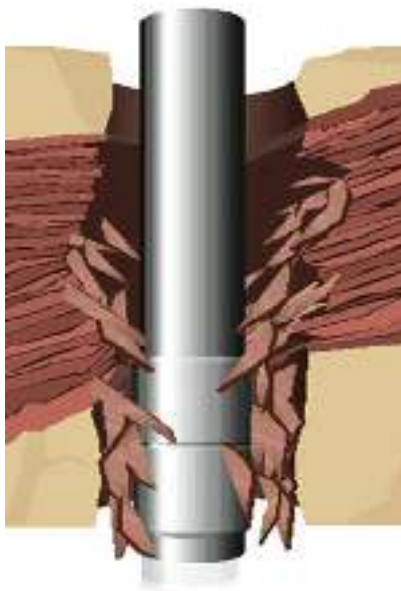


Рис. 81. Прихват БК в трещиноватых породах [ppt-online.org]

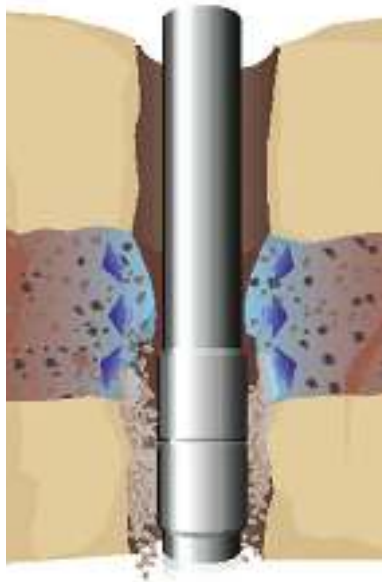


Рис. 82. Прихват БК в пластах с высокой реакционной способностью [ppt-online.org]

ски цемента, отколовшиеся от башмака ОК, застревают у стенки скважины при бурении. На возникновение прихватов существенно влияют физические свойства фильтрационных корок (липкость, связанность частиц, пористость, проницаемость), контактирующих с буровым инструментом. Нередко прихваты происходят в известковых породах с трещинами и разломами. Когда долото проникает в такие пласты, происходит ослабление напряжения и осколки породы проникают в ствол, блокируя колонну (рис. 81). Прихваты наблюдаются также в глинистых пластах с высокой реакционной способностью, залегающих обычно на небольших глубинах. Водная фаза из БР реагирует с глинами в пласте, вызывая их разбухание. Обломки взаимодействуют с водой раствора при движении его вверх, образуя глиняные шары, закупоривающие межколонное пространство (рис. 82). Обычно прихватам предшествуют затяжки инструмента, связанные с обвалами пород или попаданием его в желоба (см. рис. 73) [Басарыгин и др., 2002].

Причины прихвата бурового инструмента разделяют на три группы: ге-

ологические, технологические и организационные. Как и при других видах осложнений, геологические неустраняемы, остальные можно предупредить. При *геологических* в разрезе присутствуют: неустойчивые водо- и теплочувствительные породы, а также глины, соли; многолетнемерзлые породы; нецементированные осадочные и разрушенные скальные, а также проницаемые породы; толщи мягких отложений с включениями более твердых прослоек; состав и степень минерализации пластовых вод; аномалия температуры в зоне прихвата. *Технологические* — в основном нарушения технологии и режима промывки, в частности несоответствие промывочной жидкости и ее параметров конкретным геологическим условиям. Это может приводить к обвалам и ползучести пород в скважину, репрессии на проницаемый пласт, загрязнению промывочной жидкости (твердой фазой, цементом и т. д.), вызывающему ее расслоение; оседанию шлама; формированию в стволе сальников. В эту же группу причин входят следующие: остановка бурового инструмента при СПО или оставление его в зоне возможного осложнения; резкое искривление ствола; неудачная конструкция скважины, в частности малые зазоры между инструментом, обсадными трубами и стенками скважины; повышенное трение инструмента о породу. *Организационные* причины: слабая подготовка бригады; простои, в том числе из-за падения случайных предметов в ствол. Прихваты не только снижают производительность бурения, но и могут служить причиной потери всей скважины или ее части, поскольку часто прихват инструмента завершается обрывом всей колонны труб. Это происходит в том случае, если бурильщик, не поняв вида осложнения, пытается извлечь из скважины прихваченную колонну, прикладывая при этом максимальные усилия, без учета ее прочности. При прихватах нередко оставляют в скважине обсадные трубы из-за невозможности их извлечения [Вадецкий, 2011].

Для *предупреждения* прихватов колонн необходимо: применять высококачественные глинистые растворы, дающие тонкие плотные корки на стенках скважин; обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора; перед подъемом БК проводить промывку скважин до полного удаления шлама и приведения параметров раствора в соответствие с плановыми; регулярно прорабатывать зоны возможного интенсивного образования толстых корок; утяжелять глинистый раствор при вращении колонны; следить в глубоких скважинах за температурой выходящего раствора, так как резкое снижение ее свидетельствует о разрыве резьбовых соединений в колонне труб выше долота; при вынужденных остановках через каждые 3–5 мин расхаживать колонну и проворачивать ее ротором; при использовании утяжеленного глинистого раствора систематически снижать его липкость, применяя добавки — нефть, графит, ПАВ, смазки. В разведочных скважинах нефтяные добавки не рекомендуются, чтобы не исказить представление о продуктивности пластов [Самоной, 1979].

Прихваты обусловлены многими причинами, поэтому методы борьбы с ними разнообразны и каждый имеет свою специфику. Часто прихват инструмента из-за некачественных и несвоевременных работ по его устранению переходит в аварию. В бурении применяется ряд методов ликвидации прихватов буровых и ОК. Затяжки и небольшие прихваты обычно устраняют расхаживанием (небольшими усилиями для движения колонны вверх или вниз) и проворачиванием их ротором. При этом тщательно проверяют состояние вышки, талевой системы, лебедки, индикатора веса. Если эти меры не дают

положительного результата, то дальнейшие работы зависят от его вида. Так, прихваты, происшедшие под действием перепада давления, обычно ликвидируют жидкостными ваннами (нефтяными, водяными, кислотными и щелочными). Пока ведутся подготовительные работы для установки ванны, пытаются применить метод «встряхивания» с помощью торпеды. Ее заряд состоит из одного или нескольких детонирующих шнуров в водонепроницаемой оболочке, смонтированных вдоль стального троса. При взрыве ее напротив зоны прихвата ударная волна способствует отрыву труб от стенки скважины или сальника. Если торпедирование производилось только для освобождения части БК, то работы проводят в такой последовательности: определяют верхнюю границу прихвата и с помощью торпеды ослабляют резьбовое соединение над ней. Для этого против отвинчиваемой трубы взрывают заряд из детонирующего шнура. В то же время за счет удара в муфте, находящейся против заряда, происходит кратковременное, но сильное ослабление резьбового соединения. Под действием свинчивающего момента верхняя часть колонны слегка поворачивается, позволяя в дальнейшем отвернуть резьбовое соединение точно в этом месте. Затем трубы поднимают, уточняют их состояние и место отвинчивания. Вновь спускают их, соединяют с оставшимися трубами и повторяют работы до их полного освобождения. При ликвидации прихвата торпедированием все другие работы на скважине и в радиусе опасной зоны (~ 50 м) прекращаются. Непременное условие проведения этой операции — свободное прохождение снаряда до места взрыва. После торпедирования восстанавливают циркуляцию БР и пытаются поднять колонну, расхаживая ее и проворачивая ротором, но без больших усилий. Метод «встряхивания» эффективно применяют во многих странах. Он дает положительные результаты при использовании его сразу после прихвата и перед установкой ванны. Торпедированием, по сравнению с другими методами, можно извлечь наибольшее количество труб. Если этими мерами колонну не удастся освободить, ее развинчивают по частям при помощи буровых труб с левой резьбой. Но этот процесс очень длителен и малоэффективен. Поэтому обычно колонну оставляют в скважине и бурят другой ствол [Середа и др., 1986].

6.6. Естественное искривление скважин

В процессе бурения все скважины в той или иной мере искривляются. В ряде случаев это не оказывает существенного влияния на его результаты, поэтому фактическое положение ствола и координаты забоя не определяются. Это относится к мелким картировочным, инженерно-геологическим, взрывным и другим скважинам, а при бурении глубоких следует строго придерживаться проектных траекторий. Если искривление таких скважин не учитывать, это может привести к уходу ствола в сторону от проектного горизонта и ошибкам в оценке перспектив месторождения. Известны случаи, когда результаты многолетних геологоразведочных работ и выявленные запасы УВ не утверждались из-за значительного отклонения скважин. Наибольшая интенсивность искривления характерна для вращательного бурения, при котором скважина обычно отклоняется в сторону вращения инструмента. Искривление скважин при колонковом бурении определяется видом истирающего материала, конструкцией долота, а также режимны-

ми параметрами. Интенсивность искривления зависит от степени разработки стенок скважины [Басарыгин и др., 2002].

Произвольное отклонение скважины от вертикали влечет за собой ряд проблем: интенсивнее изнашиваются буровые трубы, замки и соединительные муфты, что приводит к увеличению числа аварий с колонной; усложняются СПО из-за затяжек ее при подъеме и посадок при спуске; чаще происходят желобообразования и обвалы пород из-за интенсивного трения колонны о стенку искривленного ствола; больше мощности необходимо на вращение колонны; увеличивается опасность смятия их в местах резких перегибов ствола; сложнее цементировать ОК, так как в искривленной скважине они часто прилегают к ее стенкам и неравномерно заполняется цементом ЗП; увеличивается объем геофизических работ и затрудняется их проведение; невозможно использовать штанговые насосы при эксплуатации скважин и т. д. Отрицательные последствия искривления скважин проявляются и после сдачи их в эксплуатацию: происходят преждевременные выходы из строя глубинного оборудования, насосных штанг, протираания колонны. Такие скважины могут привести к неправильной разработке месторождения, так как вследствие отклонений забоев от проекта их зоны питания пересекаются и снижается суммарный дебит [Пустовойтенко, 1987].

Причинами искривления скважин являются геологические, технические и технологические факторы (рис. 83), зная которые можно управлять направлением скважины в пространстве [Середа и др., 1986; Зорина, 2005]. **Геологические факторы.** На искривление скважин сильно влияет неоднородность механических свойств пород, т. е. изменение их твердости в разных направлениях (анизотропия). Чем она выше, тем



Рис. 83. Причины естественного искривления скважин [ppt-online.org]

сильнее скважина меняет проектную ориентацию. Породы имеют разный минералогический состав, текстуру и структуру. Если они состоят из минералов с одинаковыми во всех направлениях физико-механическими свойствами и в них нет плоскостей напластования, то они являются изотропными. При внедрении долота в такую среду происходит относительно равномерное скалывание. Однако многие породы при формировании подверглись тем или иным преобразованиям. Они становятся неоднородными и приобретают в разных направлениях определенные физико-механические свойства (слоистость, сланцеватость, трещиноватость и т. д.), т. е. появляется анизотропия, которая способствует искривлению скважин. К ним относятся слоистые породы: песчано- и кварцито-глинистые, ороговикованные и другие сланцы с резкими колебаниями твердости. Высокую анизотропность имеют метаморфизованные и трещиноватые породы, среднюю — магматические, низкую — осадочные, а некоторые из них вообще изотропные (мел, мергель, глины, известняки). Скважины искривляются при бурении и в сравнительно однородных породах. Это связано с разрушением их не только торцом долота на забое, но и в стенках скважины, особенно при переходе из мягкой породы в твердую. Это может происходить при встрече долотом твердых включений (валунов, крупной гальки, конкреций) в сравнительно мягких породах или, наоборот, участков мягких пород или пустот (трещин, каверн, заполненных песчано-глинистым

материалом, зон дробленых, перемятых пород и т. д.) в твердых. При встрече твердых включений скважина может изменить угол наклона и азимутальное направление в любую сторону (рис. 84). Отклонение тем резче, чем тверже включения. Существует закономерность, по которой долото всегда избирательно сдвигается в направлении наименьшего сопротивления породы. Причем скважина при этом стремится развернуться перпендикулярно слоистости (рис. 85). Интенсивность этого искривления в значительной мере определяется частотой чередования крутопадающих пластов, изменчивостью их твердости и длительностью бурения на контакте между ними.

К **техническим факторам** искривления скважин относят [Вадецкий, 2011]: плохое центрирование кронблока или стола ротора относительно оси вышки; оседание ее из-за непрочного фундамента; нерациональная конструкция и КНБК, приводящая к разрушению стенок скважины и уклону ее от проектного направления; перекося в резьбовых соединениях колонны (особенно в нижней части) и др. (см. рис. 83).

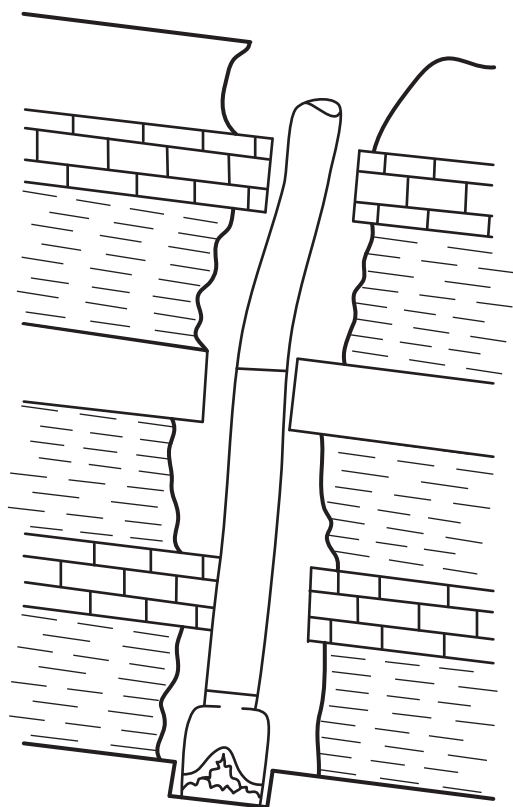


Рис. 84. Влияние твердости пород на искривление скважин
[mydocx.ru]

Технологические факторы связаны со способами и режимами бурения. К ним относятся: высокие осевые нагрузки на долото; несоответствие типа долота, количества и качества промывочной жидкости характеру проходимых пород; изгиб низа БК под влиянием передаваемой на забой нагрузки; неправильное соотношение диаметров УБТ и скважины; применение режима бурения, не соответствующего геологическим условиям залегания пород. Многие из этих факторов ведут к прерывистым разработкам стенок скважины и забоя, отклонению низа бурового инструмента от оси скважины. Неравномерное разрушение стенок скважин относится ко всем видам бурения и связано с тем, что слагающие стенки породы отличаются минералогическим составом и в разной степени сопротивляются воздействию на них режущих частей долота. При искривлении скважин появляются осложнения, отрицательно влияющие на бурение и разработку месторождения. В соответствии с перечисленными факторами принимаются меры по предотвращению искривления скважин. В сложных геологических условиях применяется особая КНБК, включающая калибраторы и центраторы [Середа, Сахаров, Тимашев, 1986; Дмитриев, 2008].

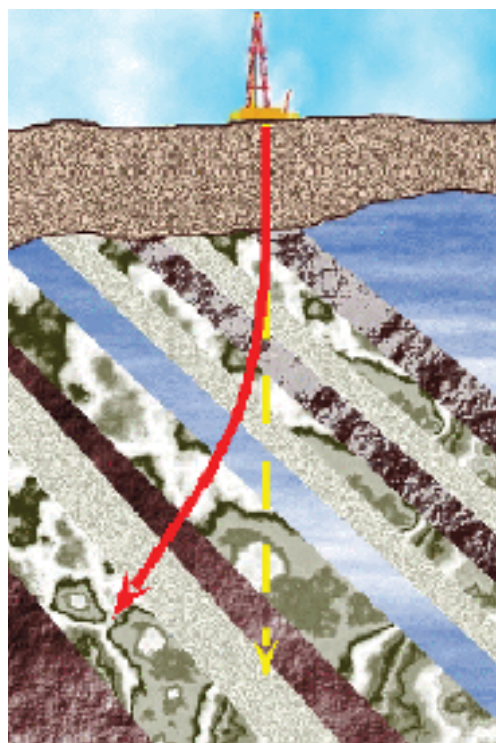


Рис. 85. Изменение направления скважины в крест слоистости пород [mypresentation.ru]

6.7. Аварии при бурении

Аварии — это отклонения от нормального хода работ, приводящие к преждевременному выходу из строя оборудования и простою скважины в результате нарушения технологического процесса бурения. Иногда аварии приводят к потере скважины. Они могут быть с наземным оборудованием (вышкой, станком, двигателем, насосом, талевой системой) и внутри скважины. Ликвидация аварий и осложнений требует времени и средств, поэтому персонал должен знать причины возникновения и мероприятия по их предупреждению. Факторы, влияющие на появление аварий, разделяются на технические, технологические, организационные и геологические [Басарыгин и др., 2002; Справочник бурового..., 2006].

Технические: низкое качество материала (механическая прочность, морозо- и коррозионная стойкость, упругость и т. д.), из которого изготовлены буровая установка, специальные инструменты, технические средства для различных исследований в скважинах и другие устройства; применение сильно изношенных технических средств или изго-

товленных (отремонтированных) с нарушением установленных требований, разрешающие способности которых не обеспечивают их назначение; усталость металла, возникающая при эксплуатации под большими нагрузками и др.

Технологические: неправильный выбор и нарушение рациональных параметров режима бурения (осевая нагрузка, частота вращения, механическая скорость, усилие на подъем инструмента, расход и давление промывочной жидкости); несоблюдение последовательности операций цементирования скважины; неспособность промывочного агента выполнять гидродинамические, гидростатические, коркообразующие и другие функции; необоснованный выбор тампонажных смесей; использование материалов и реагентов для приготовления промывочной жидкости низкого качества; недоучет геологических и гидрогеологических условий, степени минерализации подземных вод, характера выхода жидкости из скважины; плохая подготовка скважины к гидрогеологическим и геофизическим исследованиям (некачественная проработка ствола на незакрепленном интервале долотом с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок).

Организационные: слабая дисциплина и квалификация бригады; нерегулярное проведение профилактических мероприятий по предупреждению аварий, простоев и длительных остановок буровых агрегатов; несовершенство диспетчерской службы; плохое материально-техническое обеспечение.

Природные: неблагоприятные горно-геологические условия бурения и нарушение целостности стенок скважин. Аварии, возникающие из-за этих причин, часто трудно отличить от осложнений при бурении. Нередко из-за некачественных и несвоевременных работ по их ликвидации они переходят в аварию.

По причинам возникновения аварии разделяют на две группы: происшедшие по вине бригады и не зависящие от нее. По степени тяжести они бывают простые и сложные. К последним относят аварии, ликвидация которых длится более 3–5 сут., а также вызвавшие закрытие скважины или изменение ее проектной глубины, пространственного положения и конструкции. Основные авариями при бурении: поломки, прихват и оставление в скважине частей буровых и ОК, долот, забойных двигателей, падение в скважину секций труб и посторонних металлических предметов. Наиболее часто возникают прихваты буровых и ОК (35–45 % от числа аварий), главной причиной которых обычно является слабая профессиональная подготовка бригады.

К **авариям с буровыми трубами** [Булатов, Аветисов, 2007] относятся слом трубы, срыв резьбы труб, замков, переводников и т. д. Причинами их являются: разная толщина стенок труб; внутренние напряжения в них; неверный процесс их изготовления (посторонние включения в металле, раковины и т. д.); дефекты резьбовых соединений. Такие аварии часто бывают при роторном бурении, а при использовании гидравлических забойных двигателей нередко резьба разъедается промывочной жидкостью. Аварии с трубами в виде поломок их по сварным швам могут быть вызваны также следующими причинами: некачественным изготовлением труб, т. е. отсутствием соосности трубы и привариваемого полузамка; низкой ударной вязкостью сварного шва по сравнению с металлом трубы, что объясняется образованием (обычно в сварном шве) окисных пленок; трудностью качественной термической обработки шва; малой площадью

его по сравнению с сечением труб. Причина многих аварий со сломом труб по сварным швам и телу — использование их не по назначению, например бурение с применением труб III класса в интервалах, где следует брать I и II классов. Основными мерами предупреждения аварий с буровыми трубами являются: технически правильный монтаж труб и замков с предварительным осмотром и обмером их; калибровка резьбы гладкими и резьбовыми калибрами; подбор замков к трубам по натягу и закрепление их в горячем состоянии; наружный осмотр всех труб после окончания бурения; обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении; установка предохранительных колпаков или колец на резьбу замков; бесперебойное снабжение буровых специальными смазками.

Успешная ликвидация аварий с буровыми трубами во многом зависит от того, как быстро замечен слом. При обнаружении их с максимальной скоростью поднимают на поверхность. Конец трубы очищают, промывают и осматривают для выяснения характера слома. Затем подсчитывают количество свечей, оставшихся в скважине, определяют глубину нахождения верхнего конца сломанной трубы и намечают мероприятия по ликвидации аварии. Перед спуском в скважину ловильного инструмента составляется эскиз общей его компоновки. Однако его можно применять только после выяснения состояния упавших труб. Это легко сделать, если они оборвались по резьбе, поскольку тогда понятно, что сверху оборванных труб осталась муфта. Нужно только убедиться, что она не забита железом. Если же обрыв произошел по телу трубы, то это сделать сложнее, так как неизвестно, в каком состоянии находится искореженный металл: загнут внутрь трубы или наружу, стоят трубы прямо или прислонены к стенке скважины. Для определения этого используют печать (болванку из сплава свинца). Для фиксации БК применяют ловитель (шлипс) с промывкой, метчик или колокол, которые позволяют после захвата оставшейся колонны расхаживать ее и промывать скважину. При сильном отклонении конца колонны от оси скважины ее отводят к центру отводным ключом и лишь после этого спускают метчик или колокол.

Падение БК в скважину (одна из самых тяжелых аварий) происходит в основном из-за разных нарушений и технических неисправностей оборудования.

1. Подъем колонны на одной штропе.
2. Несоответствие грузоподъемности элеватора массе колонны и наличие трещин в верхней проушине.
3. Слабое крепление защелки элеватора, в результате чего при отходе его от муфты она открывается и колонна падает в скважину.
4. Несовершенство конструкции защелки подъемного крюка, поломка его боковых серег и ствола.
5. Резкая посадка нагруженного элеватора на ротор (неисправность тормоза лебедки, обрыв талевого каната).
6. Разрушение соединений элементов БК во время СПО вследствие динамических напряжений, возникающих при резкой посадке ее на ротор.
7. Работа штропами несоответствующей грузоподъемности и при сильном износе.
8. Удар колонны о выступы на стенках скважины.
9. Открытие элеватора при задержках колонны во время спуска.

Для предотвращения этого необходимо хорошо знать состояние ствола скважины, наличие в ней уступов и при приближении к ним замедлять спуск. Работы по ликвидации аварий в скважинах иногда длятся долго и не дают положительных результатов. В этих случаях целесообразно разрушить колонну торпедированием, а затем бурить второй ствол до проектной глубины.

Аварии с обсадными трубами — это протирание их стенок, смятие, разрушение резьбовых соединений, отвинчивание башмака [Винниченко и др., 1991]. Башмак колонны отвинчивается в том случае, когда низ ее не закреплен, например, если цемент закачан выше башмака или не схватился около него. При дальнейшем бурении, особенно роторным способом, незацементированный башмак от трения муфт буровых труб отвинчивается. Для определения этого места в скважину обычно спускают печать, сделанную из куска обсадной трубы. Нижняя часть печати имеет воронкообразную форму. В нее вставлена деревянная пробка, в которую забиты гвозди, оплетенные проволокой и залитые гудроном или свинцом. Печать опускают до отвинченного башмака и по отпечатку судят о его положении в скважине. Такую аварию ликвидируют пикообразными долотами, которыми стремятся поставить башмак вертикально, чтобы долото полного размера свободно проходило через него. Лучшее средство против возникновения таких аварий — закрепить сваркой нижние трубы кондуктора и технических колонн. При длительной работе буровые трубы своими муфтами и замками иногда протирают обсадные, особенно в искривленной скважине. Для предотвращения этого ставят предохранительные кольца. Когда против протертого места ОК имеется цементный стакан, при бурении не происходит осложнений. Если его нет, то трубы могут рваться лентами, затрудняя проход долота. Если же за трубами будут обваливающиеся породы, протирание может осложниться смятием. В таких случаях единственный способ ликвидации аварии — спуск и цементирование колонны меньшего диаметра.

Аварии с турбобурами [Гончаров, Винниченко, 1987; Справочник бурового..., 2006] происходят по следующим причинам: из-за разъедания БР; развинчивания и вырывания верхней резьбы корпуса из нижней части переводника; отвинчивания ниппеля с оставлением на забое турбины. Признак таких поломок — резкое падение давления на насосах и прекращение проходки. Для предотвращения аварий с турбобурами необходимо перед спуском их в скважину проверять: плавность запуска при подаче насосов, соответствующую нормальному режиму его работы; осевой люфт вала; перепад давления; герметичность резьбовых соединений у переводника и ниппеля; отсутствие биения вала. Аварии, вызванные срывами резьбы турбобура, ликвидируются довольно быстро: калибром (обычно переводник турбобура), навинчиваемым на сорванную резьбу корпуса; специальными ловителями, захватывающими турбобур за контргайку пяты; метчиком, пропускаемым внутрь верхнего отверстия вала. Большие затруднения при турбинном бурении вызывает заклинивание долота. В таком случае отбивка его поворотом колонны буровых труб при помощи ротора исключается, так как долото и колонна труб соединяются через подшипники турбобура, и вращение труб приводит к повороту только его корпуса. Поэтому, прежде чем отбить долото вращением, надо расклинить вал турбобура в корпусе. Для этого бросают в трубы мелкие металлические предметы, которые поступают в турбину турбобура вместе с БР. При медленном враще-

нии БК ротором металлические предметы, попадая между лопатками верхних ступеней турбины, разрушают их, и они переходят в следующие ступени, вызывая заклинивание статоров и роторов. В случае заклинивания вала в корпусе турбобура долото отбивают так же, как и в роторном бурении, — путем вращения колонны труб, так как при этом вращается и долото. Аварии при бурении могут возникнуть при замене турбобуров меньших диаметров большими. Это объясняется тем, что в стенках скважины в местах перехода из одних пород в другие образуются уступы, определяющие проходимость данного размера турбобура при определенном диаметре долота.

Поломки долот [Пустовойтенко, 1987]. У шарошечных чаще всего происходит отвинчивание их и поломка подшипников. Основные признаки повреждения долота во время бурения — прекращение углубления скважины и сильная вибрация колонны. При этом забойный двигатель перестает принимать нагрузку, а при роторном бурении колонна начинает застревать. Заклинивание шарошек возникает вследствие прекращения вращения их на забое. Отвинчивание происходит в результате нарушения правил крепления или спуска долота, а также при использовании переводников на долото с несоответствующей резьбой (если готовят на буровой без проверки калибрами). Причинами поломок долот являются: передержка на забое; бурение с нагрузками, превышающими допустимые; удар о забой или уступ; бурение долотами, которые не соответствуют крепости пород; малая прочность опор и сварных швов; заклинивание долот; дефекты резьбы; неплотное прилегание заплечников лап долота к торцу переводника; длительная промывка скважины перед подъемом сработавшего долота. В результате аварий с долотами в скважине чаще всего остаются шарошки, что связано с износом опор, нарушением срока и режима работ их в скважине.

Основные аварии с алмазными долотами: заклинивание при СПО и бурении, отвинчивание. Причины заклинивания: резкая посадка долота в зоне сужения ствола скважины и в ее призабойной зоне при спуске его на высокой скорости; преждевременное прекращение циркуляции промывочной жидкости перед подъемом БК (чаще во время наращивания); недостаточная промывка скважины через долото из-за утечки жидкости через негерметичные участки колонны и ниппель турбобура; бурение при несоответствующем соотношении размеров долота, УБТ и забойного двигателя; попадание в долото инородных предметов (металла, породы). Довольно часто происходит заклинивание ступенчатых долот из-за наличия у них значительной калибрующей поверхности секторов и отсюда — большой контакт со стенками скважины. При бурении алмазными долотами из них могут выпадать алмазы из-за слабого их крепления, а также износа металла. Эти алмазы крошат другие, что может привести в негодность все долото. По сравнению с шарошечными у долот режущего типа (лопастные) меньше аварий, обычно это отвинчивание долота, поломка его лопастей, корпуса. Они отвинчиваются по тем же причинам, что и шарошечные. Лопасты ломаются в результате неплотного их соединения к корпусу или вследствие заклинивания долота, вызванного нарушением режима его работы на забое. Поломки корпуса долот имеют те же причины, что и у шарошечных. Повреждение долота при проработке ствола скважины очень трудно обнаружить до его подъема. Поэтому необходимо тщательно проверять долота, применяемые для этой работы. Чтобы предотвратить такие аварии, необходимо: пе-

ред спуском долота в скважину проверить его диаметр кольцевым шаблоном, замковую резьбу, сварочные швы лап, корпуса и промывочные отверстия; бурить согласно ГТН; следить за очисткой промывочной жидкости; поднятое из скважины долото отвинчивать с помощью долотной доски, промывать водой, делать наружный осмотр.

Иногда после подъема БК начинают запрещенные инструкцией работы над открытым устьем скважины, что приводит к падению на забой разных предметов: долота, кувалды, ключей, звеньев роторной цепи и др. Для предупреждения данного вида аварий необходимо: закрывать устье при поднятых буровых трубах; следить за исправностью ручного инструмента и спуско-подъемных приспособлений; систематически проверять состояние вращателя станка. Падение их происходит обычно при СПО. После того как из скважины извлечен инструмент, ее устье следует немедленно закрыть специальной крышкой. Рекомендуется периодически очищать забой скважины от лишних предметов. Сначала с помощью печати определяют глубину их нахождения в скважине, а затем различными приспособлениями поднимают на поверхность или разрушают на забое. Металлические предметы извлекают пауками или магнитными фрезерами, а неметаллические — дробят пикобурами, фрезерами, сверлами с одновременной промывкой скважины. Магнитный фрезер спускают на буровых трубах. С промывкой и медленным вращением инструмент доводят до забоя. Металлические предметы, омываясь струей жидкости, заходят внутрь фрезера и притягиваются магнитом. Фрезер вращают на забое в течение 5–10 мин, после чего прекращают промывку и поднимают его. Раздробленные частицы восходящим потоком выносятся на поверхность. Если не удастся захватить отдельные предметы, их проталкивают до забоя, фрезеруют или дробят на мелкие куски, а затем захватывают различными инструментами [Справочник бурового..., 2006].

6.8. Ловильный инструмент

Для освобождения ствола скважины от мешающих бурению предметов проводят ловильные работы: подъем оборванных или оставленных по другим причинам буровых (обсадных) труб, кусков кабеля, троса или проволоки, разрушение фрезой или торпедой в скважине различных обломков и упавших инструментов. Когда возникают такие ситуации, останавливают все буровые и ремонтные работы, их продолжают только после ликвидации аварии. Самыми сложными операциями являются захват и извлечение труб. В скважину могут случайно упасть посторонние предметы, не позволяющие вести СПО. Для ликвидации этих осложнений используют специальные **ловильные инструменты**: ловитель (шлипс), колокол, метчик, магнитный фрезер, паук и др. Для выбора инструмента сначала обследуют состояние колонны и положение упавших в скважину труб или других предметов. Для этого служат свинцовые печати с целью получения на торцевой или боковой поверхности отпечатков объектов, находящихся в скважине. Свинец является мягким металлом, и легкое нажатие на него колонны труб позволяет получить на печати оттиск и положение в стволе извлекаемого предмета, затем уже выбирают ловильный инструмент. Остановимся на основных из них. Для подъема БК применяют ловитель с промывкой, метчик или колокол. Они позволяют после захвата оставшейся колонны

труб производить расхаживание и промывку скважины. Когда после восстановления циркуляции не удастся этим способом освободить колонну, прибегают к нефтяной ванне или принимают другие меры. Если все попытки освободить инструмент безрезультатны, приступают к развинчиванию его по частям левым метчиком или колоколом на левых трубах. Иногда вместо этого часть оставшегося инструмента вырезают наружной трубо-резкой и поднимают вместе с ней. Ловильные работы и ликвидация прихватов — довольно сложные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам оборудования и вышки, гибели скважины и несчастным случаям с людьми [Сидоров, 1982; Басарыгин и др., 2002; Справочник бурового..., 2006; Балянов, 2010].

Ловитель (шлипс) с промывкой применяют для извлечения оставшихся в скважине буровых и обсадных труб за замок, муфту или сломанный конец трубы при небольшой их массе, когда при проворачивании колонны трудно зафиксировать метчик или колокол на оставленной трубе. Для извлечения колонны ловителем дают натяжку, включают насос, восстанавливают циркуляцию, затем приступают к ее подъему. Если колонна неподвижна, ее расхаживают без вращения. Когда конец оставшейся в скважине буровой трубы из-за слома оказался неровным и имеются продольные трещины, то применяют «сквозной» (открытый) шлипс с соответствующим патрубком или трубой для ловли за первую от сломанного конца муфту или за целую часть трубы. Шлипс позволяет промывать скважину через захваченную БК. Если не удастся поднять оставшуюся часть колонны, шлипс можно освободить.

Метчик — ловильный инструмент нарезного типа, предназначенный для подъема оставшейся в скважине колонны буровых труб, если обрыв произошел в теле трубы, замке или муфте (рис. 86). Правые метчики применяют для извлечения колонны целиком, а левые (на левых буровых трубах) — по частям. Он имеет форму усеченного конуса. На верхнем его конце нарезана резьба для соединения с буровыми трубами, на которых он спускается в скважину, а на нижнем — специальная резьба (правая или левая) для вкручивания в оставшуюся в скважине колонну. Метчик обычно спускают с направляющей трубой большего диаметра, оканчивающейся воронкой. Спущенный на трубах метчик накрывает оборванный конец трубы воронкой и конусом входит внутрь нее до упора в кромку. Приподняв немного БК, ослабив давление на оставшиеся в скважине трубы, проворачивают ее по часовой стрелке на 90° , затем обратно на 45° и опять по часовой стрелке, тем самым делая резьбу. Запрещается окончательно закреплять



Рис. 86. Метчик ловильный [буроваяустановка.com]

метчик на сломе до восстановления циркуляции БР через долото. После этого пробуют поднять колонну. В случае прихвата ее расхаживают. Следует помнить, что подъемные усилия выше допустимых вызывают срыв инструмента, обрыв буровых труб, талевого каната или разрушение вышки. Если циркуляцию восстановить не удастся, метчик под натяжкой срывают.

Аналогично изложенному ведутся работы по соединению и извлечению оставшейся колонны при помощи **колокола** (рис. 87). Он служит для ловли буровых и обсадных труб, когда слом произошел в теле трубы, а также при срыве ее резьбовых соединений. Если слом неровный с наличием лент или имеется трещина вдоль трубы, не перекрываемая колоколом, то необходимо применять «сквозной» (открытый) колокол с соответствующим патрубком или трубой. Для извлечения долота, оставшегося в скважине вследствие отвинчивания или срыва резьбы, применяют колокол-калибр. Правые колокола используют при ловле правыми буровыми трубами всей оставшейся колонны, а левые —

левыми трубами для отвинчивания ее по частям. Колокола изготавливают из кованых заготовок, в верхней части которых имеется резьба для присоединения к буровым трубам. В нижней части колокола делают внутреннюю резьбу специального профиля для захвата буровых труб.

Овершот служит для извлечения БК с захватом под замок (муфту), если трубы оборвались по резьбе. Его применяют обычно там, где ловитель нельзя использовать, а колоколом и метчиком не удастся соединиться с оставшейся на забое колонной. Но для этого должны соблюдаться условия: ее длина не > 400 м и она не прихвачена. Овершот представляет собой корпус из толстостенной (обычно башмачной) трубы, внутри которой приварены плоские стальные пружины, верхние концы которых отогнуты согласно размеру буровых труб, т. е. коническая спиральная направляющая воронка овершота снабжена захватом для фиксации на внешней части трубы (рис. 88). При надвигании на муфту пружины расходятся, пропуская ее внутрь ловителя, а затем защелкиваются за ней



Рис. 87. Колокол ловильный [буроваяустановка.com]



Рис. 88. Овершот ловильный [npsam.ru]

на трубе. По мере опускания овершота на верхнюю часть трубы включают циркуляцию раствора и расхаживают колонну для промывки ее и внутреннего канала ловителя. После этого медленно опускают его до легкой разгрузки колонны (фиксирует индикатор веса), свидетельствующей о посадке на верх трубы. По мере того как медленно опускается и вращается овершот, его направляющая скользит по трубе. Поворотом направо открывается захват, фиксирующий извлекаемый предмет. Подъем вверх без вращения колонны приводит к втягиванию захвата внутрь конусной воронки, которая таким образом обжимает верх трубы. Когда она надежно захвачена овершотом, поднимают ловильную и упавшую колонны.

Труболовка служит для извлечения целиком или по частям из скважины труб и других предметов цилиндрической формы. Труболовки спускают в скважину на колонне НКТ. Они подразделяются по следующим критериям: характеру захвата труб на внутренние (за внутреннюю поверхность) и наружные (за внешнюю часть трубы или муфты); возможности освобождения от захваченного объекта — на освобождающиеся и неосвобождающиеся; конструкции захватного устройства — на цанговые, втулочные, плащечные, комбинированные. Внутренние и наружные освобождающиеся труболовки состоят из механизмов захвата и освобождения, а внутренние неосвобождающиеся — только из захвата. Последние (рис. 89) бывают с правой или левой резьбой. Первые могут захватывать и извлекать колонну труб целиком, а вторые — отвинчивать и доставать ее по частям. Наружная труболовка служит для подъема из скважины полностью или по частям насосно-компрессорных или БК. Захват цангового типа удерживает колонну за наружную часть муфты или высадку трубы.

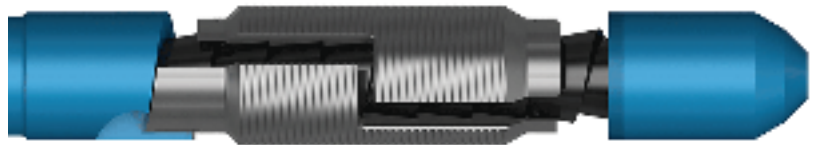


Рис. 89. Труболовка внутренняя неосвобождающаяся
[wellservices.ru]

Наружную (внутреннюю) трубоборез-

ку применяют для отрезания испорченных (развороченных) верхних концов труб при длинном и косом их изломе, т. е. в тех случаях, когда освободить прихваченную колонну при помощи нефтяных, водяных, кислотных ванн или торпедированием не удастся и оставшиеся в скважине трубы не искривлены. **Удочка-ерш** (рис. 90) используется для извлечения оставленного в скважине стального каната и коротажного кабеля. Ее изготавливают наваркой крючков на стержень или же из трубы, на которой делаются вырезы, загибающиеся внутрь. Запрещается спуск в скважину удочки без специального хомута, ограничивающего пропуск его в зону нахождения оставленного предмета. **Отводные крючки** предназначены для центрирования оставшихся в скважине буровых труб. Диаметр (внешний) зева крючка обычно на 52–50 мм меньше диаметра скважины. На внутренней поверхности зева перед спуском в скважину делают насечки, по сработанности которых судят (после подъема) о том, как работал крючок: касался он колонны или нет. Применять крючок разрешается только при свободном его доступе до верха слома.

Фрезер используют для частичного или полного удаления металлических выступающих частей или деталей. Фрезерование состоит в разрушении объекта и превращении его в стружку. Внешняя форма фрезера зависит от его назначения: а) фронтального действия (плоская, коническая и цилиндрическая); б) внешнего (усеченный конус, цилиндрическая, цилиндро-коническая); в) внутреннего (цилиндро-коническая, комбинированная). Основной инструмент для извлечения оставшихся в скважине деталей долот — магнитный фрезер (рис. 91), который спускают в скважину на буровых трубах. Не доходя до забоя 6–7 м, начинают промывку, вращая на малой скорости ротор. Дойдя до забоя при небольшой осевой нагрузке, фрезер собирает оставшиеся детали в центр, коронка его забуривается в породу, нижняя часть сближается с оставшимися на забое деталями и удерживает их. Затем промывка прекращается и начинается подъем БК. Не следует долго работать на оставшихся металлических деталях, так как это в большинстве случаев приводит к осложнению аварии. Магнитный фрезер используют также для ловли разных мелких металлических предметов, упавших в скважину. Для этих целей применяется также **паук ловильный**, который изготавливается из колонковой трубы. На конце ее вырезают острые зубья высотой 15–20 см и подгибают их слегка внутрь. Паук спускается на буровых трубах до забоя, где за счет нагрузки на него колонны зубья загибаются внутрь, захватывая мелкие предметы (рис. 92).



Рис. 90. Ловильная удочка-ерш (щучья пасть) [xbftools.ru]

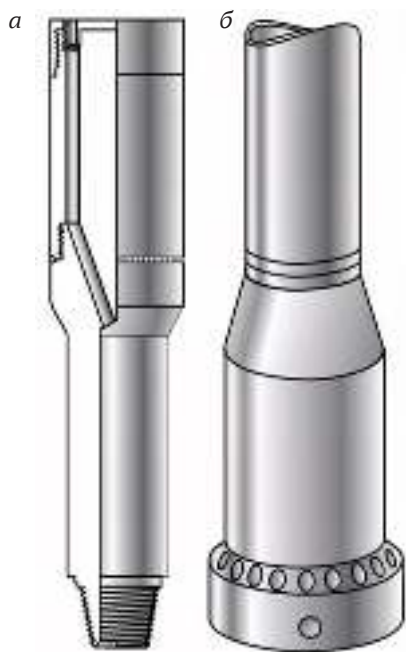


Рис. 91. Магнитный фрезер: а — с постоянным магнитом; б — с электромагнитом [myslide.ru]

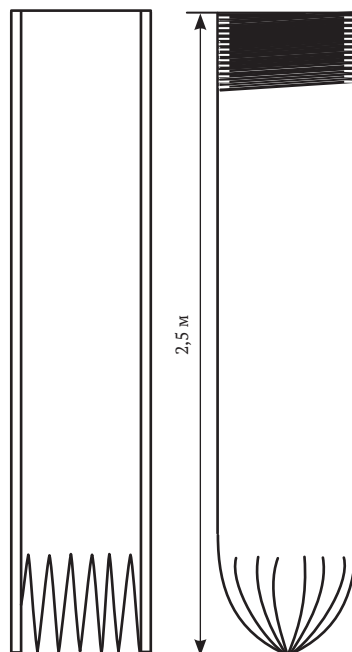


Рис. 92. Паук ловильный [Сафонов, Ильин, Краснощеков, 1987]

ГЛАВА 7

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

После бурения, крепления стенок ствола и перфорации ОК начинают мероприятия по освоению скважины, которые включают комплекс геолого-технологических операций по вызову притока из пласта с сохранением максимальной продуктивности коллектора. В ПЗП (примыкающей к стволу части, в которой при вскрытии происходят изменения природных параметров) после бурения остаются глинистые корки и взвеси, а сильнейшая вибрация при перфорации приводит прилежащие к стволу слои к слипанию. В результате образуется зона пониженной проницаемости или с полным ее отсутствием. Поэтому цель освоения — восстановление естественной проницаемости коллектора в каналах перфорации и получение притоков из пласта. Освоение скважины заключается в следующем: очистке ПЗП от загрязняющих примесей жидкости глушения, находящихся в стволе; проведении необходимых работ для улучшения фильтрационной характеристики ПЗП; возбуждении ее. Сущность последнего процесса состоит в понижении давления на забое, создаваемого столбом БР (или иной жидкости), меньше пластового (депрессия на пласт), чтобы обеспечить приток флюида в скважину. Методы освоения скважин и вызова жидкости или газа из пласта в ствол базируются на трех основных способах снижения давления на ПЗП: уменьшении плотности жидкости в скважине; опускании ее уровня; ослаблении забойного давления после предварительного воздействия на продуктивные пласты. Различают методы освоения пластов с высоким начальным давлением, когда ожидаются фонтанные проявления, и с малым (на разработанных площадях), когда возможен только механизированный способ эксплуатации [Сидоров, 1982; Булатов и др., 1999].

7.1. Вскрытие продуктивных горизонтов

Продуктивные пласты вскрывают дважды. Первый раз — долотом в процессе бурения скважины, а второй — после цементирования ОК, перекрывшей их. На технологию вскрытия пласта долотом влияют следующие параметры: величина пластового давления, прямо пропорциональная глубине его залегания; характер коллектора (трещиноватый, поровый); тип насыщающего флюида (нефть, газ, вода); температура недр и др., но преимущественно пластовое давление. По ее величине коллекторы делят на три группы: с АВПД — $P_{пл.} \gg P_{гидр.}$; близким гидростатическому $P_{пл.} \geq P_{гидр.}$; меньше

гидростатического $P_{пл.} < P_{гидр.}$. Поэтому способы вызова притока из пласта (освоения) выбираются исходя из пластового давления. В скважинах, где оно значительно превышает гидростатическое, вызвать приток проще, чем с низким пластовым давлением, в которых нередко приходится применять специальные меры. Коллекторы с АВПД вскрывают БР высокой плотности для создания в скважине давления, превышающего пластовое. Для второй группы используют растворы с низким содержанием твердой фазы, на нефтяной основе (РНО), а также техническую воду, обработанную ПАВ, а для третьей — РНО, аэрированные растворы и продувки воздухом или газом. Вскрытие продуктивных объектов первой и второй группы осуществляют с традиционной репрессией на пласт, т. е. когда давление БР больше, чем в пласте. При этом его фильтрат проникает в пласт. Если давление раствора меньше пластового (депрессия), то нефть и газ начнут поступать в скважину (рис. 93). Это может привести к нерегулируемому фонтанированию — одному из самых тяжелых видов аварий [Мордвинов, 2004].

При репрессии в поры, каналы и трещины пласта проникают фильтрат раствора и мелкие частицы твердой фазы, а при возникновении поглощения — полностью БР. Все это вызывает изменение естественных параметров пласта в призабойной зоне: уменьшается его проницаемость, изменяется величина нефтегазонасыщенности и т. п. В связи с этим главной задачей любого способа вскрытия продуктивного пласта является сохранение естественных его параметров, основным из которых является проницаемость. Прежде всего принимают меры по предотвращению фильтрации в пласт бурового раствора, который может существенно ухудшить его проницаемость и снизить нефтеотдачу. Поглощает пласт обычно при очень высокой репрессии, при которой раскрываются естественные трещины и образуются новые, а в коллектор проникает жидкая фаза (фильтрат) БР, вместе с ней в поры и каналы попадают твердые частицы, снижая его проницаемость. Действие фильтрата (в основном воды) на породы проявляется по-разному: замещает нефть и газ в каналах пласта, тем самым препятствуя их движению к скважине; способствует набуханию глинистых частиц, уменьшая проницаемость; образует стойкие и высоковязкие водонефтяные эмульсии, блокирующие пути

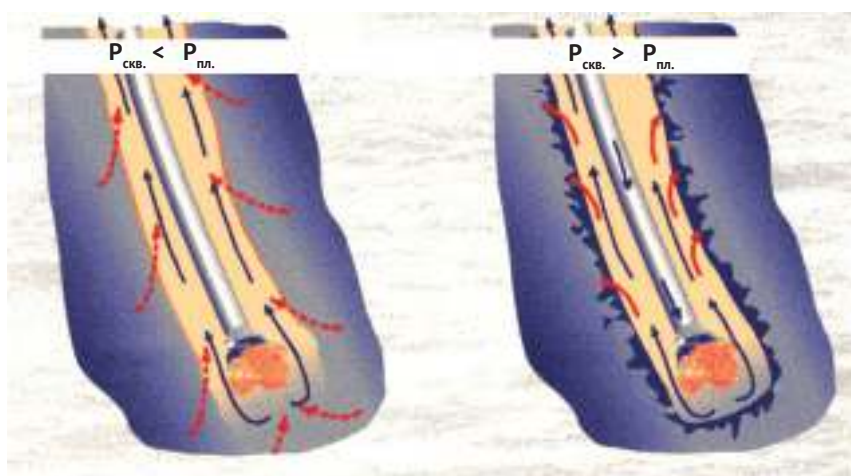


Рис. 93. Бурение на депрессии ($P_{св.} < P_{пл.}$) и репрессии ($P_{св.} > P_{пл.}$) [Topref.ru]

миграции нефти и газа; минерализованный фильтрат, вступающая в химическое взаимодействие с пластовой водой, может образовывать труднорастворимые вещества, закупоривающие каналы и поры. Во избежание этого необходимо выбрать такую плотность БР, при которой репрессия будет минимально возможной (на 0,5–1,0 МПа выше пластового давления), чтобы предупредить неожиданный приток флюида из пласта [Справочник бурового..., 2006].

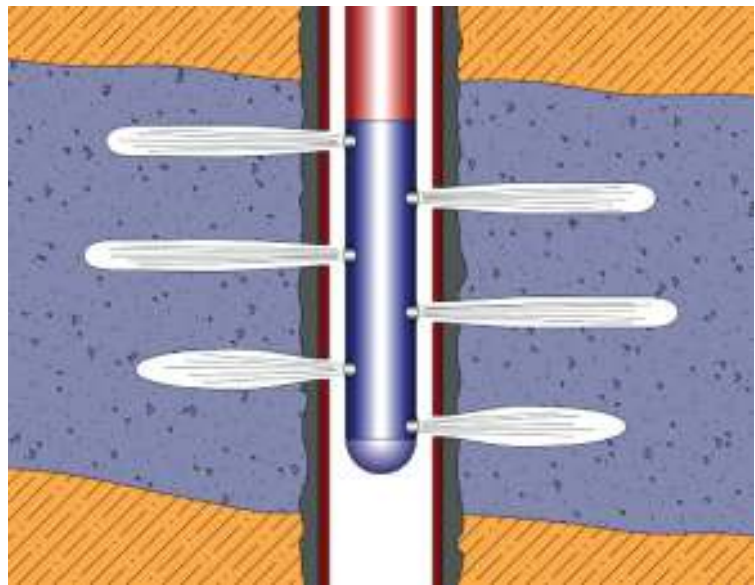


Рис. 94. Перфорация скважин [sds-ural.ru]

При достижении скважиной проектной глубины проводится комплекс геофизических (каротажных) работ для выделения в разрезе возможно нефтегазоносных объектов. После этого спускают обсадные трубы, перекрывая стенки скважины, и цементируют их, тем самым изолируя продуктивные горизонты. После проверки качества цементирования проводится вскрытие (второй раз после долота) и опробование продуктивных горизонтов с целью вызова притока флюидов из пласта. Для каждой скважины составляется план, в котором указано: число объектов испытания; их геолого-геофизические характеристики; интервалы и плотность отверстий в колонне; тип перфоратора; способ вызова притока из пласта; конструкция скважины; пластовое давление и температура; допустимый предел снижения давления в колонне; схемы оборудования устья; объемы и методы исследования. Для извлечения флюидов в скважину, а также для закачки в пласт или ЗП воды, газа, цемента и других агентов в колонне и цементном камне с помощью специальных аппаратов (перфораторов) делают отверстия (рис. 94), служащие для сообщения между скважиной и пластом-коллектором. Эта операция называется перфорацией (от лат. *perforatio* — пробурывание). Она должна создать перфорационные каналы, позволяющие без осложнений длительное время и эффективно эксплуатировать продуктивный пласт.

Виды перфорации

Для перфорации скважин обычно применяют взрывчатые вещества (пулевая, торпедная,кумулятивная) и реже поток жидкости с абразивными материалами (гидропескоструйная), рис. 95 [Сидоров, 1982; Мордвинов, 2004; Справочник бурового..., 2006]. При выборе вида перфорации учитывают геологические особенности пласта, физико-механические свойства пород, пластовое давление, конструкцию скважины, ус-

ловия бурения, технические данные перфораторов, побочные эффекты и др. При этом намечают тип перфоратора, плотность прострела, технологию работ. Характер вскрытия пласта изучается на специальных стендах, где определяются размеры каналов и особенности движения жидкости или газа в образце до и после прострела в условиях, приближенным к глубинным. Качество перфорации — важнейший фактор, определяющий эффективность эксплуатации скважин. Глубина перфорации в пласте зависит от типа и размера перфоратора, физических параметров коллектора, напряженного состояния пласта и может изменяться от 55 до 1000 мм. Оптимальная плотность перфорации должна обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины, а также сохранность ОК и цементной оболочки вне зоны перфорации. Она определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, его однородностью и уплотненностью, расстоянием от газонефтяного (ГНК) или водонефтяного (ВНК) контактов, а также от соседних пластов и методов перфорации.

При **пулевой перфорации** в скважину на электрическом кабеле спускается аппарат, состоящий из 8–10 камер (стволов), заряженных пулями, взрывчатým веществом (ВВ) и детонаторами (рис. 96). При подаче электросигнала происходит залп. Пули со скоро-

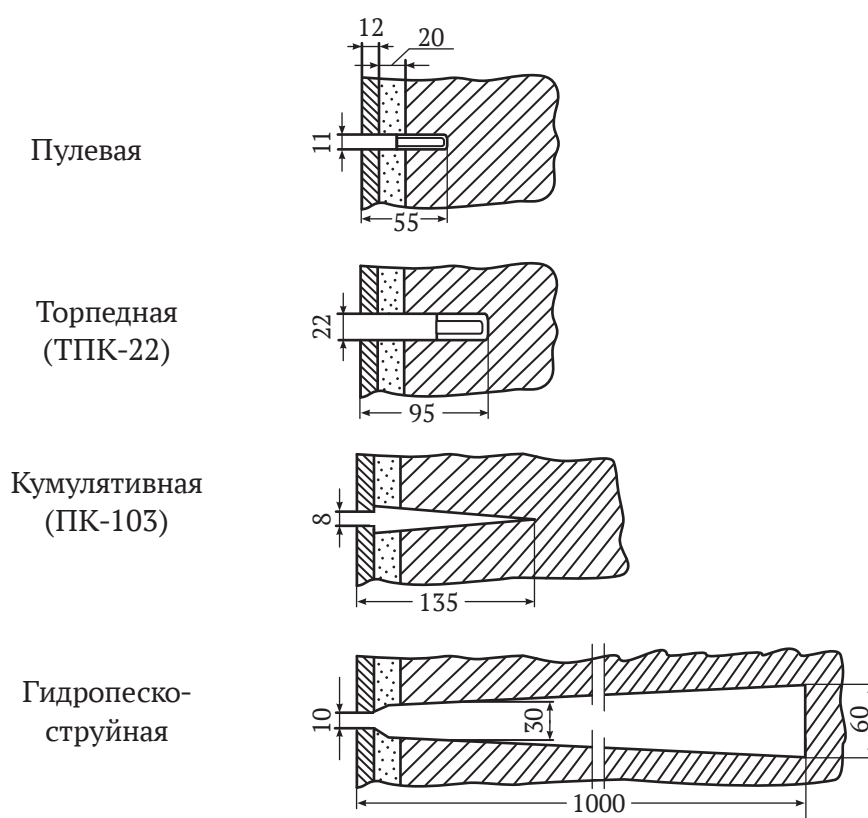


Рис. 95. Возможности разных видов перфорации скважин, размеры в мм [studbooks.net]

стью 900–1000 м/с пробивают колонну, цемент и внедряются в породу. Часть их застревает в колонне или цементном камне, остальные уходят в пласт. Длина перфорационных каналов в породе составляет ~ 55 мм при диаметре ~ 11 мм. Пулевые перфораторы разделены на два вида: с горизонтальными стволами, когда их длина мала и ограничена радиальными габаритами прибора; с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания их полету направления перпендикулярно оси скважины. Действие перфораторов основано на метании пуль по принципу огнестрельного оружия за счет энергии расширения пороховых газов. Они представляют собой аппараты со стальным корпусом, в котором размещены зарядные камеры с пулями и воспламенителями. Для вызова взрыва зарядов бризантных ВВ используются капсюли-детонаторы, электродетонаторы, взрыв-патроны, детонирующие шнуры и др. В каждой секции перфоратора имеются четыре вертикальных ствола, на концах которых сделаны плавные желобки — отклонители. Для уменьшения трения в них стальные пули покрываются медью или свинцом. Выстрел из всех стволов происходит почти одновременно, так как все камеры с ВВ сообщаются единым кабелем. В каждой секции два ствола направлены вверх и два вниз, что позволяет компенсировать реактивные силы, действующие на перфоратор. Количество отверстий в колонне и их расположение по толщине пласта заранее рассчитывается, поэтому иногда спускают гирлянду перфораторов. За один спуск вскрывают до 2–3 м толщины пласта с плотностью 5 отверстий на метр. Пулевая перфорация применяется редко, поскольку имеет серьезные недостатки: малую пробивную способность пластов, сложенных плотными породами; сложность сборки и зарядки; повышенную опасность при транспортировке и обращении; большую массу; малую производительность; застревание многих пуль в стенках ОК и необходимость фрезерных работ для их удаления.

Торпедная перфорация аналогична пулевой, только увеличен вес заряда (~ 5 г). Длина перфорационных каналов в породе составляет ~ 95 мм, а диаметр ~ 22 мм. Перфоратор состоит из секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. Торпедирование применяют для следующих целей: создания трещин и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов; обрыва или встряски прихваченных буровых, обсадных и насосно-компрессорных труб (НКТ); дробления металлических предметов на забое (шарошек, долот и т. д.); удаления песчаных пробок в стволе; очистки призабойной зоны

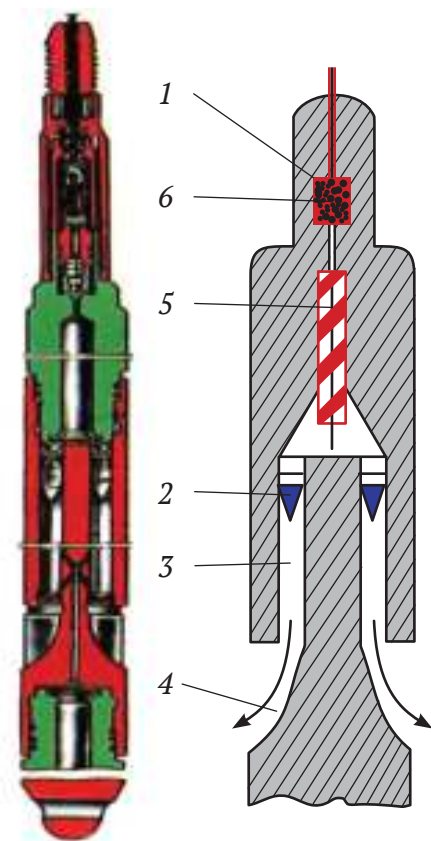


Рис. 96. Пулевой перфоратор: 1 — корпус; 2 — пуля; 3 — канал перфоратора; 4 — отклоняющий участок; 5 — пороховой заряд; 6 — детонатор [studfile.net]

от глинистых осадков; пробивания окна в ОК для бурения нового ствола и т. д. Ее недостатки: высокие динамические нагрузки на стенку ОК; в стволе скважины образуются заусеницы и нарушается герметичность цементного камня в результате его растрескивания; не все снаряды пробивают обсадную трубу. Торпедная перфорация применяется редко, хотя она эффективна при вскрытии плотных пород с плохими коллекторскими свойствами.

Кумулятивная перфорация — образование отверстий в колонне и цементном камне сфокусированным взрывом и направленным движением струй раскаленных газов со скоростью 6–8 км/с под давлением 20–30 МПа. Такую фокусировку дает коническая форма поверхности заряда ВВ, облицованная тонким металлическим покрытием (листовой медью толщиной 0,6 мм). Этот вид перфорации основан на пробивном действии высокоскоростных струй из полужидкого металла, образующихся при взрыве кумулятивного заряда. После взрыва детонатора (инициирующего ВВ) по заряду распространяется волна детонации, которая двигается от места взрыва к основанию выемки. Волны детонации под большим давлением сжимают металлическую воронку. При этом металл с внутренней стороны ее начинает течь как жидкость и частично (до 20–30 %) попадает в кумулятивную струю, распространяющуюся вдоль оси заряда. Струя, достигая преграды, оказывает на нее давление и в виде тонкого пучка газов пробивает (прожигает) канал, размеры которого зависят от прочности породы и типа перфоратора. Обычно он глубиной до 135 мм и диаметром ~ 8 мм. На пробивную способность перфо-

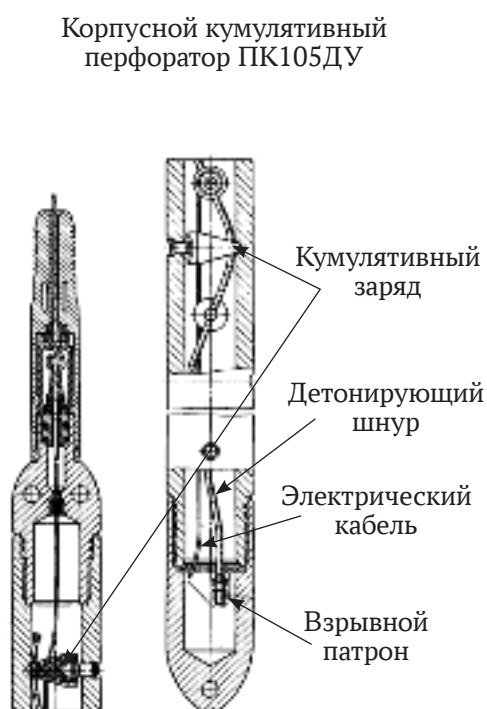


Рис. 97. Кумулятивная перфорация [900igr.net]

ратора оказывает влияние множество факторов: специфические условия в скважинах (жидкая среда, большие гидростатические давления, высокие температуры); размеры и формы зарядов; химические и физические свойства материалов, из которых они изготовлены (особенно ВВ и форма их взрывания).

Кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на корпусные (рис. 97) и бескорпусные (ленточные). Первые бывают одно- и многозарядового действия (после их перезарядки), а вторые одноразовые. Корпусной разовый — это полый цилиндрический стальной корпус, закрытый сверху головкой, содержащей электроввод для присоединения к кабелю или, в случае спуска перфоратора на НКТ, взрывной механизм. В корпусе монтируются кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон. Соединения между деталями герметизированы резиновыми уплотнителями, поэтому заряды не соприкасаются с жидкой средой, окружающей перфоратор. Из-за этого предельная термобаростойкость их значительно выше, чем у бескорпусных. Корпус многозарядового перфоратора изготовлен из очень прочной и высоколегированной оружейной стали, обладающей повышенной сопротивляемостью действию взрывных нагрузок. Сверху и снизу в корпус перфоратора ввинчивают головку и наконечник из хромистой стали. Для усиления прочности они подвергаются термической обработке. Достоинства корпусных перфораторов: относительно высокая пробивная способность; значительно меньшее повреждение ОК и затрубного цементного камня, так как основное воздействие разлетающихся осколков от зарядного комплекта воспринимается неразрушающимся корпусом; пробивание за один спуск большого интервала пласта с желаемой плотностью перфорации; возможности контроля срабатывания всей группы зарядов по наличию, форме и размерам отверстий, простреленных в корпусе (или кожухе) перфоратора. Недостатками их является большой расход металла и ограничение применения при давлениях выше допустимых значений из-за возможного разрушения корпуса от взрыва зарядов.

Наиболее широко применяются бескорпусные полуразрушающиеся кумулятивные перфораторы. В них заряды, заключенные в хрупкие (стеклянные, ситалловые и др.) оболочки, смонтированы в стальных лентах и соединены в длинные гирлянды, на концах которых подвешивают груз. Оси зарядов взаимно повернуты на угол 180° (вместо 90° у корпусных и разрушающихся перфораторов). Заряды срабатывают с помощью взрывного патрона и детонирующего шнура, находящихся в контакте со скважинной жидкостью и под ее давлением. Патрон располагается в нижнем конце перфоратора над грузом, поэтому детонация всей гирлянды производится снизу вверх. Это связано с тем, что при отказе части зарядов будет уменьшена опасность прихвата перфоратора в ОК разрушившимися (но невзорвавшимися) расположенными выше зарядами. После полного срабатывания зарядов деформированный ленточный каркас легко извлекается из скважины вместе с грузом. Осколки оболочек зарядов и других деталей оседают на забой или удаляются промывкой. Монтажные отверстия в ленточном каркасе увеличиваются, благодаря чему можно судить о полноте взрыва каждого заряда. После отстрела перфораторов из скважины извлекают головку и каркас вместе с кабельным наконечником, которые (кроме каркаса) используют многократно. Преимущество бескорпусных перфораторов: большая пробивная способность по сравнению с корпусными

ми; высокая производительность работ; хорошая проходимость в скважинах, заполненных вязкими и тяжелыми растворами. Недостатки: отсутствие ориентирования зарядов в ОК; оставление в скважине большого количества осколков от перфораторов; ограничение в длине спускаемой сборки (3–5 м); невозможность применения на депрессии при вскрытии интервалов > 5 м. Кроме того, все кумулятивные перфораторы пробивают колонну точечно, поэтому вскрываются не все флюидопроводящие каналы пласта и, следовательно, не реализуются полностью его потенциальные возможности. Особенно это касается трещинных коллекторов, где перфорационный канал может попасть не в трещину, а в матрицу породы.

Перфораторы спускаются на кабеле, а также на НКТ. В последнем случае взрыв вызывается не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство. Масса ВВ одного кумулятивного заряда составляет 25–50 г. Максимальная толщина пласта, вскрываемая торпедным перфоратором за спуск, — до 1 м, пулевым — до 2,5 м, а кумулятивным — до 30 м, в связи с чем последние в основном и применяются (> 90 % всех перфораций). Подбирая необходимые ВВ, можно в широких диапазонах регулировать их термостойкость и чувствительность к давлению и тем самым расширить возможности перфорации в скважинах с аномально высокими температурами и давлениями. Однако получение чистых для фильтрации и глубоких каналов в породе сложно. Обеспечивая довольно большую длину каналов, этот метод негативно действует на прочность цементного камня и ОК. При сильном механическом воздействии цемент растрескивается, отслаивается от колонны и разрушается. Дефекты за ОК нарушают изоляцию пластов и приводят к потокам жидкости, которые обводняют добываемую нефть. Чтобы это исключить, используют слабые заряды (щадящая перфорация), оказывающие сравнительно небольшое воздействие на заколонное цементное кольцо. Однако глубина и количество отверстий при этом сводятся к минимуму, что негативно влияет на дебит скважины.

Определенным прогрессом в этом направлении является применение **гидропескоструйной перфорации**, которая оказывает более щадящее действие на цементное кольцо, ОК и позволяет получить достаточно чистые и глубокие каналы в пласте (до 1000 мм), при диаметре 10 мм в колонне и до 30–60 мм вдали от нее. Принцип ее действия основан на абразивном и гидромониторном действии струи жидкости, содержащей 50–100 г/л хорошо отсортированного кварцевого песка или другого абразивного материала. Аппарат спускают в скважину на НКТ, по которым подается под высоким давлением жидкость с песком. Вытекая из узких насадок (сопел) перфоратора при перепаде давления в насадке 10–50 МПа со скоростью 150–250 м/с, она за полчаса способна пробить колонну, цементное кольцо и внедриться в породу на глубину до 1 м (рис. 98). В результате образуются каналы-щели с высокой проницаемостью, вокруг которых не уплотняется порода и не деформируется цементный камень или ОК. Диаметр их значительно больше, чем при кумулятивной. При щелевой перфорации можно увеличить глубины вскрытия пласта в 1,5–2 раза. При вращении или продольном перемещении аппарата создаются глубокие кольцевые или вертикальные щели в стенках скважины и породе. С учетом физико-химических свойств пластов-коллекторов и насыщающих их флюидов подбирают соответствующие рабочие жидкости: углеводородно-кислотную эмульсию,

пластовую воду, водный раствор хлористого кальция с добавками ПАВ. Кварцевый песок, добавляемый в жидкость, может быть различных размеров. Однако стендовые испытания и промысловая практика показали, что лучшие результаты дают фракции 0,5–0,8 мм. Применение песка больших фракций приводит к ухудшению работы насосов, выпадению песка во всасывающих шлангах и клапанных коробках насосов. Гидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ перед другими методами: уменьшаются сроки освоения скважины, так как на разработку тратится меньше времени — нет работ с уплотнителем (пакером) и пределов массы проппанта (гранул для расклинивания трещин, используемых при ГРП); исключается негативное воздействие на нефтеносный пласт, поскольку создание отверстий носит щадящий характер и они имеют больший диаметр; кривизна канала и присутствие хвостовика не влияют на применение способа; отверстия в колонне и цементе без трещин, можно регулировать их диаметр и глубину; часть оборудования используется также для ГРП; под действием абразивной струи жидкости (вдоль ствола скважины) может образоваться щелевой канал или (при круговом вращении струи) обрезаться колонна по кольцу, что необходимо, например, для извлечения части ОК. Лучшие результаты дает этот вид перфорации при подготовке к гидроразрыву пластов, особенно в нагнетательных скважинах. В ряде случаев она обеспечивает более эффективное вскрытие пластов, чем кумулятивная и пулевая перфорация.

Но существуют и негативные стороны этой технологии: необходимо особое оборудование (специальные перфораторы, компрессоры, пескосмесители, резервуары для жидкости); ее нельзя применять при поглощении жидкости пластом; полное соблюдение сложной технологии работ (наладить расход форсунок, удерживать давление с учетом потерь по длине трубок, контролировать продолжительность процесса, иначе могут возникнуть необратимые последствия); дорогое и громоздкое наземное оборудование; большая стоимость добычи и доставки отсортированного кварцевого песка (или другого качественного абразивного материала); применение специальных рабочих жидкостей; установка нескольких мощных насосных агрегатов и их быстрый износ от действия абразива; ограничения по глубине скважин (до 4 км) из-за недостаточной прочности НКТ и мощности насосов; размывание цементного затрубного камня; нельзя создать депрессию во время перфорации; большое количество обслуживающего персонала. Кроме того, пробивная способность гидропескоструйной перфорации, в отличие

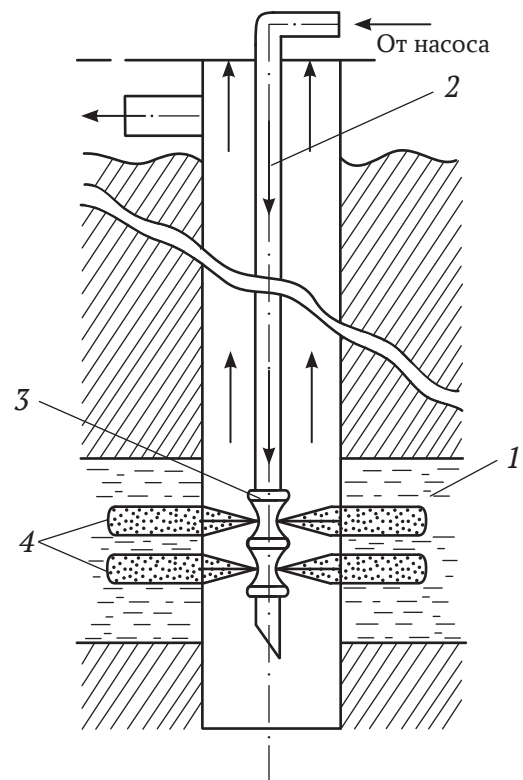


Рис. 98. Гидропескоструйная перфорация: 1 — зона обработки; 2 — НКТ; 3 — гидроперфоратор; 4 — каналы [ppt-online.org]

от кумулятивной или пулевой, с увеличением глубины скважины и гидростатического давления до 5–10 МПа падает более заметно (длина канала — в 2 раза, а диаметр — в 1,3 раза), что можно объяснить прекращением кавитации (образования пузырьков газа) в струе жидкости из-за роста давления, а также повышением прочности пород. Поэтому вскрытие продуктивного пласта выполняется обычно прострелочно-взрывным способом с использованием кумулятивных перфораторов.

7.2. Вызов притока флюида из пласта в скважину (опробование)

Нефть и газ в недрах находятся под большим давлением, величину которого можно заранее рассчитать. Если оно превышает давление столба жидкости в скважине (депрессия), может произойти выброс в ствол пластовых флюидов и возникнет открытое фонтанирование, избежать которого можно применив промывочную жидкость высокой плотности. Если же давление столба жидкости в скважине больше пластового (репрессия), БР или его фильтрат начнут проникать в породы. Чтобы это предотвратить, в БР вводят различные компоненты, по свойствам близкие к пластовой жидкости, например эмульсий на нефтяной основе. При вскрытии пласта в него может попасть раствор или вода, что засоряет поры и оттесняет от ствола нефть. В таких случаях используют искусственный вызов притока из него, который зависит от следующих факторов: назначения и способа эксплуатации скважины; глубины и расположения ее на структуре (купол или крыло); пластового давления; устойчивости коллектора; состава и свойств насыщающих его флюидов; степени загрязнения пласта при вскрытии; наличия расположенных поблизости проницаемых горизонтов (например, водоносных); прочности ОК и состояния ее крепления и др. Освоение скважин, вскрывающих пласты с высоким пластовым давлением, обычно не вызывает затруднений. В этом случае создают большую депрессию давления, при которой происходит интенсивная очистка призабойной зоны от грязи за счет высокой скорости движения флюидов из пласта. Однако при наличии неустойчивых пластов, газовой шапки (газ над нефтью или водой) возможны осложнения. Поэтому важно соблюдать пределы допустимой депрессии (устанавливается опытным путем), чрезмерное превышение которой может привести к разрушению пласта, повреждению цементного кольца и ОК, формированию конусов верхнего газа и подошвенной воды с прорывом их в скважину, образованию гидратов природного газа на забое или в пласте. Такие скважины следует осваивать плавно с медленным снижением забойного давления. Приток жидкости из пласта начинается в том случае, когда давление столба жидкости в скважине становится меньше пластового, т. е. при создании депрессии на пласт. Поэтому все работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой, очистке его от БР и песка. Они проводятся разными способами в зависимости от характеристик пласта, величины давления в нем, содержания газа в нефти, технической оснащенности и т. д.

Универсального способа вызова притока не существует, поэтому при его выборе учитывают: состояние призабойной зоны, особенно в слабопроницаемых пластах; уровень допустимой депрессии; скорость и цикличность ее приложения. Для вызова

притока из пласта и очистки забоя известно несколько десятков технологических приемов. Рассмотрим кратко основные из них: последовательная замена БР на более легкие агенты; компрессорный; применение глубинных скважинных насосов; тартание; поршневание или комбинации этих способов [Сидоров, 1982; Сухонос и др., 1985; Середа и др., 1986; Булатов и др., 1999; Басарыгин и др., 2002; Мищенко, 2003; Вадецкий, 2011].

Наиболее часто приток вызывают последовательной **заменой бурового** или другого специально приготовленного раствора на жидкость меньшей плотности: техническую воду (с ПАВ или без них); газированную нефть; пенные системы. Для этого в скважину спускают НКТ, на устье ставят фонтанную арматуру и насосный агрегат, опрессовывают (проверка на прочность) нагнетательную линию и закачивают жидкость в НКТ (прямая промывка) или в ЗП (обратная). Последовательную замену можно назвать промывкой скважин, но с той особенностью, что закачиваемый реагент должен иметь меньшую плотность, чем в стволе. Вытесняемую из скважины жидкость собирают в емкости для повторного использования или захоронения и обезвреживания. При замене содержимого скважины на агент меньшей плотности необходимо постоянно контролировать состав и свойства выходящего потока, что позволит надежнее управлять процессом промывки. Для экономии рабочих агентов, сохранения от разрушения пород призабойной зоны и надежного сцепления цементного кольца с ОК рекомендуется делать выдержки (от нескольких минут до первых часов) после замены в скважине одного реагента на другой. В это время может произойти приток из пласта в скважину, и не нужно будет закачивать в нее новый агент меньшей плотности. Замена жидкости является самым распространенным способом вызова притока благодаря своей универсальности и возможности применения в пластах с плохо сцементированными породами. Кроме того, применение жидких реагентов для последовательной замены содержимого скважин позволяет плавно уменьшать давление на забое и очистить его от глинистой корки и грязи, все это является важным преимуществом метода. Он прост, экономичен, использует недефицитные жидкие реагенты, но эффективен только при слабой засоренности пласта [Мордвинов, 2004].

При вскрытии нефтяных и газовых пластов БР на водной основе необходимо снижать их водоотдачу. Растворы с низкой водоотдачей образуют на поверхности пласта тонкую малопроницаемую корку, которая препятствует проникновению в него фильтра и твердых частиц. Для вскрытия пластов желательно использовать БР с низким содержанием твердой фазы. Уменьшение влияния на пласт проникшей в него воды достигается применением ингибированных (обработанных ПАВ) растворов, которые замедляют реакции фильтра с породой и пластовой водой, а также придают поверхности пор и каналов водоотталкивающие свойства. При вскрытии пласта в раствор вместе с разбуренной породой может попадать и газ. По мере подъема его к поверхности давление снижается, выделившийся при этом растворенный и свободный газ расширяется, снижают плотность раствора. Репрессия на пласт уменьшается, что может привести к его проявлению. Вязкость БР на водной основе должна быть низкой, так как чем больше вязкость, тем насыщеннее он газом, который трудно выделяется даже на поверхности. Таким образом, при использовании БР на водной основе для вскры-

тия нефтегазовых объектов необходимо выполнять следующие условия: его плотность должна создавать давление на пласт немного выше пластового; водоотдача невысокая; вязкость минимально возможная; содержание твердой фазы низкое; раствор обработан ингибиторами. Для сохранения естественной проницаемости пласта наиболее эффективно использовать РНО — известково-битумные, гидрофобные эмульсии и др. Фильтрат этих растворов является углеводородная жидкость, имеющая ту же природу, что нефть и газ, поэтому фильтрат РНО практически не влияет на параметры пласта. Редкое применение РНО обусловлено сложностью приготовления и высокой стоимостью, а также спецификой их использования (высокой пожароопасностью, загрязнением оборудования и т. д.) [Сидоров, 1982].

Если замещение БР более легкими реагентами (водой, углеводородными смесями и др.) не приносит результатов, то для вызова притока используют **компрессорный** метод (аэрацию, газирование). Он широко применяется при освоении нефтегазовых скважин, которые планируется эксплуатировать фонтанным и газлифтным способами. Газлифтная скважина — это практически та же фонтанная, в которой необходимый для аэрации жидкости газ по специальному каналу постепенно подводится с поверхности, уменьшая ее объем. На газовой линии устанавливают обратный клапан, предупреждающий поступление газа в обратном направлении и затем жидкости в компрессор. Отличие состоит только в подключении к устью передвижной компрессорной или газификационной установки. Этот метод пуска скважин называют еще газлифтным или компрессорным. Он может быть единственным при освоении скважин в зимних условиях, так как для вызова притока используется газ (углеводородный, углекислый, азот), который не замерзает при низких температурах. После остановки бурения скважина полностью или частично бывает заполнена задавочным агентом (жидкостью, раствором). Для удаления или уменьшения давления его столба по НКТ (или ЗП) постепенно нагнетается сжатый газ (аэрация), рис. 99. В результате жидкость в трубах газифицируется,

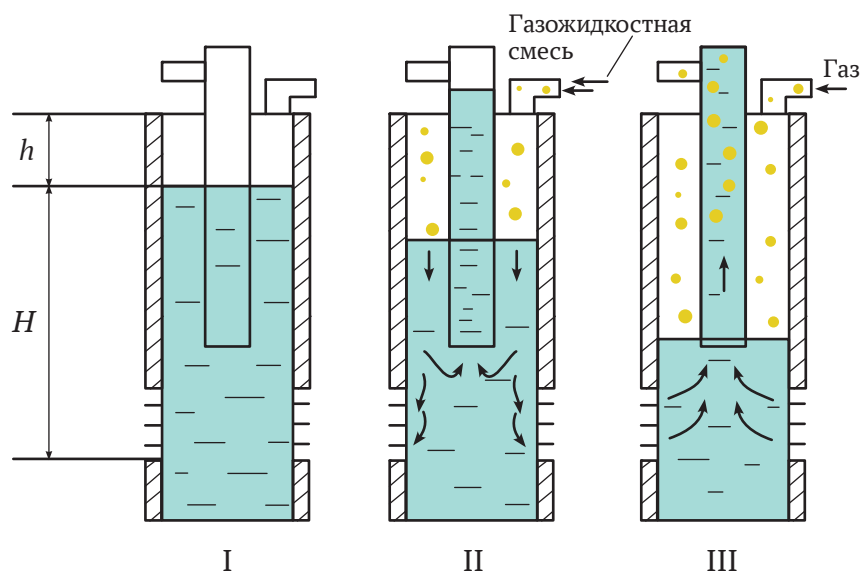


Рис. 99. Компрессорный способ вызова притока в скважину
[magazine.neftegaz.ru]

плотность ее уменьшается и увеличивается объем. При неизменном объеме скважинного пространства увеличение объема полученной смеси приведет к подъему последней до устья и циркуляцией удаляется задавочный агент из ствола. При дальнейшем нагнетании газа или воздуха плотность жидкости в трубах еще больше уменьшается, что влечет за собой снижение давления на забой и поступление флюида из пласта в скважину. В некоторых случаях может оказаться эффективной периодическая подача воздуха компрессором и жидкости насосом, создавая последовательные воздушные порции, которые, расширяясь, удаляют жидкость из ствола.

Перед возбуждением скважины методом аэрации необходимо выполнить следующие операции: спустить НКТ и тщательно промыть скважину технической водой с ПАВ; устье оборудовать фонтанной арматурой; установить штуцер с оптимальным размером канала для предупреждения чрезмерной депрессии на пласт при очистке ствола; обвязать цементируемый агрегат и компрессор. Продолжительность процесса аэрации зависит от глубины спуска НКТ, интенсивности нагнетания смеси и правильного соотношения ее компонентов на разных этапах, квалификации исполнителей. При освоении скважин компрессорным методом быстро создается депрессия, поэтому он неприменим при наличии рыхлых и неустойчивых коллекторов, подошвенной воды, газовой шапки над залежью. Большое и быстрое снижение уровня жидкости в скважине, вызывающее усиленный приток жидкости из пласта, ведет к образованию мощных песчаных пробок, прихвату НКТ и т. д.

При низких пластовых давлениях вызов притока может производиться с помощью пен, тартания, свабирования и глубинных насосов. В этих случаях освоение скважин начинают с промывки забоя водным раствором специальных химических реагентов или нефтью. При этом не следует использовать чистую техническую воду, так как она вызывает набухание пород и снижает проницаемость, тем самым затрудняя получение притока. **Пены** — это структурированные дисперсные системы, в которых пузырьки газа разделены тонкими прослойками жидкости. Пены, в отличие от аэрированных жидкостей, придают процессу вызова притока плавность и устойчивость. Для получения пенной системы в жидкость, подвергаемую аэрированию, предварительно вводят пенообразующее ПАВ (дисолван, сульфол, лигнопласт и др.) и стабилизатор из высокомолекулярных соединений (КМЦ, ПАА). Пены делятся на двух- и трехфазные, на одно- и двухкомпонентные. Двухфазная однокомпонентная пена, например, образуется тремя составляющими: жидкостью, газом и ПАВ (его доля обычно не > 2 %), служащим пенообразователем. Трехфазная содержит мельчайшие твердые частицы, распределенные в прослойках жидкой дисперсной среды, что укрепляет жидкостной каркас и придает пене свойства восстанавливаемости (тиксотропности) исходной структуры. Применение пен предотвращает проникновение в ПЗП дополнительного количества фильтрата, а также может обеспечить полную очистку ее от глинистых частиц и воды, проникших в пласт при бурении и перфорации [Долгов, 1997; Мордвинов, 2004]. Метод освоения пенными системами похож по своей технологии на компрессорный. Но вместо инертного газа в ЗП закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность газожидкостной смеси зависит от соотношения порций газа и жидкости, что позволяет регулировать параметры процесса освоения. Плотность этой смеси превы-

шает плотность чистого газа, и это дает возможность осваивать глубокие скважины компрессорами, создающими меньшее давление. Пенные растворы имеют довольно высокую вязкость и менее подвержены поглощению в пласт, что способствует более эффективному выносу грязи с забоя скважины.

Вызов притока из пласта **тартанием** заключается в многократном спуске в скважину желонки (рис. 100). Это длинный цилиндр (не > 70 % внутреннего диаметра ОК) с тарельчатым клапаном в нижней части и дугой вверху. СПО осуществляются лебедкой или другим подъемником. Тартание (черпание) применяют в скважинах, из которых не ожидается фонтанирования, поэтому в них не спускают НКТ и не ставят устьевую арматуру. Назначение тартания — понижение уровня столба жидкости в скважине с одновременным очищением ее от грязи (осевшей породы, глинистого и ЦР и т. п.). Пустая желонка на канате опускается в скважину. При ударе о забой штока клапана он открывается и происходит всасывание в желонку жидкости вместе с грязью (основное достоинство метода). При подъеме клапан закрывается, и поступившая в желонку жидкость поднимается на поверхность. Тартанием можно не только осваивать скважины, но и эксплуатировать их механическим способом (этим способом добывалась нефть из скважин в XIX–XX вв.). Тартание является малопроизводительным трудоемким способом с относительно высокими энергетическими затратами. Интенсивному износу подвергаются канат, ОК и собственно желонка. У устья скважины должна находиться емкость, в которую при каждом подъеме сливается содержимое желонки. Применять тартание можно в неглубоких скважинах, когда пластовое давление существенно меньше гидростатического, и при отсутствии сероводорода [Мордвинов, 2004].

В скважинах, где ожидается фонтанный приток нефти или газа, уровень жидкости можно снизить **свабированием** (от англ. *swab* — швабра, банник). Суть метода состоит в периодическом подъеме порций жидкости из скважины, с последовательным ступенчатым снижением ее уровня с помощью поршня-сваба (рис. 101). Он представляет собой трубу небольшого диаметра, на наружной поверхности которой находятся уплотнительные резиновые манжеты, размер которых соизмерим с внутренним диаметром НКТ. Уплотнение сваба достигается за счет этих манжет, укрепленных на металлическом стержне.

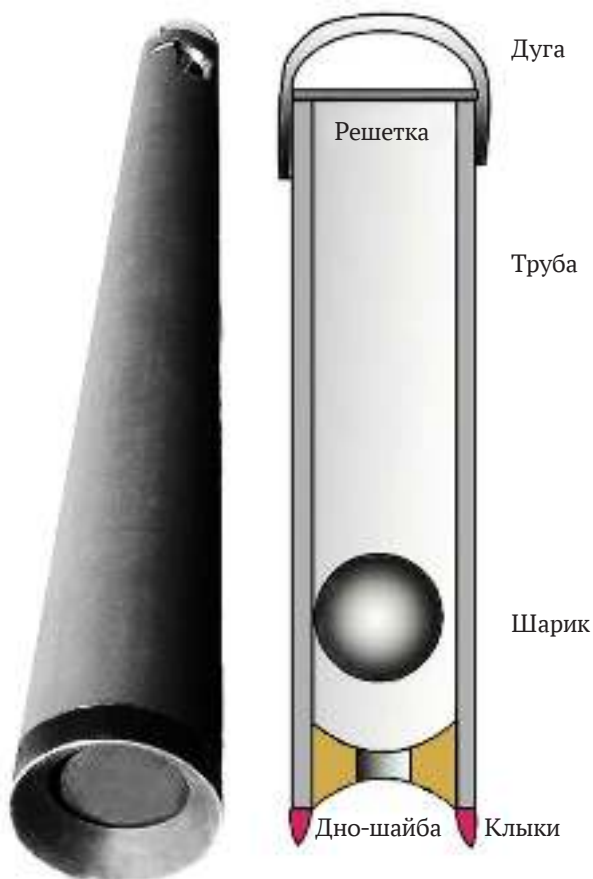


Рис. 100. Желонка [spectehros.ru]

Поршень-сваб, снабженный обратным клапаном, открывающимся вверх, опускается вниз на стальном канате в НКТ. Поршень пропускает через себя жидкость, при подъеме вверх клапан закрывается, и столб жидкости, оказавшийся над ним, поднимается вместе с поршнем на поверхность. При непрерывном поршневании уровень жидкости в скважине будет постепенно понижаться, и в какой-то момент пластовое давление превысит скважинное и пласт начнет отдавать флюиды.

Достоинства этого метода: простота технологии; широкий диапазон регулирования депрессии на пласт; в него не попадают жидкости из скважины; совместимость с другими способами вызова притока; сравнительная эффективность при высокой

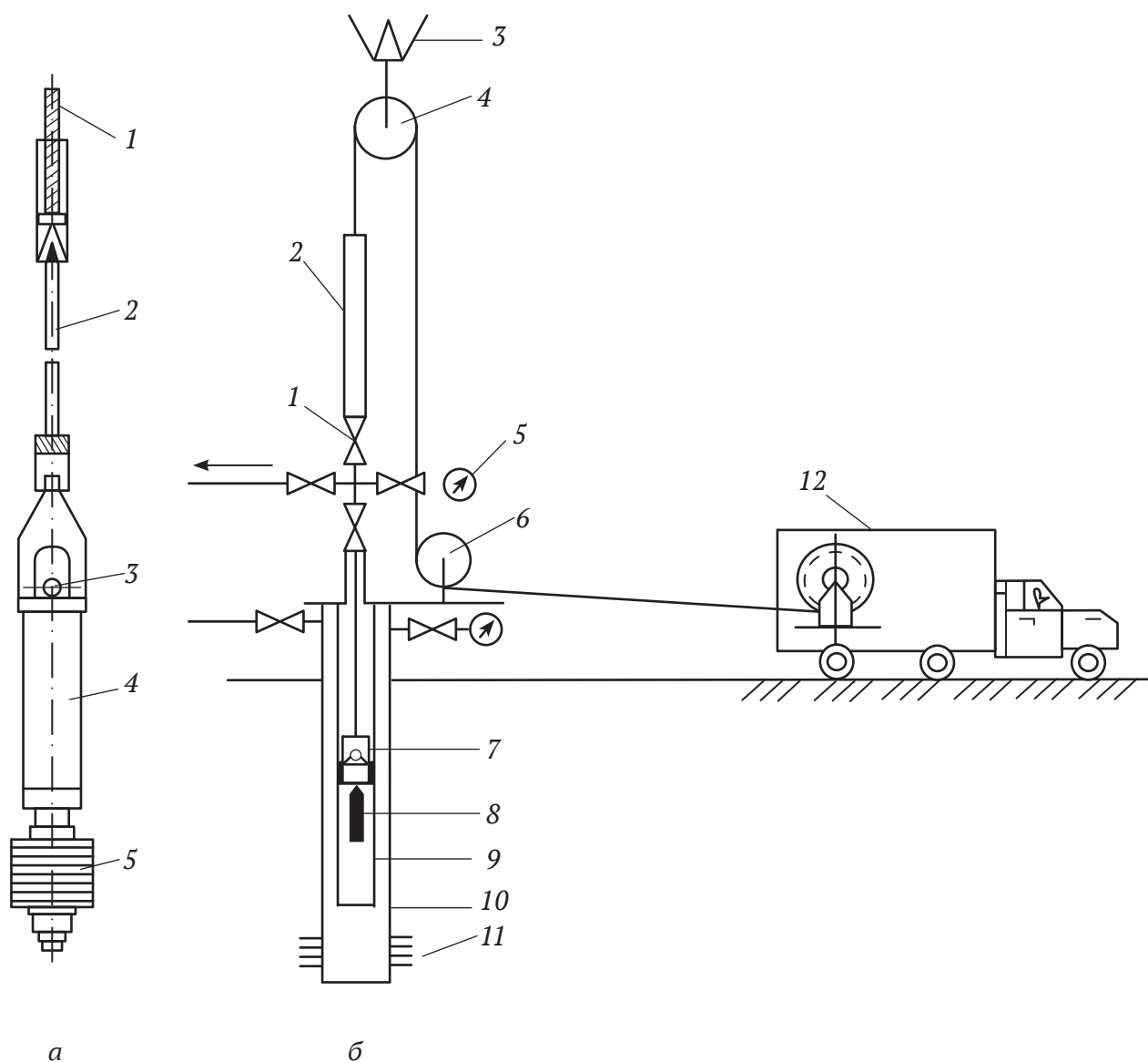


Рис. 101. Вызов притока в скважину сваби́рованием: а – сваб (1 – канат; 2 – подвеска; 3 – шаровой клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень); б – схема обвязки (1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4, 6 – каротажные ролики; 5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона перфорации; 12 – каротажный подъемник) [multiurok.ru]

вязкости нефти и газосодержании, низком пластовом давлении, а также при наличии неустойчивых пород в ПЗП; пожаробезопасность и экологическая чистота. Свабирование при герметичном устье также обеспечивает сохранение скелета и естественной проницаемости пласта, герметичность цементного кольца и сохранность эксплуатационной колонны, предотвращает неконтролируемые фонтанные проявления, прорывы пластовых вод и газов из верхней шапки. Недостатком является то обстоятельство, что нередко работы ведутся при открытом устье, а это связано с опасностью выброса. Поэтому вызов притока (независимо от способа) должен производиться при собранной фонтанной арматуре. При свабировании необходимо выполнять следующие правила: если возможен фонтан, то работы ведут через собранную устьевую арматуру; над рабочим местом у лебедки делают навес толщиной не < 70 мм; при использовании подъемника он должен быть установлен с наветренной стороны на расстоянии не < 25 м от устья и оборудован искрогасителем; запрещается проводить на скважине другие работы, не связанные с этим процессом. Свабирование и тартание применяют редко из-за взрывоопасности, низкой производительности, отсутствия надежного контроля за процессом, длительности освоения скважин.

На истощенных месторождениях с низким пластовым давлением, где фонтанные выбросы маловероятны, скважины осваивают откачкой из них жидкости **глубинными насосами**, спускаемыми на НКТ. Перед этим ствол ее полностью промывается водой или нефтью. При откачке жидкости насосами забойное давление уменьшается, пока не достигнет величины $P_{\text{заб.}} < P_{\text{пл.}}$, при котором из продуктивного пласта начинает поступать флюид. Использование насосов позволяет: снижать забойное давление; создавать плавную, управляемую депрессию на пласт с подачей рабочей жидкости как в трубное, так и в межтрубное пространство; спускать в скважину глубинные манометры для оценки величины депрессии; закачивать в него ПАВ и кислоты под давлением. Метод эффективен в тех случаях, если скважина и ее забой тщательно очищены от раствора глушения и не содержат подвижных механических примесей, осложняющих работу насоса [Булатов и др., 1999].

При получении из скважины промышленного притока нефти или газа ее передают для дальнейшей эксплуатации. Если после всех проведенных работ из испытываемых объектов не получены промышленные притоки УВ, она консервируется или ликвидируется. Важным условием безопасности работ при освоении и испытании скважины является поддержание на буровой и вокруг нее порядка и чистоты, хорошая освещенность рабочих мест и территории, систематический контроль за исправностью оборудования и своевременное устранение недостатков. На буровой и поблизости от нее должен находиться комплект пожарных инструментов и огнетушителей. Окружающая среда (атмосфера, почва, питьевые источники) может быть загрязнена при неуправляемом фонтанировании или перетоке через плохо изолированное межколонное пространство пластовых флюидов, содержащих УВ, соли натрия, кальция и других элементов, а также в результате выбрасывания раствора, который остался по окончании бурения.

Одним из основных мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды, является сооружение на расстоянии несколько десятков метров

от скважины с подветренной стороны большого земляного амбара (рис. 102). Это природоохранный объект, предназначенный для сбора, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов бурения (шлама, сточных вод и т. д.). Используемые при работах технологические жидкости, а также поднятые на поверхность БР содержат токсичные вещества, химические реагенты, проникновение которых в грунт ведет к загрязнению почвы, подземных вод и негативно влияет на экологию окружающей среды. Это случается также при разрушении земляных ограждающих валов этих амбаров или их переполнении. В случае плохой гидроизоляции стенок амбаров происходит фильтрация жидкой фазы шлама в подземные воды. Для исключения этого недостаточно вырыть яму, нужна надежная изоляция стенок и дна амбаров, шламохранилищ. Материалы для создания противофильтрационного экрана в таких сооружениях должны отличаться высокими механическими и гидроизоляционными свойствами, а также химической стойкостью к кислотам и щелочам. Этим требованиям удовлетворяют геомембраны (полиэтиленовые пленки) с добавлением стабилизаторов. Все УВ, оказавшиеся вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны, утилизированы либо сожжены. Оставшийся раствор следует передать на другую буровую для использования или захоронить в специально отведенном месте, предварительно нейтрализовав вредные химические реагенты. Территорию вокруг скважины необходимо оградить земляным валом, благоустроить и вернуть для сельскохозяйственного (или иного) использования [Вадецкий, 2011].



Рис. 102. Земляной амбар на буровой для сбора отходов [amp.energybase.ru]

Методы интенсификации притока флюидов из пласта

Эффективность добывающих и нагнетательных скважин во многом зависит от проницаемости пласта и вязкости нефти. Чем больше первый параметр в радиусе действия той или иной скважины и меньше вязкость нефти, тем при прочих равных условиях больше ее производительность, и наоборот. Однако при бурении и эксплуатации скважины проницаемость ПЗП постепенно снижается: загрязнение БР; внедрение в поры мелких частиц шлама и продуктов коррозии металлов; осаждение солей из пластовой жидкости; выпадение из нефти разных веществ при изменении термобарических условий и т. д. Для увеличения проницаемости ПЗП или интенсификации добычи нефти и газа применяют различные методы, основное назначение которых состоит в очистке поровых каналов и трещин от отложившихся в них различных материалов (смол, асфальтенов, парафина, глины, солей и др.), а также их расширении и создании новых, улучшающих связь пласта со скважинами. Подготовка ствола и ПЗП к применению реагентов заключается в физико-химической очистке внутренних поверхностей ОК и НКТ от окислов и примесей, а также от разрушенного цемента каналов перфорации. Иначе произойдет реакция рабочих химических составов с указанными отложениями и закачка их продуктов в ПЗП, что снизит дебит скважины.

Существуют различные методы воздействия на ПЗП: химические (соляно-, глино-, пено-, термокислотные обработки, кислотные ванны и т. д.); механические (ГРП, торпедирование, депрессии и репрессии); тепловые (горячие закачки, обработка паром, глубинные нагревательные приборы); физические (вибрационное и акустическое воздействие); физико-химические (обработка ПАВ, растворителями). Для большего эффекта они часто используются совместно или последовательно. Применение любого из них зависит от геолого-технических условий, цели обработки, пластовых условий, технической оснащенности буровой и возможности использовать определенные составы и режимы закачки. Интенсификация притока флюида из пласта происходит за счет следующих факторов: растворения породы, разупрочнения кольматантов (добавок в БР, снижающих проникновение его в пласт) и выноса их из ПЗП потоком жидкости; увеличения проницаемости коллектора; разрушения эмульсий и газовых дисперсий. Условно методы повышения проницаемости пласта разделяют на две группы: предупреждающие ухудшение коллекторских свойств пород и улучшающие проницаемость ПЗП. К первой относятся: вскрытие газоносных пластов с продувкой газом; применение буровых РНО с низкой водоотдачей; сокращение времени контакта раствора с пластом. Вторая группа: ГРП; кислотная обработка скважин; сочетание этих методов; взрыв в ПЗП. Сущность многих перечисленных методов одинакова для нефтяных и газовых залежей. Различия лишь в некоторых деталях технологии процесса воздействия, вытекающих из специфики строения и свойств пластов [Сидоров, 1982; Сухоносков и др., 1985; Аширов, Выжигин, 1992; Басарыгин и др., 2002; Мордвинов, 2004; Иванов, 2006].

Наиболее распространенными **методами химического** воздействия на ПЗП являются обработки их водными растворами соляной и плавиковой кислот, нагнетаемых в скважину под давлением (рис. 103). В результате часть породы растворяется, увеличивая размеры поровых каналов и трещин. Кислотные растворы применяются для следующих

целей: увеличения дебитов скважин; очистки поверхности труб от глинистых и цементных корок, а также ПЗП от продуктов коррозии; удаления солевых и смолистых отложений; уменьшения плотности пробок на забое, чтобы облегчить их удаление; ликвидации прихвата подземного оборудования; увеличения приемистости (возможности закачки в пласт воды, газа, пара и др.) нагнетательных скважин. Технологический процесс обработки включает заполнение скважины кислотным раствором и продавливание его в пласт при перекрытии устья задвижкой. Объем рабочего раствора (при кислотной ванне) составляет не более объема ствола (колонны) в заданном интервале. Сначала закачивается буфер, необходимый для разделения жидкости глушения от кислотных растворов, затем раствор продавливается в пласт. После этого скважину оставляют на некоторое время (16–24 ч) под давлением для реагирования кислоты с породами пласта. Затем оставшуюся кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из ствола обратной промывкой водой. Длительность обработки зависит от многих факторов: температуры на забое; типа пород пласта, их химического состава; концентрации раствора; давления закачки. Если залежь нефти содержит много парафина, в ПЗП нагнетают горячую кислоту. При этом сначала скважину промывают горячей нефтью или спускают в ствол какое-либо устройство для расплавления парафинистых веществ. После обработки в пласте могут остаться химические вещества. Поэтому после каждой закачки необходимо удалить из него продукты реакции путем создания депрессии на пласт и циркуляции. Кислотной обработке подвергаются также загрязняющие материалы, отложившиеся на стенках скважины и забое. Происходит их распад с переводом полностью или частично в состояние шлама, легко выносимого на поверхность при промывке скважины [Мордвинов, 2004; Иванов, 2006].

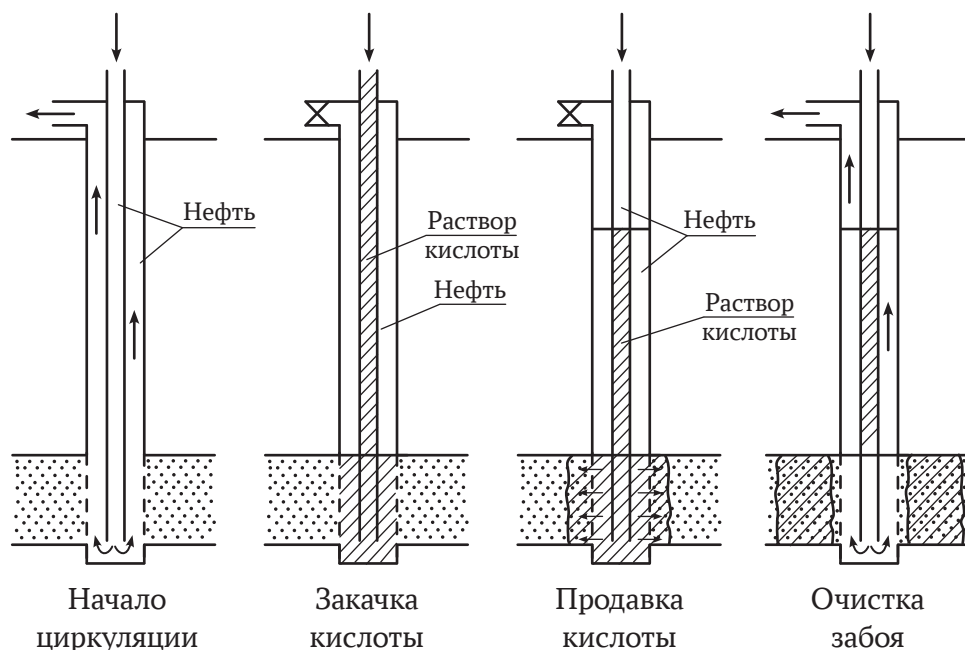


Рис. 103. Кислотная обработка ПЗП [tb.ru]

Для обработки скважин обычно применяют соляную кислоту с концентрацией ее в растворе не $> 10\text{--}15\%$, чтобы снизить влияние коррозии. Для уменьшения вредного воздействия кислоты на технологическое оборудование в нее добавляют специальные вещества — ингибиторы (ПАВ, формалин, натриевая соль и др.). При *соляно-кислотной* обработке скорость реакции прямо пропорциональна концентрации кислоты и температуре, но обратно пропорциональна давлению. Ее применение дает хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах (известняках, доломитах и переходных разностях) либо песчаниках с карбонатным цементом. Поэтому соляно-кислотные обработки являются основным способом очистки карбонатных коллекторов. Под действием кислоты в ПЗП часть породы растворяется, образуя пустоты, каналы разъедания и увеличивая тем самым проницаемость, а следовательно, дебит скважин. Поэтому такая обработка в основном предназначена для ввода кислоты в пласт по возможности на значительные расстояния от ствола. Нагретая соляная кислота хорошо растворяет карбонатные породы, а выделяющееся тепло расплавляет парафино-смолистые отложения в ПЗП, тем самым снижая вязкость нефти.

Различают следующие разновидности кислотных обработок: простую, массируемую и направленную (поинтервальную). *Простая* проводится для воздействия на пласт кислотой в радиусе зоны проникновения БР или его фильтра. Она состоит из следующих операций: интенсивной промывки забоя и фильтра в целях предварительной очистки его для последующего воздействия кислотой; кислотной ванны для разрушения и удаления глинистой корки, а также очистки трещин; промывки забоя и фильтра скважины после выдержки кислоты на реакции; закачки и продавливания в пласт проектного объема кислоты; освоения скважины и ввода ее в эксплуатацию. *Массируемая* применяется для воздействия на пласт кислотой в радиусе до нескольких десятков метров. Технология ее аналогична простой обработке, только объемы кислоты берутся максимальные. *Направленная* проводится в тех случаях, когда на вскрытой толщине пласта требуется обработать определенный интервал. Эффективность соляно-кислотных обработок скважин зависит от концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, типа пород и других факторов [Аширов, Выжигин, 1992].

Разновидностью соляно-кислотных обработок являются кислотные ванны, при которых раствор кислоты заливают в скважину, но не продавливают в пласт. Они предназначены для очистки забоя и стенок скважин от цементной и глинистых корок, продуктов коррозии, солевых отложений на поверхности труб, ликвидации прихвата бурового инструмента. Для различных условий ставят ванны под давлением и без него. В первом случае ванна применяется для очистки глинистой корки и перфорированной части скважины. Она устанавливается перед обработкой ПЗП или ремонтными работами. Во втором случае предусмотрена следующая технология: скважину промывают до забоя пресной или минерализованной водой, водным раствором ПАВ, слабым водным раствором соляной кислоты, водным раствором хлорида кальция, конденсатом, дизельным топливом, меловым раствором; закачивают кислотный раствор в объеме, необходимом для перекрытия пласта; скважину вновь промывают от продуктов реакции с указанными выше веществами [Булатов и др., 1999].

Кроме соляной кислоты, для увеличения проницаемости пласта применяют также ее смесь с фтористоводородной (плавиковой), называемую глинокислотой [Иванов, 2006]. Она растворяет силикатные породы, и поэтому ее используют в терригенных толщах с низким содержанием карбонатного материала. Во избежание вторичного отложения нерастворимого фтористого кальция в пласт сначала закачивают буферный объем соляной кислоты для растворения карбонатов. Для определения состава кислотных растворов и способов обработки предварительно по двум методикам проводят лабораторные эксперименты и промысловые опыты. По первой: сначала закачивают соляную кислоту, а затем глинокислоту для исключения контакта отработанной соляной кислоты с плавиковой, при котором неизбежно образование осадков фтористого магния. Объем соляной кислоты должен превышать глинокислоту в 2,5–3,0 раза. Согласно второй методике, сначала заливают соляную кислоту, затем извлекают продукты реакции ее и потом закачивают глинокислоту. При обработке растворами кислот скорости их закачки, особенно соляной кислоты, должны быть минимальными для более полного освобождения от карбонатов ПЗП. Для обработки глинокислотой следует исключать продолжительный контакт ее с трубами. Для этого при низкой приемистости пласта закачку и продавливание кислоты производят порциями, размещая каждую в пределах фильтра. Когда лабораторные и промысловые опыты покажут, что кислота разрушает скелет пласта, тогда вместо кислотной обработки проводят ГРП нейтральной жидкостью. Если после всех мероприятий по улучшению проницаемости карбонатного пласта породы не принимают кислоту при давлениях, допустимых для колонны, тогда проводят гидрокислотный разрыв. Эффективность кислотной обработки ПЗП зависит от глубины проникновения раствора в пласт и полноты удаления продуктов реакции. Для этих целей в раствор кислоты добавляют ПАВ. Существует следующий порядок приготовления раствора: в емкость наливают воду, затем последовательно добавляют ингибиторы-стабилизаторы, техническую соляную кислоту, хлористый барий и ПАВ. Только после этого закачивают расчетный объем плавиковой кислоты и доливают оставшуюся часть водой.

Физико-химические методы основаны на промывках ПЗП водными растворами ПАВ и других добавок, с помощью которых из пор и трещин удаляют остаточную воду и мелкодисперсные твердые частицы. Вода закупоривает часть пор, препятствуя притоку нефти и газа. Кроме того, вступая в контакт с глинистыми частицами пород, она вызывает их набухание и разрушение. Это приводит к закупорке тонких поровых каналов и уменьшает дебит скважины. При этом глубина проникновения воды и грязи в призабойную зону находится в прямой зависимости от перепада давления на пласт, проницаемости пород, продолжительности ведения работ с применением воды. Появление воды в ПЗП связано также с обводнением продуктивных пластов закачиваемыми (внутриконтурными) водами. Технология применения этого способа аналогична кислотной обработке. Сначала насосом закачивают концентрированный раствор ПАВ, затем разбавленный нефтью [Паникаровский и др., 2006].

К **физическим** относятся вибрационные и акустические методы [Иванов, 2006]. *Виброобработка* — это воздействие на ПЗП гидравлического вибратора, спущенного в скважину на НКТ и установленного напротив продуктивных горизонтов (рис. 104).

При прокачке жидкости через вибратор возникают гидроудары, влияющие на ПЗП. Колебания создаются путем периодических перекрытий потока жидкости, протекающей через вибратор. Сила удара зависит от расхода жидкости и времени перекрытия ее потока. Возникающие большие перепады давлений изменяют физико-механические свойства коллектора, а также поверхностные, капиллярные и другие характеристики пластовых жидкостей. Под влиянием виброударных волн снижается их вязкость и поверхностное натяжение, повышается проводимость пласта вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки ПЗП. Вибровоздействие эффективно проводить в скважинах с ухудшенными коллекторскими свойствами призабойной зоны из-за частичного поглощения пластом при бурении глинистых и ЦР, утяжелителей, воды и т. д., а также с низкой проницаемостью пород, но с высоким пластовым давлением. Виброобработку пласта целесообразно осуществлять также в скважинах, где намечены кислотная обработка, ГРП, применение ПАВ для интенсификации притока флюидов. Такие работы не следует проводить в неисправных скважинах (с нарушенным фильтром, при обрывах и смятии колонн и т. д.) и расположенных вблизи ВНК, а также при интенсивном поглощении жидкости и с низкими пластовыми давлениями.

Акустическая обработка скважин (рис. 105) основана на преобразовании переменного тока в энергию упругих волн. Высокая частота (20 кГц) и малая длина ультразвуковой волны позволяют распространять направленные пучки волн, переносящих значительную механическую энергию. При взаимодействии акустического поля с по-

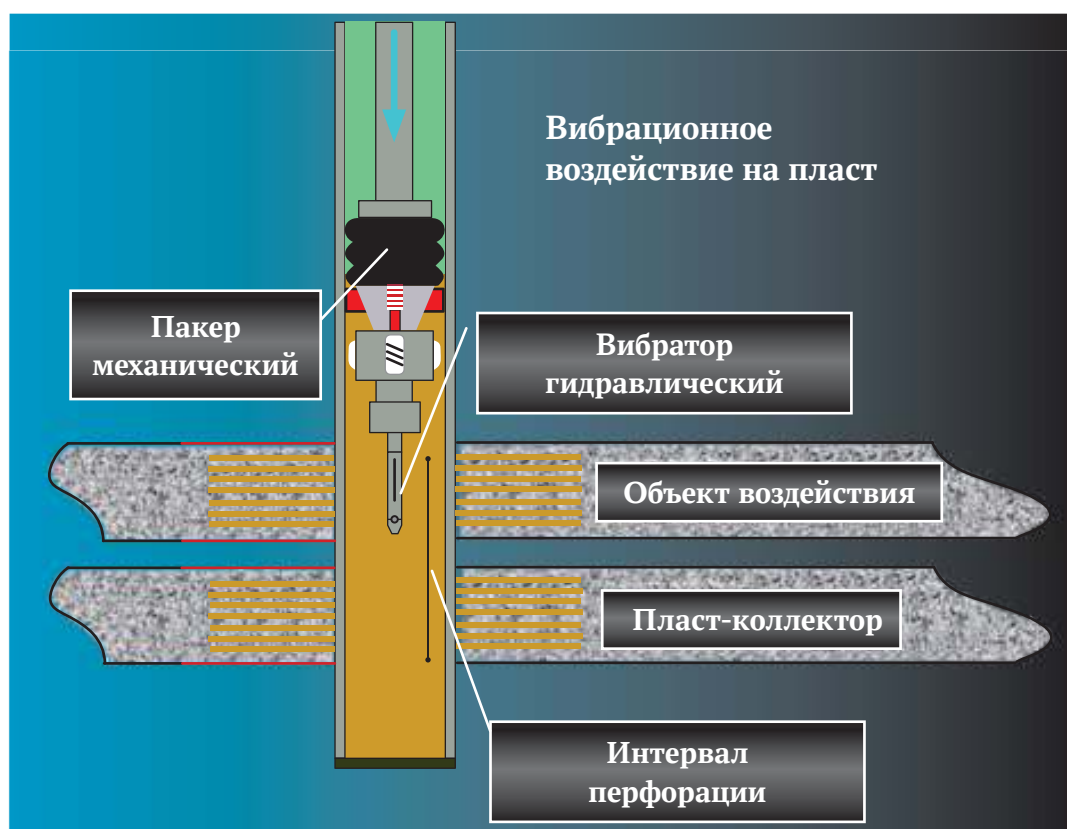


Рис. 104. Виброобработка ПЗП [sibgeoproject.ru]

родами достигается: увеличение их проницаемости из-за изменения структуры пустотного пространства; разрушение отложений солей; акустическая дегазация и снижение вязкости нефти; вовлечение в разработку низкопроницаемых и закупоренных участков продуктивного пласта. Технология обеспечивает сохранение целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца, низкие затраты. Процесс воздействия является технически безопасным и экологически чистым. Время обработки одной скважины не превышает 8 ч. Для этого метода в первую очередь рекомендуется выбирать скважины при следующих параметрах: снижении дебитов более чем на 30 %; фильтрационной неоднородности по толщине пласта; отсутствии перетоков за колонной; наличии перемычек мощностью > 1 м, разделяющих интервал перфорации от водонасыщенного пласта и др. Аппаратура для обработки скважин состоит из источника акустических колебаний и наземной геофизической станции, которая содержит генератор и орган управления частотой и интенсивностью акустического поля, создаваемого скважинным генератором. Спуск и подъем излучателя в интервал перфорации осуществляются ка-

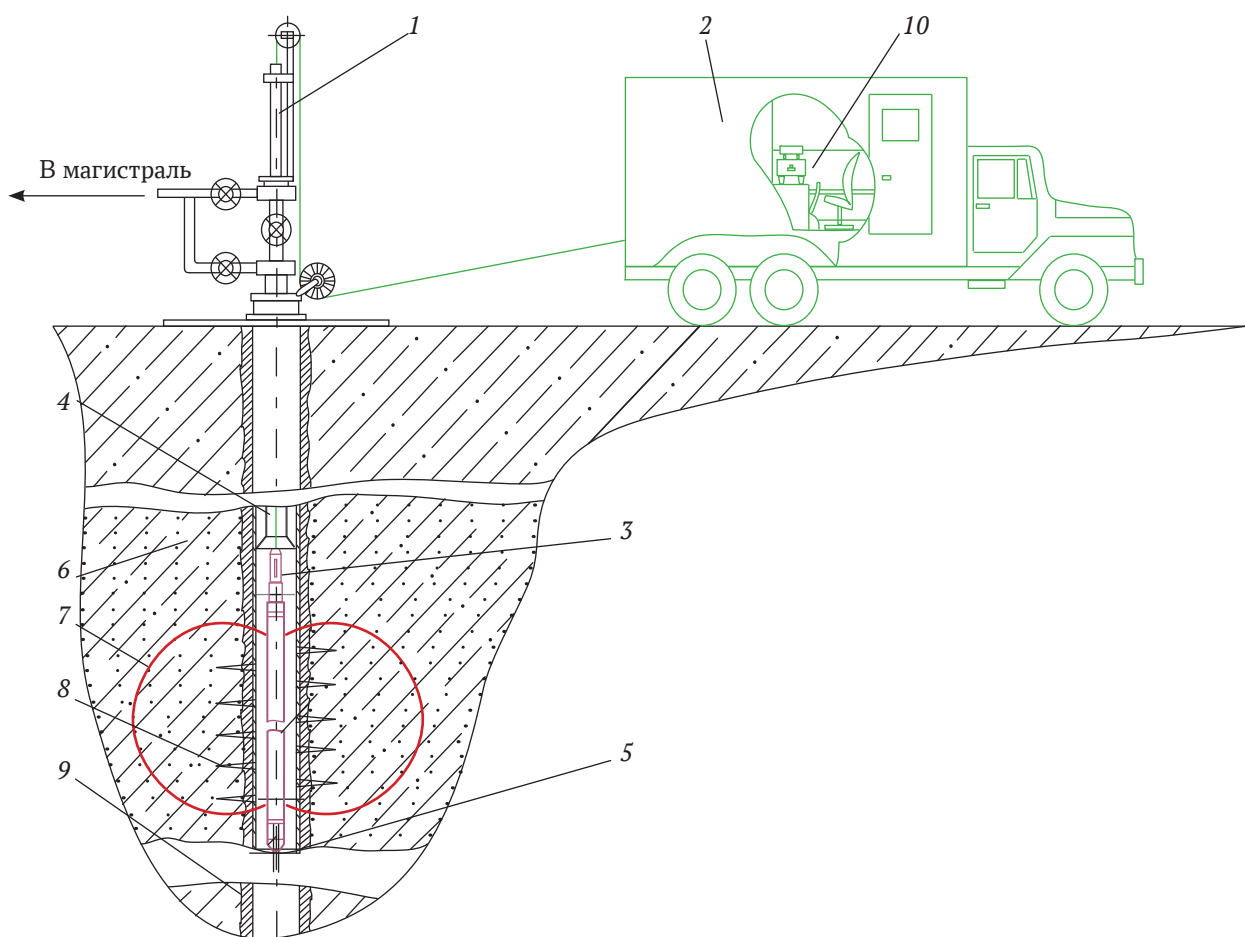


Рис. 105. Акустическое воздействие на ПЗП: 1 — лубрикатор; 2 — каротажный подъемник; 3 — акустический излучатель; 4 — НКТ; 5 — ОК; 6 — продуктивный пласт; 7 — направленность акустических колебаний; 8 — перфорационные отверстия; 9 — цементное кольцо; 10 — место оператора [sibgeoruprojekt.ru]

ротажным подъемником на геофизическом кабеле. Режим работы скважинного снаряда может быть непрерывным и импульсным. При последнем шире спектр частот, что позволяет реализовать условия резонанса в обрабатываемой среде, и амплитудное значение энергии в импульсе существенно выше, чем в непрерывном излучении. Успешность обработки достигает 80 %.

Тепловые методы — самый распространенный способ улучшения фильтрационной способности пласта для нефтей с высоким содержанием смол, асфальтенов, парафинов и удаления их отложений со стенок НКТ и ствола за счет тепла. Эти методы основаны на искусственном увеличении температуры в призабойной зоне. Они подразделяются на следующие виды: паротепловое воздействие на пласт (рис. 106); внутривпластовое горение; вытеснение нефти горячей водой; пароциклическая обработка скважин. При нагреве ПЗП отложения парафина и смол расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. С помощью тепла также ускоряются химические методы воздействия на пласт. Технология тепловой обработки имеет две разновидности. В первом случае прогрев призабойной зоны проводят с помощью спускаемого на кабеле-тросе электронагревателя. Время прогрева — несколько суток. Во втором — теплоносители (нефть, конденсат, керосин, дизтопливо, вода с добавками ПАВ, нагретые паром до $+90-95\text{ }^{\circ}\text{C}$) насосами закачивают по НКТ в пласт. Можно также нагнетать водяной пар от парогенератора, после чего устье скважины закрывают для сохранения тепла. Через некоторое время эксплуатацию скважины возобновляют.

Применяют еще термогазохимическое воздействие на ПЗП, которое заключается в сжигании на забое порохового заряда, спускаемого на электрокабеле. Процесс регулируется и может составлять от нескольких минут до долей секунды. В соответствии с этим изменяется и скорость выделения газа при сгорании пороха, что определяет давление и температуру. Интенсивность процесса устанавливается и количеством сжига-

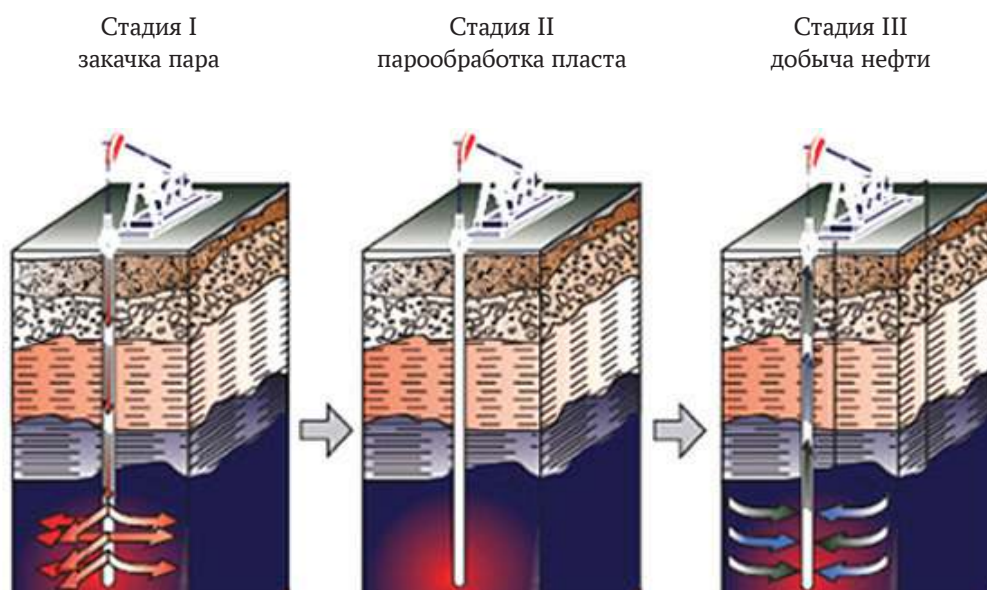


Рис. 106. Обработка ПЗП паром [news-mining.ru]

емого заряда, которое может изменяться от 20 до 500 кг. При быстром горении (доли секунды) и образовании газов резко нарастает температура и давление (30–100 МПа), происходит механическое воздействие на пласт, приводящее к созданию в нем новых трещин и расширению существующих. Оно аналогично ГРП, но без закрепления образовавшихся трещин наполнителем. При медленном горении на забое создается высокая температура (до +350 °С) и происходит прогрев ПЗП. Нагретые пороховые газы проникают по порам и трещинам вглубь пласта, расплавляют смолы, асфальтены и парафины, выпавшие при разработке залежи. При горении заряда образуется большое количество газообразных продуктов (в основном углекислый газ), которые, растворяясь в нефти, снижают ее вязкость и поверхностное натяжение на границе с водой и породой. Это способствует повышению дебита. Для усиления химического воздействия на карбонатные породы пороховой заряд сжигают в растворе соляной кислоты, предварительно закачанной в скважину [Байбаков, Гарушев, 1988; Аширов, Выжигин, 1992].

Из **механических методов** чаще всего применяются торпедирование и ГРП. *Торпедирование* основано на использовании ВВ (тротила, нитроглицерина, динамита и др.), при взрыве которых (шашки весом до 10 кг) выделяется много энергии и газообразных продуктов. В результате напротив продуктивного пласта образуется мощная ударная волна, которая через перфорационные отверстия в колонне проникает в породу и вызывает растрескивание отложений в ее порах (солей, парафина и др.). В дальнейшем пульсация газового пузыря, образовавшегося из продуктов взрыва, выносит разрушенные частицы пород из каналов. На эффективность торпедирования влияют величины каверн, количество и глубины образовавшихся трещин. Радиус распространения их зависит от многих факторов: свойств породы и ВВ, размера заряда и т. д. Установлено, что в песчаниках средней крепости радиус не превышает 1,5–2,0 м, т. е. возможности метода для увеличения дебитов скважин ограничены. Выбор торпеды и величины заряда определяют исходя из конкретных геологических условий. Проницаемость пласта можно повысить мощными ударными волнами, которые создают заряды специальных ВВ. При этом образуется сеть трещин в твердых породах, способствующая улучшению притока УВ в скважину. Но следует помнить, что применение торпед большой мощности может привести к нарушению конструкции скважины. Для увеличения интенсивности ударного импульса применяют заряды с меньшим временем сгорания, продукты которого (двуокись углерода, соляная кислота, вода, окислы азота) снижают вязкость нефти и тем самым увеличивают приток флюидов. Под влиянием импульса давление столба жидкости в скважине после взрыва колеблется с затухающей амплитудой, создавая на ПЗП переменные нагрузки, которые способствуют образованию и раскрытию трещин, выносу в скважину загрязняющих поры частиц [Сидоров, 1982; Иванов, 2006]. *Гидроразрыв пласта* — это нагнетание в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит разрыв породы и образование новых или расширение существующих трещин (рис. 107). Для их сохранения при снижении давления вместе с жидкостью закачивают проппанты (гранулы для расклинивания пласта), которые, попадая в трещины, препятствуют их смыканию. Обычно используют следующие материалы: кварцевый песок, бокситы, окись циркония, керамические гранулы, стеклянные шарики, которые достаточно прочны и не разрушаются при сжатии тре-

щин. Наиболее часто употребляют крупнозернистые, хорошо окатанные и однородные по составу кварцевые пески, не содержащие пылевых глинистых и карбонатных частиц. Для ГРП используют пески с крупностью зерен 0,5–1,0 мм при концентрации их 400 г/л. Гидроразрыву подвергают сцементированные песчаники, известняки и доломиты, но не глины, рыхлые пески и многие сланцы. Процесс ГРП состоит из последовательных закачек в скважину следующих жидкостей: разрыва для создания трещин в пласте; с песком; продавочной для внедрения его в пласт. Обычно для разрыва и песконосителя применяют одну и ту же жидкость: вязкую нефть, мазут или его смесь с нефтью, дизельное топливо, воду, водный раствор ССБ, раствор соляной кислоты и др. Общими для всех жидкостей являются следующие требования. Жидкости должны:

- 1) не снижать проницаемость пласта, поэтому в нефтяных скважинах применяют жидкости на углеводородной основе (вязкую нефть, керосин, дизельное топливо, нефтекислотные эмульсии и др.);
- 2) не содержать посторонних механических примесей и при контакте с пластовыми жидкостями и породой не формировать нерастворимых осадков;
- 3) обладать свойствами для наиболее полного их удаления из созданных трещин и пор пород;

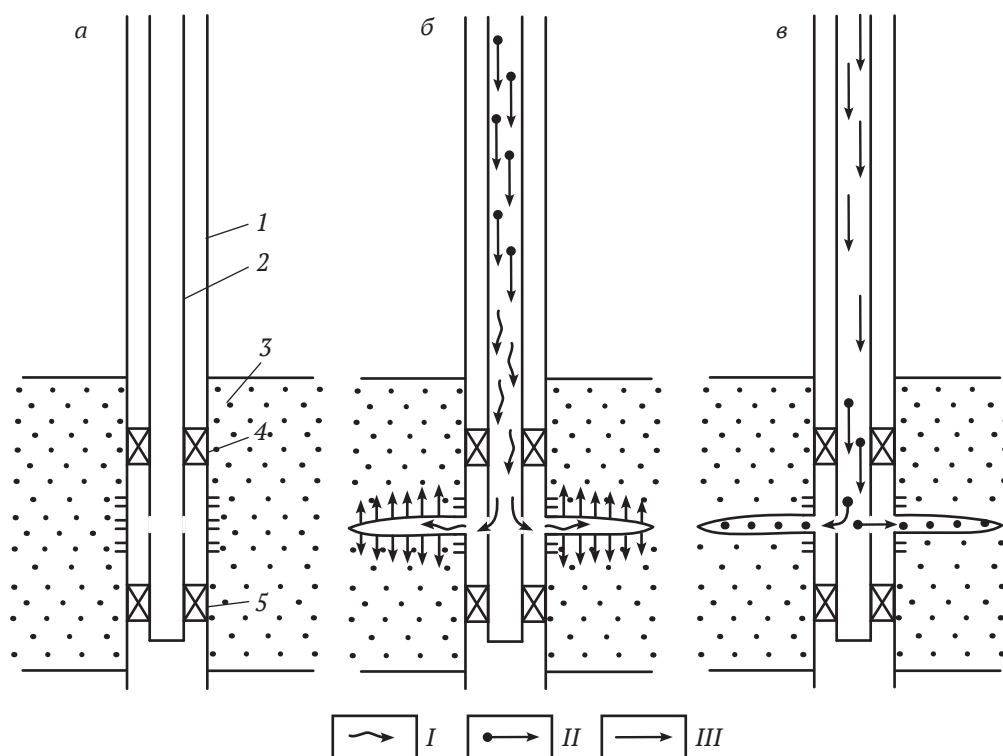


Рис. 107. Гидроразрыв пласта: а – установка пакеров; б – создание трещин в пласте; в – закачка песка; 1 – ОК; 2 – буровые трубы; 3 – продуктивный пласт; 4, 5 – верхний и нижний пакеры. I–III – жидкости: I – разрыва; II – песконоситель; III – продавочная [en.ppt-online.org]

- 4) иметь стабильную вязкость в период обработки пласта;
- 5) быть дешевыми и недефицитными.

Процесс ГРП зависит от физических свойств жидкости разрыва, а также от вязкости, фильтруемости и способности удерживать песок во взвешенном состоянии. Протяженность трещин может достигать нескольких десятков метров, а ширина — 1–4 мм, они связывают скважину с удаленными продуктивными зонами пласта.

Гидроразрыв — один из самых эффективных методов интенсификации притока флюида, после проведения которого дебит скважины обычно резко возрастает. Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Достоинствами ГРП являются: возможность применения на площадях с разнообразным геологическим строением; воздействие как на всю залежь, так и на отдельный участок; эффективное снижение гидравлического сопротивления в ПЗП; вовлечение в разработку слабопроницаемых зон; дешевая жидкость (вода); высокая рентабельность. Выделяют следующие области применения ГРП: интенсификацию дебита скважин с загрязненной призабойной зоной в пластах с разной проницаемостью; разработку неоднородных по структуре залежей; улучшение гидродинамической связи скважины с естественной системой трещин в коллекторе; расширение зоны притока пластового флюида; изменение фильтрационных потоков в нагнетательных скважинах; восстановление параметров скважин, не поддающихся воздействию другими методами. Не подходят для ГРП газонефтяные зоны со следующими особенностями: быстрым конусообразным подтягиванием пластовой воды к забою; резкими прорывами флюидов в ствол скважины; истощенными пластами с низкими запасами; нефтенасыщенными линзами малого объема. Недостатки метода: необходимы большие запасы воды, песка, химикатов; неконтролируемое создание трещин в породе; при запуске скважин с большими дебитами после ГРП возможен вынос проппанта из трещин, из-за чего они закрываются и снижается нефтеотдача; риск появления неуправляемого фонтанирования и загрязнения окружающей среды. Не следует проводить ГРП в технически неисправных скважинах (нарушен фильтр, смята колонна) или расположенных вблизи водо- и газонефтяного контура во избежание преждевременного обводнения нефтяных залежей или прорыва газа [Сухоносков и др., 1985; Иванов, 2006].

В заключение следует отметить, что многие из применяемых методов воздействия на ПЗП носят комбинированный характер. Причем они могут состоять как из чисто физических, так и из физико-химических и физико-биологических методов. Термокислотная обработка, гидрокислотный разрыв, вибровоздействие с кислотным раствором, ГРП с закачкой микроорганизмов, разрыв пласта давлением пороховых газов, термогазохимическое воздействие — далеко не полный перечень комбинированных способов. Поэтому применяемый метод не всегда можно отнести к рассмотренным выше.

ГЛАВА 8

БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

В бурении существуют понятия вертикальной и наклонно направленной скважины. При бурении вертикальной принимаются меры по ограничению естественного ее искривления, и максимальный зенитный угол ее не превышает 5° . Однако при бурении все скважины по различным причинам отклоняются от заданного направления. Непреднамеренное искривление называется естественным, а с помощью различных технических средств — искусственным. Наклонно направленной называется скважина, специально ориентированная в какую-либо точку, удаленную от ее вертикальной проекции. Наклонное бурение широко применяется при геолого-поисковых работах на нефть, газ и твердые полезные ископаемые. Существует два способа бурения наклонных скважин: роторный, представляющий прерывистый процесс искривления скважины отдельными зарезками (уходами в сторону), и забойными двигателями, обеспечивающий постоянное отклонение ствола. В России большинство наклонно направленных скважин бурят забойными двигателями, тогда как за рубежом преобладает роторный способ, а забойные двигатели в основном используют только на участке набора кривизны в заданном направлении. Наиболее перспективными для этих целей считаются винтовые двигатели. Они мощнее турбобуров, имеют низкую частоту вращения вала, что благоприятно сказывается при наборе кривизны. Направленные скважины бурить труднее, чем вертикальные, поскольку почти все обычные операции при этом усложняются. При подъеме и спуске БК требуется большая мощность, за БР и гидравлической системой необходимо постоянно следить, часто происходят прихваты труб и поломки оборудования, ОК труднее спускать и цементировать.

Поэтому нередко искривление скважин сопровождается осложнениями: более интенсивным износом буровых труб; повышенным расходом мощности; затруднениями при СПО; образованием желобов в стенках. Однако в ряде случаев искривление скважин позволяет значительно снизить затраты средств и времени на разработку месторождений. Таким образом, если искривление скважины нежелательно, то его стремятся предупредить, а если необходимо — развивают. Это называется наклонно направленным бурением. Для такой скважины необходимо знать положение каждой ее точки в пространстве. Отклонение от проекта может происходить вследствие неправильного заложения ее оси при забурировании или искривления при бурении. В первом случае причины субъективные и могут быть легко устранены. Для этого необходимо обеспечить совпадение осей вышки, ротора и скважины, а также прямолинейность буровых труб.

Во втором — наклонный ствол забурируется путем постановки направления под зенитным углом 3–5°. Это позволяет сократить время на ориентирование отклонителей в скважине, так как в наклонном стволе эта операция намного проще [Булатов, Аветисов, 2007].

подавляющее большинство скважин в той или иной степени искривлены и поэтому не всегда могут попасть в заданную точку. По этой причине необходим постоянный контроль за положением их осей в пространстве. Только в этом случае можно правильно построить геологический разрез и установить истинные глубины залегания пластов, определить положение забоя и обеспечить попадание его в проектную точку. Для этого необходимо знать зенитные и азимутальные углы скважины. Такие работы проводятся с помощью специальных приборов — инклинометров. Замеры могут выполняться как в процессе бурения (одноточечные или разовые), так и после его завершения (многоточечные). Разовыми можно ориентировать инструмент, используемый для изменения направления бурения. Они производятся путем спуска приборов до забоя при прекращении бурения. Замеры также могут быть проведены при наращивании бурового инструмента с помощью системы измерений, включенной в состав забойной компоновки. Исследование в процессе бурения позволяет определить текущее положение ствола скважины и при необходимости изменить зенитный угол и азимут. Многоточечные замеры ведутся после завершения бурения. В скважину спускается прибор, регистрируются данные по всей ее глубине.

В настоящее время в бурении наклонно направленных скважин широко используются современные методы геонавигации (*geosteering*), позволяющие проводить ствол скважины по траектории, обеспечивающей максимальную эффективность вскрытия пласта с целью принятия оперативных решений и распознавания текущей геологической ситуации. Оптимальное размещение ствола достигается с помощью использования данных каротажа в реальном времени (*LWD — logging while drilling*), а также измерений в процессе бурения (*MWD — measuring while drilling*). Особое внимание уделяется геометрии кровли и подошвы коллектора, изменению его мощности, угла падения и расположению контактов (ГНК, ВНК). Телеметрическое сопровождение бурения скважин — одна из передовых технологий, позволяющих максимально повысить производительность скважин. Контроль над скважиной в процессе бурения осуществляется в соответствии с показаниями каротажных приборов. Для полноты картины подключаются еще и косвенные данные (например, шлам). Геологическое сопровождение буровых работ осуществляется ежедневно в круглосуточном режиме. Два инженера по геонавигации в две смены по 12 ч осуществляют загрузку и обработку данных в специализированном программном комплексе и при необходимости выдают рекомендации по корректировке траектории скважины. Погрешности и неопределенности, возникающие в процессе планирования и бурения скважин, приобретают критическое значение в случае горизонтальных скважин, так как величина просчета становится сопоставима с размерами целевого интервала, что приводит к высокому риску потери части или всего горизонтального ствола не в коллекторе. К таким ошибкам относятся в первую очередь вертикальная погрешность данных сейсмоки, неопределенность по углу залегания структуры, а также погрешности, связанные непосредственно с процессом

бурения и расчета траектории скважины, — неточности инклинометрии и расчета траектории скважины между точками замера. Например, для горизонтальной скважины забоем 3000–3500 м суммарная погрешность может достигать до нескольких метров по вертикали. Геонавигация при бурении горизонтальных скважин позволяет свести к минимуму подобные риски, так же как сопровождение наклонно направленного бурения дает возможность наиболее точно рассчитать траекторию и скорректировать ее по ходу выполнения работ.

Наиболее распространены два основных метода геонавигации, отличающиеся по типам измерений, получаемых в процессе бурения. *Кривые каротажа.* Геонавигация основана на сравнении фактических и синтетических кривых. Фактический каротаж получают с приборов LWD. Это могут быть кривые гамма-каротажа, удельного электрического сопротивления (УЭС), нейтронной пористости, плотности или любой другой каротаж. Синтетический каротаж получают с соседних скважин. *Имидж ствола скважины* (записанный каротаж на 2D-плоскость). Геонавигация основана на структурных углах, получаемых с имиджем приборов LWD. Обычно ими могут быть имиджи ГК, плотности и бокового каротажа. Зная угол по имиджу, инженер может лучше прогнозировать поведение структуры. Геонавигация с имиджами позволяет понимать залегание структуры при одинаковом отклике кривых в кровле и подошве пласта [Иконников, 2006].

Таким образом, процесс геонавигации заключается в оперативном получении информации о геологической модели месторождения по мере бурения и корректировке траектории скважины в соответствии с ней. Современные телекоммуникационные технологии позволяют передавать данные на поверхность в реальном времени. Свежая информация отображается на имеющейся геологической модели месторождения. Фактические данные сравниваются с проектными, анализируются, и при необходимости траектория скважины корректируется таким образом, чтобы попасть в намеченную зону. Затем, с поступлением новой информации, цикл повторяется, обеспечивая непрерывный контроль бурения. Для эффективной геонавигации используются современные технологии исследования скважин во время бурения LWD. В отличие от стандартных методов ГИС (геофизических исследований скважин) онлайн-каротаж LWD позволяет значительно экономить время на исследования и в итоге на освоении пласта. Применяемые в процессе бурения нейтронно-плотностной и азимутальный каротаж высокого разрешения дают возможность более корректно оценивать состав и свойства пласта.

Искривление скважин подчиняется определенным закономерностям.

1. Направление и интенсивность азимутального отклонения зависят от геологических факторов: обычно скважины стремятся занять положение перпендикулярно слоистости пород.

2. Уменьшение зазора между стенками скважины и инструментом приводит к снижению изгиба.

3. Места установки центраторов и их диаметр существенно влияют на направление и интенсивность искривления.

4. Увеличение жесткости бурового инструмента уменьшает изгиб, поэтому скважины большего диаметра отклоняются менее интенсивно, чем малого.

5. Увеличение осевой нагрузки приводит к росту искривления, а повышение частоты вращения колонны буровых труб — к снижению. Зная влияние комплекса горно-геологических и технико-технологических факторов на характер кривизны, можно проводить скважины в заданном направлении. Искусственное отклонение — это бурение скважины по определенному плану с доведением забоя до проектной точки. Оно подразделяется на наклонное, горизонтальное, многозабойное (с вертикальными и горизонтальными разветвлениями стволов) и кустовое (рис. 108). Бурение таких скважин ускоряет освоение месторождений, увеличивает флюидоотдачу пластов, снижает капиталовложения. Искусственное отклонение применяется в следующих случаях: при вскрытии продуктивных пластов, залегающих под сбросами, соляными куполами, водоемами, участками с сильно пересеченным рельефом (оврагами, холмами, горами); обходе зон обвалов и катастрофических поглощений промывочной жидкости; кустовом бурении для снижения затрат на обустройство промысла и уменьшения сроков разбуривания месторождения; проходке стволов для тушения горящих фонтанов и ликвидации открытых выбросов; уходе в сторону новым стволом при невозможности ликвидации аварии в скважине; перебурировании нижней части ствола в эксплуатационной скважине; многозабойном вскрытии пластов и др. [Кейн, Мищенко, 2011].

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного: геологическое и технико-технологическое обоснование места заложения и глубинной цели; конструкцию скважины и фильтра; поверхностное оборудование и буровой инструмент; режимы бурения различных интервалов; технологию вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважины. Отличие такой скважины заключается в выборе типа и вида профиля, определении необходимых параметров: глубины и отклонения ствола от вертикали; длины вертикального участка; предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола в интервале работы глубинного оборудования. Конфигурация ствола должна обеспечить: высокое качество скважины как эксплуатационного

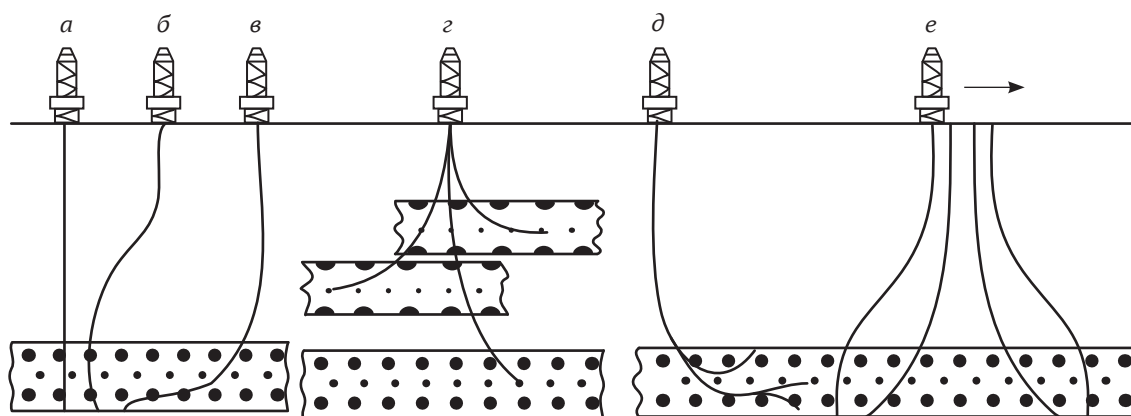


Рис. 108. Профили скважин: а — вертикальных; б — наклонно направленных; в — горизонтальных; г — многозабойных с вертикальным разветвлением стволов; д — многозабойных с горизонтальным разветвлением стволов; е — кустовых [studopedia.su]

объекта; минимальные нагрузки на оборудование при СПО; свободное прохождение по стволу и надежную работу оборудования; одновременную эксплуатацию нескольких объектов в многопластовых залежах; минимальные затраты на проходку скважины. При кустовом бурении профиль направленных скважин должен обеспечить заданную сетку разработки месторождения и рациональное их число в кусте.

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку попасть в заданную точку при допустимом отклонении. Для бурения такой скважины используется комплекс технических средств и контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающих ориентировку стволов в заданном направлении. Профили классифицируют по количеству интервалов ствола с неизменной интенсивностью искривления: 2, 3, 4, 5 и более интервальные [Мордвинов, 2006]. Простейшим является *двухинтервальный* с двумя участками: вертикальным и набора зенитного угла. Он обеспечивает максимальное отклонение скважины, но требует постоянного применения специальных компоновок на втором интервале, что приводит к существенному увеличению средств и времени на бурение. Поэтому такой профиль применяется редко и только тогда, если нужно сильно естественно искривить скважину в сторону увеличения зенитного угла. *Трехинтервальный*, состоящий из вертикального, набора зенитного угла и третьего участка, имеет две разновидности. В одном случае третий участок прямолинейный (стабилизация зенитного угла), в другом — малоинтенсивного уменьшения угла. Такой профиль применяют в тех случаях, когда центрирующие элементы низа БК мало изнашиваются при бурении (мягкие, малоабразивные породы). Он позволяет ограничить до минимума время работы с отклонителем и при наименьшем зенитном угле скважины получить значительное отклонение ее от вертикали.

Четырехинтервальный включает четыре участка: вертикальный, набора зенитного угла, стабилизации, уменьшения угла. Это самый распространенный тип профиля в Западной Сибири. Его применяют при значительных отклонениях скважин от вертикали в случае, если по геолого-техническим условиям затруднено бурение без осложнений с полноразмерными центраторами внизу ствола. Профиль включает четвертый интервал снижения зенитного угла, что достигается специальными КНБК. Такая разновидность профиля дает достаточно большой отход скважины от вертикали и вскрытие продуктивного пласта с зенитным углом при входе в него около 40–60°. Это позволяет увеличить приток нефти в скважину, однако реализация такого профиля технически трудная. Для попадания ствола в заданную точку профиль может содержать еще несколько дополнительных интервалов, например: набора зенитного угла, его стабилизации и т. д. Поэтому могут быть интервальные профили скважин из шести, семи и более числа участков, но для всех первый участок вертикальный.

Рассмотрим наиболее распространенные типы профилей наклонно направленных скважин (рис. 109). Профиль **A** состоит из трех участков: вертикального (1), набора угла наклона ствола (2) и прямолинейного наклонного (3). Его применяют при бурении неглубоких скважин в однопластовых месторождениях, если предполагается большое смещение забоя. **Тун B** отличается от предыдущего тем, что вместо прямолинейного наклонного имеет участок 4 естественного снижения угла наклона.

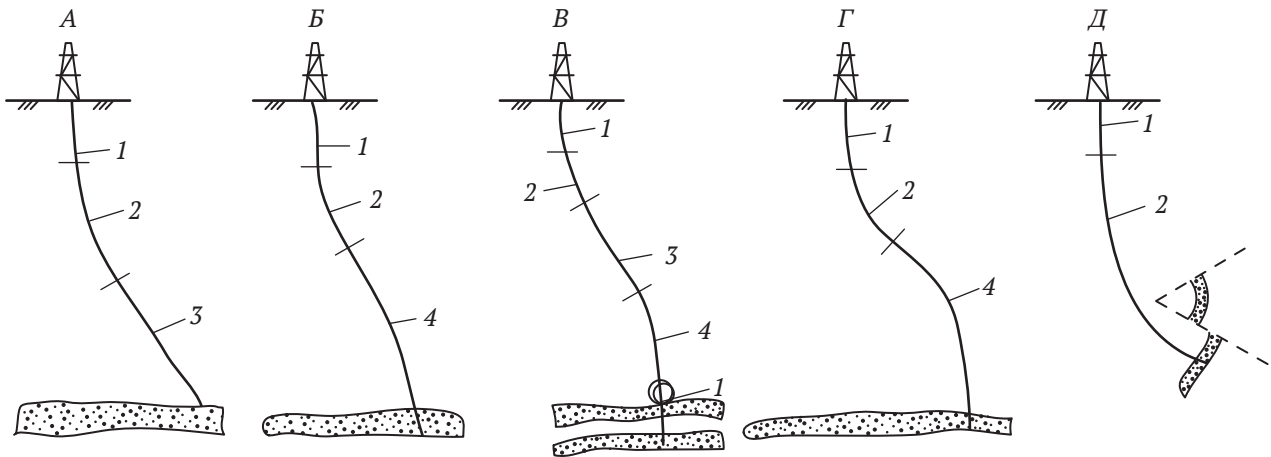


Рис. 109. Типы профилей наклонно направленных скважин (А–Д): 1 – наклонный участок; 2 – участок набора угла наклона ствола; 3 – прямолинейный наклонный участок; 4 – участок снижения угла наклона ствола [Коршак, Шаммазов, 2007]

Такой профиль рекомендуют при бурении на большие глубины. **Тун В** состоит из пяти участков: вертикального (1); набора угла наклона (2); прямолинейного наклонного (3); снижения угла наклона (4) и снова вертикального (1). Его применяют при проводке глубоких скважин, пересекающих несколько продуктивных пластов. **Тун Г** отличается от предыдущего тем, что в нем участки 3 и 4 заменены одним самопроизвольного снижения угла наклона (4). Данный профиль используют при бурении глубоких скважин, в которых возможны отклонения в нижней части ствола. **Тун Д** состоит из вертикального (1) и участка набора угла наклона ствола (2). Для него характерна большая длина второго участка. Профиль рекомендуется, когда необходимо выдержать заданный угол входа в пласт и вскрыть его на большую мощность. Все типы профилей начинаются с вертикального участка, длина которого должна быть не менее 40–50 м. Окончание его приурочивают к устойчивым породам, где можно за один рейс набрать зенитный угол 5–6° [Сидоров, 1982].

8.1. Бурение горизонтально-разветвленных и горизонтальных скважин

Традиционные технологии извлечения нефти и газа из низкопродуктивных коллекторов, как правило, малоэффективны, а иногда вообще нерентабельны. Для разработки таких месторождений бурят горизонтально-разветвленные и горизонтальные скважины или новые боковые стволы из старых. Горизонтальные являются частным случаем наклонно направленных и состоят из направляющей части и горизонтального отрезка. Направляющая включает следующие участки: вертикальный, начального искривления, прямолинейный, увеличения зенитного угла, а может состоять только из первого и последнего. Если при бурении наклонной скважины целью является поперечное пе-

ресечение под некоторым углом продуктивного пласта, то горизонтальной — значительное продвижение вдоль него, нередко оно превышает 1000 м. Вскрытие пласта горизонтальными и горизонтально-разветвленными скважинами позволяет: значительно уменьшить число эксплуатационных скважин, особенно в акваториях морей, где сооружение эстакад требует больших средств; повысить продуктивность пласта за счет роста площади фильтрации; замедлить обводнение залежей; увеличить дебит нефти или газа на старых месторождениях; повысить эффективность закачки агентов в пласты; вовлечь в разработку объекты с низкими коллекторскими свойствами и вязкой нефтью; освоить труднодоступные залежи, в том числе морские. Однако проходка таких скважин требует специального оборудования [Кейн, Мищенко, 2011].

Формы стволов скважин бывают разными: они могут ответвляться на некоторой высоте от подошвы продуктивного пласта или на различных расстояниях друг от друга, иметь свои ракурсы искривления; оканчиваться вертикально, наклонно или горизонтально вдоль пласта (рис. 110). По форме дополнительных стволов и их пространственному положению выделяют следующие виды многозабойных скважин: разветвленные наклонно направленные; горизонтально разветвленные; радиальные. Первые состоят из основного ствола (обычно вертикального) и дополнительных наклонно направленных. Вторые — это разновидность первых, так как их бурят аналогичным способом, но в завершающем интервале дополнительного ствола его зенитный угол увеличивают до 90° и более. У третьих скважин основной ствол проводят горизонтально, а дополнительные — в радиальном направлении. Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от неоднородности продуктивного объекта, его толщины, литологии, твердости пород, устойчивости разреза. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от пластового давления, режима движения жидкостей в пласте и мер по поддержанию в нем давления [Справочник бурового..., 2006].

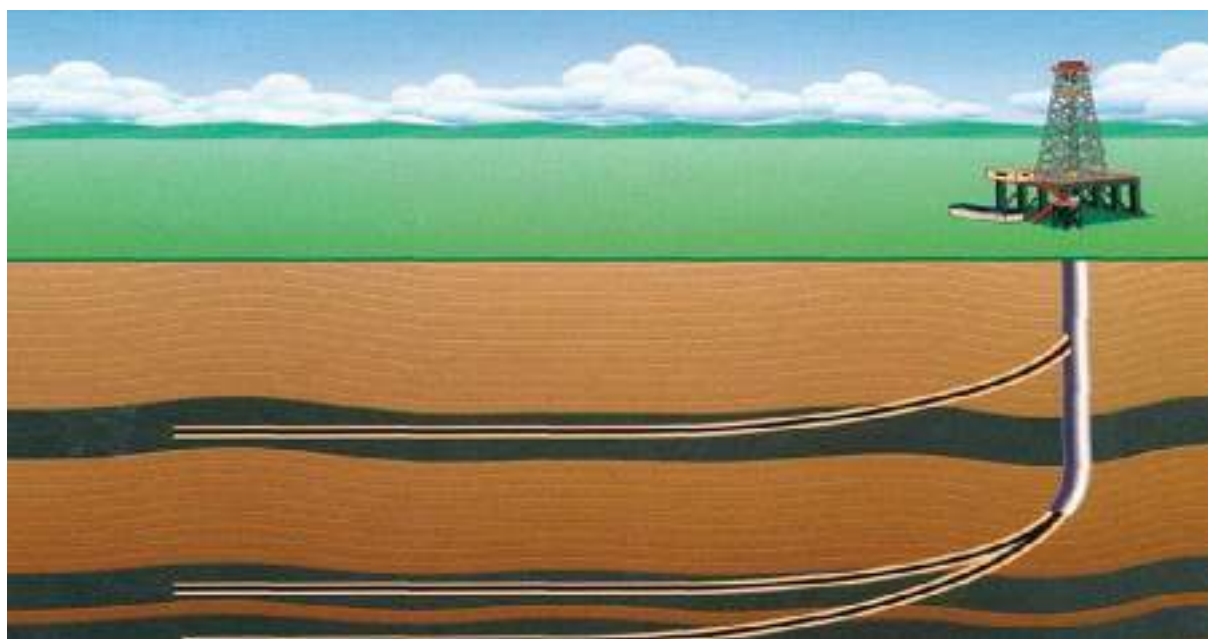


Рис. 110. Скважина с горизонтальными стволами [slide-share.ru]

Рассмотрим некоторые особенности бурения горизонтальных скважин по сравнению с наклонными.

1. В первых опасность прихвата и обрыва буровых труб меньше, так как искривление происходит в нижней части разреза, где обычно крепче породы. Желобообразование бывает в перегибах ствола, когда БК находится в растянутом состоянии, но в горизонтальных скважинах обычно большая часть ее при бурении сжата и не создает желоб в одном месте. Техническая колонна спускается перед разбуриванием продуктивного пласта, что уменьшает опасность прихвата.

2. Увеличивается трение БК о стенки, так как нагрузка на долото здесь обычно создается почти всем весом колонны. БР должен хорошо смазывать инструмент. Нельзя допускать скручивания колонн, поэтому на горизонтальных участках стремятся реже использовать УБТ и тем самым уменьшать сопротивление трению. компоновка должна быть по возможности простой.

3. При горизонтальном бурении важно знать фактическую вертикальную глубину скважины. Неточность в определении этого параметра не позволит долоту войти в пласт в заданной точке и приведет к ошибке в размещении фильтра скважины (например, в водоносной части пласта).

4. Необходимо постоянно следить за траекторией скважины, так как бурение горизонтального участка будет медленным или даже невозможным, если некачественно пробурена направляющая часть ствола.

5. Промывочные и ТР должны обладать устойчивостью, так как существует опасность осаждения на забое шлама и тяжелых фракций раствора, что осложнит бурение и крепление горизонтальной скважины.

6. При проходке горизонтального участка нагрузка на долото создается не нижней, а верхней частью колонны, причем определить ее по индикатору веса сложно. В связи с этим необходимо измерять режимные параметры бурения непосредственно на забое [Кейн, Мищенко, 2011].

Несмотря на многие достоинства, бурить горизонтальные скважины не всегда целесообразно и выгодно. Так, в мощном и однородном, а также крутопадающем пласте без газовой шапки и подстилающей воды, при низкой вертикальной и высокой горизонтальной проницаемости фильтровую часть скважины лучше бурить наклонно или даже вертикально. Аналогичен подход к вскрытию многопластовой или тонкослоистой толщи, а также трещиноватой зоны. При горизонтально направленном бурении повышается вероятность возникновения аварий из-за сложной КНБК и частого использования отклонителей и измерительных приборов, возрастают требования к прочности буровых труб. Выбору горизонтальной скважины должен предшествовать анализ геологической ситуации.

8.2. Бурение многозабойных скважин

Многозабойными или многоствольными считаются скважины, имеющие в нижней части основного ствола разветвления в виде нескольких протяженных полого на-

правленных или горизонтальных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта обычно превышает его толщину. У многоствольных дополнительные стволы забуриваются примерно с одной глубины основного, а у многозабойных — с разных его участков (рис. 111). Такие скважины впервые были пробурены в 1947 г. на Краснокаменском и Ишимбаевском месторождениях Башкирии. Любая многозабойная скважина является наклонно направленной, так как для бурения нового ответвления требуется отклонить ствол от первоначальной траектории. Извлечение нефти производится из одного наиболее близкого к вертикали ствола, а ответвления служат дополнительными каналами, по которым нефть поступает в основной ствол из отдаленных участков нефтеносного пласта, а также из вскрытых стволами высокопродуктивных трещин или линз, остающихся между обычными однозабойными скважинами и не затронутых разработкой. Вскрытие нефтяных пластов многозабойными скважинами позволяет повысить нефтеотдачу за счет увеличения поверхности фильтрации и ввести в разработку малодебитные месторождения с низкой проницаемостью коллектора или высоковязкой нефтью. Используются скважины с 5–10 ответвляющимися стволами длиной по 150–300 м каждый. Благодаря этому приток нефти на их первом этапе эксплуатации в несколько раз больше, чем из обычных скважин. К конструкции многозабойной скважины предъявляются следующие требования: основной ствол должен позволять прохождение к другим бурящимся забоям отклоняющих компоновок требуемых геометрических параметров; во всех интервалах ствола возможно его максимальное искривление, крепление обсадными трубами, проведение геофизических работ [Кейн, Мищенко, 2011].

При многозабойном бурении применяются две последовательности проходки дополнительных стволов: снизу вверх и сверху вниз. До кровли продуктивного пласта или несколько выше бурят обычную скважину, а от нее в разные стороны проводят дополнительные стволы. Сначала до проектной глубины проводится ствол, имеющий максимальное отклонение. Последующие стволы забуриваются из него последовательно снизу вверх. Если продуктивный пласт сложен неустойчивыми породами, ограничиваются бурением одного горизонтального ствола. После того как многозабойная скважина пробурена, ее обычно до места зарезки верхнего дополнительного ствола обса-



Рис. 111. Кустовое, многоствольное и многозабойное бурение [biiks.ru]

живают колонной. Последовательность проходки дополнительных стволов снизу вверх целесообразно использовать при сгущении разведочных скважин, например при уточнении категории запасов нефти или газа. При бурении сверху вниз работы идут в направлении от изученного объекта к неизвестному. Это позволяет своевременно прекратить бурение в случае выклинивания продуктивного пласта, и наоборот: продолжить его ниже проектной глубины при обнаружении нефтегазоносных горизонтов. Поэтому забуривание сверху вниз применяется при поисках месторождений, имеющих сложное строение, переменную мощность, крутое падение пласта, значительную его протяженность, неравномерное содержание нефти или газа [Зорина, 2005]. Многозабойное бурение целесообразно в устойчивых продуктивных пластах мощностью > 20 м: в монолитных или с прослоями глин и сланцев нефтеносных песчаниках, известняках и доломитах, при глубинах 1500–2500 м при отсутствии газовой шапки и АВПД. Такое бурение сокращает число обычных скважин благодаря увеличению дренированной поверхности продуктивного пласта.

8.3. Кустовое бурение

Кустовое бурение — бурение в основном наклонно направленных скважин, устья которых находятся на близком расстоянии друг от друга на общей небольшой площадке, а забои вскрывают продуктивный горизонт в разных точках (см. рис. 111). Впервые этот способ был применен в 1934 г. на Каспийском море, позднее — в Пермской области. Особенно широкое развитие он получил в Западной Сибири, где из-за болотистой местности основной объем бурения выполняется кустовым методом. Куст — это небольшой участок территории, на котором расположены скважины, технологическое оборудование, бытовые и другие помещения, необходимые для производства работ. Размер его площадки зависит от количества скважин и размещения специальной техники для ликвидации аварийных ситуаций (пожаров, открытых фонтанов и т. д.). Взаимное расположение скважин разнообразно и зависит от типа буровой установки, конструкции вышки, способа перемещения оборудования, противопожарных норм, предполагаемых методов эксплуатации скважин. Условия, вызывающие необходимость применения кустового бурения, подразделяются на *технические* — разбуривание месторождений, залегающих под застроенными участками; *технологические* — разработки при естественном искривлении скважины во избежание нарушения сетки; *геологические* — разработка многопластовой залежи; *орографические* — вскрытие объектов, залегающих под водоемами, участками с сильно пересеченным рельефом, при работе с морских эстакад; *климатические* — бурение зимой при большом снеговом покрове или весной во время распутицы [Басарыгин и др., 2002].

Кустовое бурение значительно сокращает материальные и трудовые затраты на обустройство площадок под скважины, подъездных путей к ним, особенно в заболоченных местах, где необходимо сооружать искусственные основания и дороги специальных конструкций; промысловое обустройство скважин; энергообеспечение объектов; ремонт и обслуживание скважин; вышкостроение, так как оборудование перемещает-

ся в пределах одной площадки. Такое бурение выгодно и с экологической точки зрения, так как позволяет уменьшить площадь земель, изъятых из сельскохозяйственного (или другого) производства под буровые, а также снизить затраты на природоохранные мероприятия (рекультивацию земель и т. д.). Особенно это важно при строительстве и эксплуатации скважин: на плодородных землях; в заповедниках; тундре, где нарушенный поверхностный слой земли восстанавливается через несколько десятилетий; на болотистых территориях, усложняющих и сильно удорожающих строительно-монтажные работы. Кустовое бурение также необходимо для вскрытия залежей под жилыми и промышленными объектами, дном водоемов, шельфовой зоной с берега и эстакад. Особое место это бурение занимает в Западной Сибири, позволив в труднодоступном и заболоченном регионе успешно проводить поиск, разведку и эксплуатацию нефтегазовых месторождений с насыпных островов. Здесь кустовым методом бурится > 70 % эксплуатационных скважин. Однако это потребовало разработки новых технологий направленного бурения и технических средств [Вадецкий, 2011].

Особые требования предъявляются к кустовому фундаменту, который должен обеспечить нормальные условия для строительства скважин и их дальнейшей эксплуатации, а также изоляцию токсичных отходов. Его конструкцию выбирают в зависимости от гидрогеологических условий и данных инженерно-геологических изысканий. Поиск будущих кустовых площадок, расположенных в болотистой местности или пойменной части водоемов, обычно проводят летом, когда лучше условия для визуальной оценки местности, свойств торфов и влажных грунтов. Основные разведанные запасы нефти и газа сосредоточены преимущественно в Западной Сибири. Строительство фундамента для бурового комплекса в сибирских условиях — задача довольно сложная, так как территория покрыта многочисленными реками, озерами и болотами. Летом последние практически непроходимы для наземного транспорта, а зимой их торфяной слой промораживается на несколько десятков сантиметров из-за его высоких теплоизолирующих свойств. Весной высокие паводковые воды подтопляют нефтяные площади. Быстрая изменчивость погоды, неравномерное выпадение осадков и труднодоступность значительной части территории — отличительные особенности местности. Эти условия на первых порах существенно осложнили организацию буровых работ в этом регионе. Нередко основные объемы бурения выполнялись в зимнее время. Все оборудование завозилось по зимникам и после окончания строительства скважин консервировалось до следующего зимнего периода. Сезонность в строительстве скважин вызвала необходимость разработки и создания на заболоченных и затопляемых участках специальных искусственных сооружений (кустов) для круглогодичного бурения с последующей многолетней эксплуатацией их при добыче нефти или газа.

Кустовые основания в Западной Сибири подразделяются на следующие виды: лежнево-насыпные, насыпные, намывные, естественные, с торфом в насыпи, экспериментальные (с применением синтетических материалов). При строительстве фундамента зимой сначала промораживают грунт. Наиболее сложно сооружать лежнево-насыпные на болотах, когда необходимо настилать лежневой настил в два слоя. В нижнем укладывается продольный к направлению движения бурового станка лежневый настил из бревен через 1 м друг от друга, а в верхнем — сплошной поперечный. На него насыпается

гидроизоляционный слой глины толщиной $\sim 0,5$ м и уплотняется. Окончательное земляное полотно фундамента формируется отсыпкой слоя песка толщиной не менее $0,7$ м. Для повышения устойчивости на слабом основании (торфе) используется метод постепенного заглубления — послойная отсыпка и уплотнение грунта с толщиной каждого слоя $0,3\text{--}0,4$ м. Этот метод обязателен при отсыпке участка кустового основания шириной 20 м по линии движения бурового станка. Высота насыпи на болотах определяется с учетом конечной усадки грунта под весом оборудования. Поверхность основания должна быть горизонтальной, но площадка для размещения и передвижения буровой установки делается с небольшим уклоном в сторону шламового амбара для водостока [Дмитриев, 2008].

Кусты со скважинами целесообразно строить на возвышенных местах, очищенных от леса и вблизи основных коммуникаций. Площадку обычно располагают там, где по условиям рельефа затраты времени и средств будут минимальными. На ней размещают буровую установку с подсобными службами и устьевое оборудование. Расположение скважин в кусте зависит от условий местности и предполагаемых средств связи с базой. Кусты, расположенные на транспортных магистралях, считаются базовыми, а если не связаны постоянными дорогами с буровым предприятием — локальными. На последних скважины обычно располагают в форме веера во все стороны, что позволяет разместить максимальное их количество. Оборудование монтируется таким образом, чтобы при передвижении буровой установки от одной скважины к другой насосы, приемные амбары, механизмы для очистки, химобработки и приготовления промысловой жидкости оставались стационарными до момента окончания строительства всех (или части) скважин на данном кусте. Выбор вариантов бурения и количество скважин в кусте зависят от природных условий, рельефа, климата и т. д. Количество скважин, помимо сетки разработки, наличия одно- или многопластовых залежей и других факторов, определяется техническими возможностями отклонения забоев наклонных скважин. Минимальное число скважин в одном кусте составляет два, а максимальное — несколько десятков (рис. 112). При значительных количествах скважин на площадке и больших отклонениях забоев от устьев возрастает опасность встречи стволов. Поэтому необходимо точно рассчитать число скважин в кусте. Основным критерием для этого является суммарный дебит скважин и газовый фактор нефти. Эти показатели определяют пожароопасность при открытом фонтанировании и зависят от технического уровня средств пожаротушения [Кейн, Мищенко, 2011].

Зная проектное число скважин в кусте, строят схематичное изображение горизонтальных проекций стволов всех бурящихся с данной площадки скважин. Этот план включает схему расположения устьев скважин, очередность их бурения, направление движения станка, намеченные азимуты и смещения забоев. При этом необходимо, чтобы в направлении перемещения буровой установки располагалось как можно меньше проектных забоев. Расстояние между устьями соседних скважин определяется исходя из необходимости размещения ремонтных агрегатов, а также станков-качалок при эксплуатации, и оно должно быть не < 5 м. Если предыдущая скважина искривлена в направлении движения буровой, то расстояние между устьями может быть увеличено. При бурении наклонных скважин с кустовых площадок для сохранения вертикального

верхнего участка ствола необходимо сделать следующее: обеспечить центровку вышки, горизонтальность стола ротора, соосность резьбовых соединений нижней части БК и прямолинейность УБТ; бурить верхний интервал с проворачиванием инструмента; использовать при необходимости центраторы. Размещение скважин в кусте может быть самым разнообразным: однорядным, двухрядным и т. д. В Западной Сибири их располагают обычно в два ряда [Мордвинов, 2006].

Несмотря на многие преимущества, кустовой способ имеет и недостатки. У каждой скважины необходимо выдерживать определенное расстояние от соседней, что достигается строгим соблюдением зенитного и азимутального углов. Для этого применяют забойное ориентирование с помощью электронной техники (геонавигацию). К недостаткам также следует отнести: консервирование в целях противопожарной безопасности уже пробуренных скважин до окончания проходки последней, что замедляет темпы разработки залежи; увеличение опасности пересечения стволов скважин, особенно на начальных вертикальных участках, когда все стволы идут параллельно; трудности проведения подземного ремонта. При бурении скважин с кустовых площадок из-за близости их устьев возможны аварии из-за пересечения стволов. Поэтому проектировать скважины следует таким образом, чтобы при бурении их стволы отдалялись друг от друга. Это достигается оптимальным передвижением станка на площадке, соблюдением очередности бурения скважин, безопасной глубиной зарезки наклонного ствола. Чтобы избежать пересечения стволов, необходимо обеспечить вертикальность их верхних частей. Даже небольшое искривление в $1-2^\circ$ на этом участке, особенно в направлении движения станка, может привести к встрече стволов. При бурении на план куста необходимо наносить горизонтальные проекции всех скважин. Однако истинное положение их может отличаться от расчетного. Чаше пересечение возникает из-за



Рис. 112. Куст добывающих скважин [in-news.ru]

ошибок в ориентировании и редких замеров параметров искривления. При сближении стволов следует делать промежуточные замеры: при бурении с отклонителем — через 25 м, на прямолинейном участке — 200–300 м, а также контролировать взаимное положение стволов и расстояние между ними [Мищенко, 2003]. Как уже отмечалось выше, для уменьшения погрешностей при проходке наклонно направленных скважин в последние годы широко применяются современные методы геонавигации.

8.4. Искусственные отклонители ствола скважины

Направленное бурение может осуществляться только с учетом известных для данного района геологических закономерностей искривления. Для отклонения ствола скважины используются специальные технические средства: кривой переводник; турбинный отклонитель; эксцентричная накладка; переводник с перекошенной резьбой; изогнутая буровая труба и др. [Сидоров, 1982; Справочник бурового..., 2006; Бурение разведочных..., 2007]. При роторном бурении технические средства и технологии искусственного искривления более сложны, поэтому они чаще применяются с забойными двигателями. Далее рассматриваются только те устройства, с помощью которых создается отклоняющая сила или между осями скважины и долота возникает угол перекоса. Как правило, эти отклоняющие факторы действуют совместно, но какой-то из них преобладает. Наиболее распространенным отклонителем является **кривой переводник** (рис. 113), в котором соединительные резьбы находятся под углом друг к другу ($1-4^\circ$). Он ставится между забойным двигателем и УБТ. Из-за большой жесткости последних в двигателе возникает изгиб и на долоте появляется отклоняющая сила. Величина ее зависит от длины и жесткости двигателя, поэтому кривые переводники используются с односекционными или укороченными турбобурами и винтовыми забойными двигателями. Интенсивность искривления скважины при применении кривых переводников зависит от следующих факторов: угла перекоса резьбы; геометрических, жесткостных и весовых характеристик КНБК; режима бурения; фрезерующей способности долота; физико-механических свойств пород; зенитного угла скважины. Поэ-

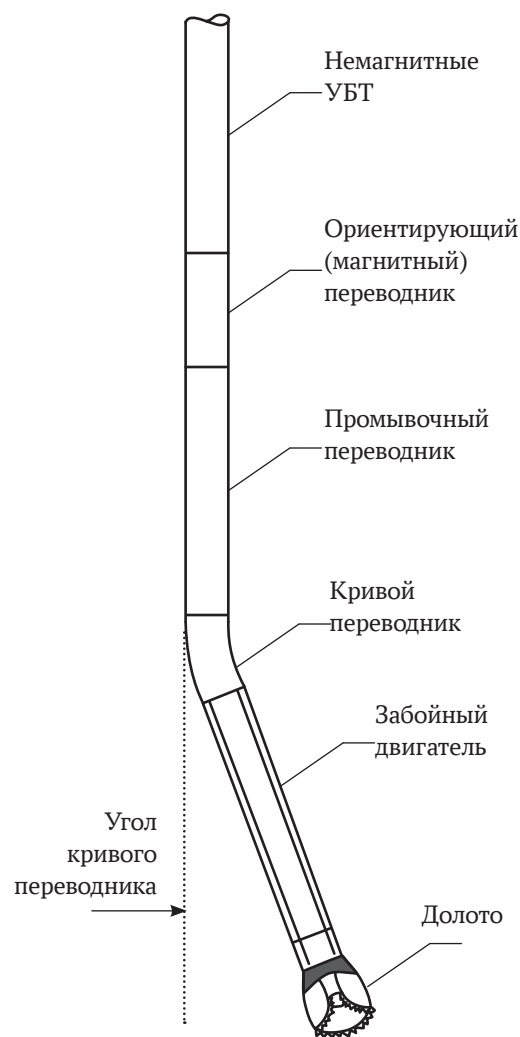


Рис. 113. Кривой переводник
[pptcloud.ru]

тому она колеблется в широких пределах ($1-6^\circ/10$ м). Максимальный зенитный угол, который может быть достигнут при применении кривого переводника с односекционным турбобуром, составляет $40-45^\circ$. По конструкции он довольно прост, но ухудшает работу забойного двигателя из-за упругой деформации. Интенсивность искривления из-за указанных выше факторов колеблется в широких пределах, и долото при наличии отклоняющей силы работает в более тяжелых условиях.

Турбинный отклонитель (рис. 114) состоит из турбинной (1) и шпindelной (2) секций, корпуса которых соединены между собой кривым переводником (3), передающим осевую нагрузку. Крутящий момент от вала турбинной секции к валу шпинделя, расположенных под углом друг к другу, передается кулачковым шарниром (4). Угол перегиба резьбы переводника турбинных отклонителей составляет $\sim 1,5^\circ$, а интенсивность искривления ствола доходит до $3^\circ/10$ м. Преимуществом такого устройства является расположение его близко к забою, в результате чего искривление ствола носит более стабильный характер и почти не зависит от физико-механических свойств пород и технологии бурения. Использование нескольких турбинных секций позволяет увеличить мощность и крутящий момент на долоте и применять такие устройства в скважинах малого диаметра, где обычные кривые переводники не дают желаемых результатов. Недостатком турбинных отклонителей является малый ресурс кулачкового шарнира, соединяющего валы шпindelной и турбинной секций.

Наиболее простым в изготовлении является отклонитель с **эксцентричной накладкой**, наваренной на шпindel или корпус забойного двигателя (рис. 115). В результате на долоте возникает отклоняющая сила, действующая на ствол. Применение накладок позволяет наиболее стабильно искривлять скважины по сравнению с другими устройствами. В отличие от обычных кривых переводников с увеличением зенитного угла скважины отклоняющая способность этого устройства не уменьшается. Он может быть использован с любым забойным двигателем, но имеет существенные недостатки: зависание инструмента в результате трения накладки о стенки; в некоторых случаях, особенно в крепких породах, снижение механической скорости бурения до 50 %. Для уменьшения влияния этого фактора края накладки выполняются скошенными, она облицовывается резиной, однако зависание сохраняется. Его разновидностью, позволяющей в какой-то мере избавиться от этого недостатка, является упругий отклонитель. Это

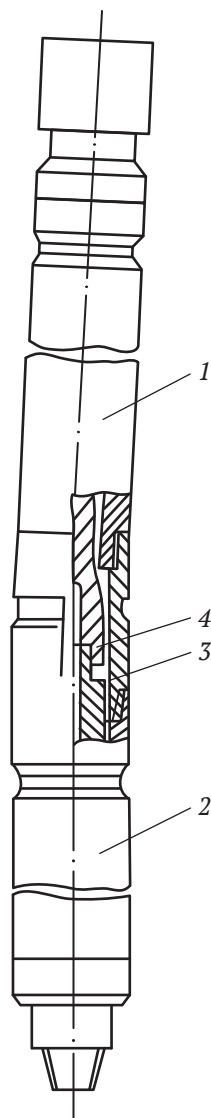


Рис. 114. Турбинный отклонитель:

1–2 – турбинная и шпindelная секции;
3 – кривой переводник;
4 – кулачковый шарнир
[studopedia.su]

накладка на шпинделе турбобура, опирающаяся на резиновую рессору. В случае зависания или заклинивания инструмента рессора прогибается и устройство свободно проходит по стволу. Изменяя толщину рессоры, можно регулировать интенсивность искривления скважины. Для стабильности этого процесса иногда в КНБК ставят два механизма, например: шпиндель-отклонитель с винтовым забойным двигателем и обычный кривой переводник. При этом, естественно, направления действия обоих устройств должны совпадать.

При использовании односекционного турбобура, для получения требуемой отклоняющей силы, над ним устанавливается **переводник с перекошенными резьбами** или **изогнутая буровая труба** (рис. 116). В скважине согнутая часть компоновки над турбобуром стремится выпрямиться за счет упругих деформаций, а в сечении изгиба возникает момент силы. Отклоняющая сила в этом случае равна моменту силы, деленному на расстояние от долота до сечения изгиба. Интенсивность набора угла при такой компоновке будет незначительной, а максимальный угол искривления — не $> 30^\circ$. Для увеличения искривления сечение изгиба, в котором возникает момент упругих сил, необходимо перенести ближе к долоту. Для этого существуют специальные шпиндели и турбобуры, с помощью которых существенно возрастает отклоняющая сила, увеличиваются интенсивность набора угла и максимальная величина искривления. Кроме этого, с ростом частоты вращения и уменьшением осевой нагрузки, из-за действия отклоняющей силы, увеличивается искривление. Максимальная интенсивность этого процесса происходит при использовании эксцентричного переводника, позволяющего вывести скважину в горизонтальное положение.

После применения приспособлений для искривления скважины производится замена КНБК. Для сокращения затрат времени на это возможно бурение с отклонителем с одновременным вращением колонны труб ротором. Наиболее пригодным для этих целей является эксцентричная накладка, так как использование других устройств приводит к быстрому износу забойных двигателей.

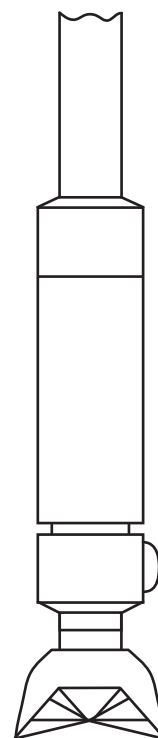


Рис. 115. Отклонитель с эксцентричной накладкой [studopedia.su]

Переводник с перекошенными резьбами

Изогнутая буровая труба



Рис. 116. Отклонители [vseoburenii.com]

ГЛАВА 9

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД, ИХ БУРИМОСТЬ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ

Физико-механические свойства пород определяют сопротивляемость внедрению в них долота, т. е. буримость их. Этот показатель влияет на механическую скорость бурения, износ долота, затраты времени на проходку 1 м. Буримость зависит от следующих факторов: способа бурения; конструкции и материала долота; диаметра, глубины и направления скважины; технологических параметров режима бурения; состояния технических средств; квалификации рабочих и уровня организации труда. Важное значение имеет и режим бурения (осевая нагрузка на долото, частота вращения снаряда, количество промывочной жидкости и др.). В связи с этим буримость определяют опытным путем отдельно для каждого типа долота и породы при рациональных режимах бурения. Буримость одной и той же породы для каждого способа бурения будет разной [Воздвиженский и др., 1979; Булатов, Аветисов, 2007].

9.1. Физико-механические свойства пород

Горные породы состоят из зерен, кристаллов, обломков минералов, цементирующего их вещества, пор (пустот). Основными породообразующими минералами являются: кварцевые (кварц, кремнь, халцедон); силикаты (полевые шпаты, слюда, амфиболы, пироксены); карбонаты (кальцит, доломит); гидрофильные глинистые (каолинит, монтмориллонит); водорастворимые (гипс, галит). По происхождению породы делятся на следующие типы: магматические (глубинные, излившиеся); осадочные (обломочные, хемогенные, органогенные); метаморфические, образовавшиеся из магматических и осадочных пород на больших глубинах (или при контактовом метаморфизме вблизи поверхности) под действием высоких давлений и температур. Земная кора сложена в основном магматическими (изверженными) и метаморфическими породами, на которых прерывисто лежат осадочные. В строении нефтяных и газовых месторождений принимают участие в основном последние. Важными признаками осадочных пород, влияющих на бурение, являются их структура и текстура. *Структура* обусловлена

формой, размерами и характером поверхности слагающих их материалов. Большинство осадочных пород представлено рыхлыми сцементированными минеральными обломками различных размеров с неправильными очертаниями. Механические свойства осадочных пород определяет структура цементов, связывающих отдельные обломки. *Текстура* указывает на особенности строения всей породы в целом и выявляет взаимное пространственное расположение минеральных частиц. Основные особенности текстуры осадочных пород: слоистость, сланцеватость (способность раскалываться на параллельные тонкие пластинки) и пористость (отношение объема пустот к объему породы в %).

Скважины бурят в разных геологических условиях, поэтому важно знать физико-механические свойства пород, определяющие сопротивляемость их разрушению, а следовательно, производительность и затраты. Изверженные породы наиболее прочные, за ними следуют метаморфические, потом осадочные, хотя имеются исключения. На прочность пород существенно влияет степень их выветривания. Так, у выветрелого гранита прочность слабая. Особое внимание уделяют изучению физико-механических свойств керна из опорных скважин, полученные результаты используют при составлении проектов бурения новых. Поэтому способ разрушения пород, тип долота, режим его работы, крепление стенок скважины выбирают в зависимости от геологических признаков: минералогического состава, структуры и текстуры, размера зерен, пустотности, трещиноватости и др. Наиболее существенно на бурение влияют следующие свойства пород: механическая прочность; упругость; пластичность; устойчивость, твердость; плотность; хрупкость; абразивность; пористость; водопроницаемость; плывучесть, связность [Воздвиженский и др., 1979; Советов, Жабин, 1991; Справочник бурового..., 2006].

Механическая прочность — основное физико-механическое свойство породы, определяющее ее способность сопротивляться разрушению при сжатии, скалывании, растяжении и других деформациях. Она характеризует силовое воздействие на забой, при котором эффективно измельчается порода и углубляется скважина. Прочность пород колеблется в широких пределах и зависит от минералогического состава, структуры, пористости, связи между зернами, твердости и размера частиц. Так, мелкозернистые породы более прочные, чем крупнозернистые.

Упругость — свойство пород изменять свою форму и объем под внешней нагрузкой и восстанавливать первоначальное состояние после ее снятия. Упругость проявляется в отскакивании долота от породы. Она в разной мере присуща всем породам, которые под действием нагрузок претерпевают деформации, исчезающие после ее снятия или остающиеся. Первые называются упругими деформациями, вторые — пластическими. Большинство породообразующих минералов хрупкие, т. е. они разрушаются, когда напряжение достигает предела упругости. Упругость характеризуется коэффициентом Пуассона и модулем упругости Юнга. Последний зависит от минералогического состава, вида и величины нагрузки, структуры, текстуры, глубины залегания, состава и строения цементирующего вещества, влажности, песчаности и карбонатности пород.

Пластичность — свойство пород необратимо деформироваться под действием внешних сил или внутренних напряжений, т. е. претерпевать пластическую (остаточ-

ную) деформацию без нарушения сплошности материала. Большинство минералов и твердых скальных пород практически не дают остаточной деформации, так как разрушаются раньше, чем она начинает проявляться. Разрушению некоторых пород предшествует пластическая деформация, начинающаяся при напряжении, превышающем предел упругости. Пластичность зависит от минералогического состава пород: она снижается с повышением содержания в них кварца, полевого шпата и других минералов, но увеличивается в глинистых и соленосных породах. При определенных условиях некоторые породы подвержены ползучести (глины, глинистые сланцы, соли, аргиллиты, отдельные известняки), которая проявляется в постоянном росте деформации при неизменном напряжении.

Устойчивость — способность пород сохранять первоначальное положение при вскрытии их в разрезе и не обрушиваться со стенок скважины. Она зависит от цементного материала в породе.

Твердость — сопротивление породы вдавливанию в нее другого, более твердого тела. Бурение сопровождается внедрением в породу долота, поэтому твердость существенно влияет на скорость проходки. В геологии известна шкала условной твердости минералов Мооса, основанная на способности более твердого материала царапать мягкий. Она содержит 10 эталонных минералов: от мягкого (тальк) до очень твердого (алмаз). По ней твердость характеризуется номером от 1 до 10. Если минерал царапает эталон, значит, его твердость выше, если нет — ниже. Шкала твердости Мооса получила широкое распространение, так как метод прост, дешев и понятен. Несмотря на небольшую точность, шкала используется полевыми геологами для грубой идентификации легко определяемых минералов или в тех случаях, когда нет возможности применить более сложные тесты. Иногда берут подручные предметы, например нож (твердость 4–5 по шкале Мооса), и по нему судят, тверже образец его или нет. Л. А. Шрейнер предложил классификацию пород, отличающуюся от шкалы Мооса тем, что она полнее учитывает основные физико-механические свойства пород, влияющих на бурение: I группа — не дающие общего хрупкого разрушения (слабосцементированные пески, суглинки, известняк-ракушечник, мергели); II — упруго-пластичные (сланцы, доломитизированные известняки, крепкие ангидриты, доломиты, конгломераты на кремнистом цементе, кварцево-карбонатные породы); III — упруго-хрупкие, обычно изверженные и метаморфические породы.

Хрупкость — свойство пород разрушаться без заметной пластической деформации. Для выражения пластичности и хрупкости пород в специальных методиках используются показатели модуля упругости Юнга и коэффициента Пуассона. Кроме прочностных и деформационных характеристик пород, большое значение в бурении имеет их **абразивность**, т. е. способность изнашивать инструменты. Это проявляется в потере остроты режущих элементов буровых долот, уменьшении их наружного диаметра, разрушении матриц алмазных коронок и несущих лап шарошечных долот. Поэтому абразивность является показателем механических свойств пород и зависит от наличия воды в скважине (промывка жидкостью или продувка воздухом), монолитного или измельченного состояния породы (при полном или частичном удалении шлама с забоя), высокой скорости вращения и нагрузки на долото. Среди пород наиболее абразивны

кварцевые и полевошпатовые песчаники и алевролиты. При бурении таких пород ускоряется износ инструмента и сокращается время его работы на забое. Абразивная способность тесно связана с понятием о внешнем *трении* и износе. На трение существенно влияет среда. Так, коэффициент трения о породу, смоченную глинистым раствором, меньше, чем о породу, пропитанную водой. Твердость породы, размер и форма ее зерен существенно влияют на коэффициент внешнего трения, который выше у мелкозернистых пород с остrokонечными зернами, чем у окатанных крупнозернистых. В зависимости от абразивности пород выбирается вид материалов, используемых для оснащения, армирования или покрытия буровых коронок и долот, а также регулируется режим промывки скважины. Абразивность определяют разными методами, в основу которых принят принцип истирания эталонных свинцовых шариков.

Пустотность (пористость) характеризует наличие в породе пустот, усложняющих процесс бурения. **Трещиноватость** также влияет на бурение, существенно снижая эффективность алмазных долот. **Водопроницаемость** пород зависит от размера и характера пор и трещин, влияет на потери промывочной жидкости в скважине. Последние три термина можно объединить одним — **сплошность**. Это понятие предложено для оценки структуры пород, которые в зависимости от трещин, пор, поверхностей рыхлого контакта зерен и т. д. передают внутрь пласта давление внешней среды (жидкости, газа). Разделяют четыре категории сплошности пород: внутрь может проникать глинистый раствор; попадает не только жидкость, но и твердые частицы; передается давление только маловязкой жидкости (например, воды); внешнее гидравлическое давление не влияет. По природе сил **сцепления** между частицами осадочные породы разделяются на четыре основные группы: скальные, связные, рыхлые (сыпучие) и плавучие. У первых (песчаников, известняков, мергелей) различная (обычно высокая) твердость, обусловленная молекулярными силами сцепления зерен, которые после разрушения породы не восстанавливаются. Скальные разделяются на кварцсодержащие и бескварцевые. Первые отличаются большей твердостью и абразивностью. Связные породы менее прочные, чем скальные. Обычно это осадочные породы, в которых обломочный материал цементируется массой иного состава или структуры (песчаники). Рыхлые представляют собой механическую смесь частиц минералов или пород, не связанных между собой. Только при насыщении водой у них наблюдаются силы сцепления. Плавучие обладают способностью к течению. Это обычно разжиженные водой пески (пывуны), но течь могут породы и в твердом состоянии (лед) [Бурение разведочных..., 2007].

9.2. Классификация пород по буримости

Буримость (сопротивление породы проникновению в нее долота) является комплексной функцией, зависящей от механических и абразивных свойств пород, а также от техники и технологии бурения. Буримость — один из основных факторов, определяющих производительность труда в бурении. Для вращательного колонкового все породы разделены на 12 категорий по возрастающей трудности их разрушения. Критерием

отнесения породы к какой-то категории является углубление скважины за 1 ч бурения при определенных условиях (тип и диаметр буровой коронки, глубина скважины и т. д.). При росте крепости пород скорость бурения снижается. Так, при бурении пород 1-2-х категорий она будет составлять примерно 11–30 м/ч; 6–7-х — 15,0–3,5; 11–12-х категорий — 0,15–0,50 м/ч [Сидоров, 1982; Справочник бурового..., 2006].

I категория — рыхлые пески, супеси без щебня и гальки, торф, илистые грунты, слабый мел. **II** — охристая железная руда, растительный слой с корнями или мелким щебнем, продукты выветривания метаморфизованных пород, суглинки и супеси с примесью мелкого щебня и гальки (до 20 %), каменная соль, диатомит, мел, плавун без напора, рыхлый мергель, плотный суглинок. **III** — супеси и суглинки с незначительной (~ 20 %) примесью мелкого щебня или гальки, глинистые бокситы, плотный лесс, напористый плавун, дресва, тальковые сланцы, бурый и каменный уголь, глины с прослойками мергелей и песчаников, слабосцементированные песчаники, тонкокристаллический гипс, плотный мел. **IV** — галечник, торф, ил, мерзлые водоносные пески, плотные мергели, глинистые алевролиты и сланцы, каменный уголь, калийные соли, ангидрит, кристаллический гипс, известняки. **V** — связанный песчано-глинистым материалом мерзлый галечник, крупнозернистый песок, дресва, алевролиты, плотные глины, глинисто-сланцевые сланцы, твердый каменный уголь, антрацит. **VI** — плотные ангидриты с туфогенным материалом, осадочные породы с известковистым цементом, слабо окремненные аргиллиты, глинистые сланцы, плотные доломиты и известняки, алевролиты с вкраплениями кварца, полевошпатовые песчаники. **VII** — конгломераты изверженных пород с содержанием гальки до 50 %, мелкий щебень без валунов, галечник метаморфических и изверженных пород, окремненные аргиллиты, полевошпатовые окварцованные известняки, плотные доломиты, кварцевые песчаники, осадочные породы с кремнистым цементом, слабо окремненные сланцы. **VIII** — кварце-барито-карбонатные породы, слюдяные, кварце-хлорито-эпидотовые и кварце-серицитовые окремненные сланцы, окварцованные доломиты и окремненные известняки, кремнистые аргиллиты. **IX** — кремнистые (сланцы, доломиты, песчаники, известняки), изверженные породы с кремнистым цементом, невыветрелые базальты. **X** — сильно окварцованные порфириты, жильный кварц, гранодиориты и гранитогнейсы, мелкозернистые граниты, кварцевые сливные песчаники, валунно-галечные отложения изверженных пород. **XI** — гематит-магнетитовые джеспилиты, корундовые породы, плотный кварц, железистые твердые роговики, кварциты. **XII** — монолитно-сливные джеспилиты, кварциты, роговики, яшмы, кремень.

9.3. Техничко-экономические показатели бурения

Для сравнения и оценки эффективности различных буровых установок, уровня технологии, режимов бурения, соответствия конструкции скважин условиям бурения, работы отдельных бригад используются определенные технико-экономические показатели. При этом для разных интервалов разреза устанавливают свой режим бурения, опираясь на геолого-гидрогеологические условия и физико-механические свойства

пород. Он зависит от буримости пород и проходки на долото. Режим бурения — это совокупность основных факторов, определяющих скоростные и качественные показатели, оказывающие влияние на эффективность разрушения породы. К ним относятся: тип долота, осевая нагрузка на него, скорость вращения ротора, количество и качество (плотность, водоотдача, СНС) промывочной жидкости. Правильное сочетание параметров режима бурения определяется в зависимости от крепости пород, профиля зубьев и характера их расположения у шарошечных долот, диаметра долота и бурового инструмента, глубины скважины, а также типа, качества и состояния оборудования. Комбинация их, позволяющая получать наиболее высокие качественные и количественные показатели бурения при данной технической оснащённости буровой, называется рациональным (*оптимальным*) режимом бурения. Он обеспечивает наилучшие показатели работы долота и углубления скважины. К качественным показателям относят отклонение ствола от вертикали и глинизацию коллектора, к количественным — скорость проходки, величину долбления долота и др. Нельзя бурить на форсированном режиме, если это ведёт к сильным перегрузкам оборудования. Часто в процессе бурения приходится отбирать керн, проводить скважину в неблагоприятных геологических условиях (в зонах, склонных к поглощениям, обрушениям стенок ствола и т. п.), забуривать в сторону от прежнего ствола и т. д. Режимы бурения, применяемые в таких условиях, называются *специальными* [Воздвиженский и др., 1979; Советов, Жабин, 1991].

Параметры режима бурения определяют проходку скважины. Они взаимосвязаны, и изменение одного из них для получения наибольшего эффекта приводит к вариациям других параметров. В случае роста расхода промывочной жидкости при неизменной нагрузке на долото частота вращения турбобура увеличивается. Если же нагрузка на долото будет повышена, а расход жидкости останется постоянным, частота вращения вала турбобура уменьшится. Поэтому расход жидкости устанавливают с учетом обеспечения наиболее выгодных условий работы турбобура с полным выносом шлама. С углублением скважины из-за уменьшения ее диаметра расход промывочной жидкости постепенно снижают. При бурении в интервале, для которого установлен постоянный расход жидкости, из всех параметров режима бурения можно изменять только нагрузку на долото, регулируя тем самым частоту его вращения. Последняя при постоянном расходе жидкости достигает максимума при снятии нагрузки на долото. Нагрузка на долото и частота его вращения устанавливают для каждого горизонта в соответствии с твердостью пород, а расход жидкости — с учетом качественной очистки забоя и эффективной работы турбобура, так как уменьшение или увеличение частоты вращения приводит к неустойчивой работе двигателя. При роторном бурении нет ярко выраженной взаимосвязи параметров режима бурения и влияния их друг на друга, как при турбинном. Поэтому можно устанавливать любые комбинации параметров и контролировать их. При выборе режима бурения следует учитывать, что с изменением одного параметра не всегда увеличивается механическая скорость и проходка на долото. Для каждой породы существует оптимальное сочетание частоты вращения долота и расхода промывочной жидкости. Продолжительность строительства скважины складывается из затрат времени на монтаж и демонтаж вышки и всего оборудования, бурение и испытание. Основные параметры режима бурения: проходка на долото и за рейс

долота; рейсовая, механическая, коммерческая и цикловая скорости; частота вращения и осевая нагрузка на долото; расход промывочной жидкости; цена 1 м (стоимость всех работ по строительству скважины, деленных на глубину проходки) [Сидоров, 1982; Справочник бурового..., 2006].

Проходка на долото (Нд) — количество метров, пройденных долотом до полного износа. Это очень важный показатель, определяющий расход долот на бурение скважины, число СПО, износ оборудования, трудоемкость бурения, возможность осложнений. Показателем конечной стадии отработки долота является резкое снижение механической скорости бурения или повышение крутящего момента при износе опоры. Проходка на долото существенно зависит от абразивности пород, материала долот, правильности их подбора, режимов бурения. *Проходка за рейс долота* — количество метров, пробуренных данным долотом от начала разрушения породы на забое до окончания его работы по углублению скважины и подъема на поверхность, с возможностью его повторного использования. *Рейсовая скорость* $V_p = \text{Нд} / (\text{Тм} + \text{Тсп})$, где Нд — проходка на долото, м; Тм — продолжительность работы долота на забое, ч; Тсп — время спуска и подъема долота, наращивания инструмента, ч. Иными словами, это количество метров, пройденных долотом за время бурения, его спуско-подъема, вспомогательных работ, характеризует темп углубления скважины. Она показывает, что проходка зависит не только от отработки долота, но и от объема и скорости выполнения СПО. Если долго работать изношенным долотом или поднимать его преждевременно, то рейсовая скорость снижается. Долото, поднятое при достижении максимума рейсовой скорости, обеспечивает наиболее быструю проходку ствола. Средняя рейсовая скорость по скважине выражается так: $V_p = L_c / (\text{Тм} + \text{Тсп})$, где L_c — длина скважины.

Механическая скорость ($V_m = \text{Нд} / \text{Тм}$, где Нд — проходка на долото, м; Тм — продолжительность разрушения пород, ч) — это скорость углубления скважины за время работы долота на забое. Она измеряется в 1 м/ч, является основным показателем, отражающим эффективность данного способа бурения и качество применяемых долот, и может быть определена по отдельному долоту или интервалу, длине всей скважины (L_c), организации и т. д.: $V_m = L_c / \text{Тм}$. Механическая скорость характеризует эффективность разрушения пород, правильность подбора и отработки долот, способ бурения и режимные параметры, величину подведенной на забой мощности и ее использование. Она зависит от износа долота, чередования пород по твердости, изменения режимных параметров. Снижение скорости проходки свидетельствует о необходимости замены долота. Если в одинаковых породах и интервалах одной скважины скорость ниже, чем в другой, надо улучшать режим. С ростом глубины высокая скорость менее выгодна, чем увеличение проходки за рейс, так как при этом повышается длительность СПО. На механическую скорость влияют плотность (наиболее важный фактор), вязкость, фильтрация, содержание песка и другие параметры БР. *Техническая скорость* определяется проходкой за 1 мес. производительных работ буровой и зависит от природных условий, технико-технологических возможностей установок, способов и режимов бурения, квалификации бригады. Этот показатель используется для сравнительной оценки эффективности новой техники и способов бурения.

Коммерческая — это скорость строительства скважины за все время бурения и крепления. Она зависит от природных условий, технологии бурения, технической оснащенности, квалификации бригады, уровня производственного процесса в предприятии и взаимодействия его с субподрядными организациями (транспортной, тампонажной и геофизической). Коммерческая скорость определяется проходкой за 1 мес. работы буровой установки. При этом учитываются простои, аварии. Различают три коммерческие скорости бурения: плановую, нормативную и фактическую. Первую утверждают буровому предприятию в зависимости от фактически достигнутой в текущем году и с учетом сокращения непроизводительных затрат, связанных с применением более совершенной техники и технологии, улучшением организации труда, дисциплины и квалификации персонала. При нормативной учитывают сумму производительных затрат времени, в том числе на ремонт оборудования при бурении и креплении. Фактическую скорость рассчитывают с учетом длины скважины и действительного времени бурения.

Цикловая скорость характеризует технический и организационный уровни буровых работ, эффективность совместного действия бригад (вышкомонтажных, буровых, тампонажных и испытательных). Разрушение породы на забое происходит созданием *осевой нагрузки на долото*. Если скорость вращения долота постоянна и обеспечивается достаточная чистота забоя, углубление за один оборот возрастает с увеличением удельной осевой нагрузки. Передавать ее на долото массой нижней секции колонны буровых труб нежелательно, так как в этом случае она подвергается напряжениям на сжатие, изгиб и кручение. Это приводит к ее поломкам и искривлению ствола скважины. Поэтому в нижней части колонны ставят УБТ. При повышении нагрузки на долото частота вращения турбобура уменьшается, а вращающий момент увеличивается. Нагрузка на долото зависит от твердости пород. При проходке твердых для повышения эффективности работы долота увеличивают нагрузку, а мягких — уменьшают. В то же время частота вращения долота в первом случае уменьшается, а во втором — увеличивается, что и требуется для оптимальной его работы. Заданная нагрузка на долото контролируется индикатором веса (находится на буровой площадке).

Частота вращения долота (обычно 40–60 об/мин) влияет на число ударов зубцами шарошечного долота на забой. При малой частоте вращения период времени, в течение которого остается раскрытой трещина в породе при вдавливании зубца, достаточен для проникновения в нее БР. Давления на частицу сверху и снизу практически уравниваются, и трещина не смыкается после отрыва зубца от породы. В этом случае удаление шлама с забоя облегчается. При увеличении частоты вращения уменьшается время, в течение которого трещина раскрыта, и раствор может заполнять ее. При малом промежутке времени жидкость в трещину не успеет проникнуть, и она сомкнется, а прижимающая сила и фильтрационная корка будут удерживать частицу, препятствуя ее удалению. Поэтому на забое накапливается слой сколотых частиц, которые будут повторно размалываться долотом. Нагрузка на долото и частота его вращения рассчитываются для каждого горизонта с учетом твердости пород. *Расход промывочной жидкости* устанавливается с учетом качественной очистки забоя. Успешное бурение до проектной глубины и последующие работы во многом зависят от качества и количества промывочной жидкости, подаваемой на забой, т. е. от скорости восходящего

потока в ЗП. Непрерывная циркуляция жидкости при бурении должна обеспечивать чистоту ствола скважины и забоя, охлаждение долота, способствовать разрушению породы, предупреждать осложнения. При неизменной осевой нагрузке и частоте вращения долота с увеличением расхода жидкости улучшается очистка забоя и возрастает механическая скорость проходки. При дальнейшем увеличении расхода повышаются потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве, давление на забой растет, а механическая скорость снижается. *Эксплуатационные затраты* на 1 м проходки — это сумма всех расходов, необходимых для углубления скважины в данном интервале бурения, отнесенных к его длине.

9.4. Состав буровой бригады

Буровая бригада — производственный коллектив, объединяющий разнородных по квалификации, профессии и функциям служащих и рабочих для строительства скважины. Выполняемые работы и организация труда зависят от целей бурения, глубины и конструкции скважины. На организацию труда бригады и ее состав существенно влияют продолжительность и структура строительства скважины. В бригаде обычно три вахты и одна запасная на две бригады. В глубоком бурении ведется круглосуточная работа в три смены, каждая продолжительностью 8 ч, при необходимости две вахты по 12 ч. Вахта обычно включает четырех человек: бурильщика и трех его помощников. Ее состав может меняться в зависимости от буровой установки. В обязанности буровой бригады входит выполнение следующих работ и операций: подготовительных к бурению; связанных с проводкой ствола скважины и креплением его; по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий; подготовительных перед проведением ГИС; по техническому и организационному обслуживанию рабочего места; по испытанию продуктивных объектов в процессе проводки скважины; по освоению эксплуатационных и испытанию разведочных скважин (указанные работы выполняются при отсутствии цеха или бригад по освоению скважин); заключительных после окончания бурения скважин.

Перед началом бурения скважины проводят пусковую конференцию, где, кроме членов буровой бригады и бурового мастера, присутствуют главный инженер, главный механик, геолог, инженер по технике безопасности, работники технического, технологического, планового отдела, отдела труда и заработной платы. Буровая бригада получает ГТН, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическую карту. Члены буровой бригады во время пусковой конференции знакомятся с ГТН и особенностями геологического разреза, изучают запроектированный режим бурения, получают инструктаж по технологии проходки скважин, эксплуатации бурового оборудования и безопасным методам работы. Особо изучаются намеченные мероприятия по ускорению процесса бурения [Сидоров, 1982; Басарыгин и др., 2002].

Бригаду возглавляет **буровой мастер** — дипломированный специалист либо (как исключение) опытный бурильщик со стажем работы в бурении не менее трех лет. Он отвечает за бесперебойное ведение работ, доставку всех необходимых материалов, выпол-

нение проекта на строительство скважины, обеспечение техники безопасности и мер по охране окружающей среды. При переходе бригады на новую точку он принимает от монтажников буровое оборудование. Вместе с бурильщиком осуществляет непрерывный контроль за состоянием оборудования, инструмента, рабочего места и средств техники безопасности, при необходимости принимают меры к их устранению.

Бурильщик возглавляет вахту и несет ответственность за все работы, выполняемые во время его дежурства на буровой. Он должен иметь удостоверение от горно-технического надзора о сдаче экзамена на право ведения буровых работ. Управляет процессом и режимом бурения, осуществляет основные операции по углублению скважины, контролирует состояние оборудования и деятельность членов вахты. Во время бурения и СПО он находится у пульта управления установкой. При приеме вахты бурильщик обязан: познакомиться с записями в вахтовом журнале о работе предыдущих смен и распоряжениями руководителя работ; проверить и привести в порядок спецодежду, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты; вместе с бурильщиком предыдущей смены проверить наличие и состояние оборудования, инструмента и контрольно-измерительных приборов, их размещение в безопасном и удобном месте; при обнаружении неисправностей принять меры к их ликвидации и только после их устранения приступать к работе. Если силами вахты сделать невозможно, необходимо сообщить об этом мастеру или диспетчеру. Бурильщик ведет записи о проделанной работе в журнале после каждой вахты. Он не должен работать на неисправном оборудовании и контрольно-измерительных приборах, допускать применение рабочими дефектного инструмента и приспособлений и использовать их не по назначению, а также не имеет права работать, если вахта не полностью укомплектована, за исключением случаев, когда остановка работ может привести к аварии. Бурильщик, во избежание поражения электротоком членов вахты, не должен допускать их к устранению неполадок электрооборудования и электросети. Эту работу выполняет только электротехнический персонал. Он поддерживает связь с мастером и в случае необходимости обращается за консультацией, участвует в выработке решения и реализует его.

Первый помощник бурильщика следит за состоянием и исправностью оборудования, осуществляет контроль за параметрами БР и принимает участие в его обработке. При СПО он вместе с третьим помощником свинчивает и развинчивает трубы, перемещает свечи и работает с элеватором. Во время бурения наблюдает за насосами, при необходимости заменяет бурильщика. **Второй помощник бурильщика** при СПО находится на полатах, оперируя с элеватором: надевает его на трубу при спуске свечей или снимает при приеме и установке их на пальцы. В остальное время он вместе с первым помощником наблюдает за циркуляционной системой и насосами. Он включает и выключает их, участвует в приготовлении, обработке и очистке БР. **Третий помощник бурильщика** работает под руководством первого помощника. Он следит за чистотой на буровой площадке и в домике отдыха. При СПО работает возле ротора на машинном ключе, помогает перемещать нижний конец свечи. Кроме буровых вахт, в состав бригады также входят слесари по ремонту и обслуживанию оборудования, дизелисты или электромонтеры (в зависимости от привода буровых установок), повара, кочегары. При бурении в сложных геологических условиях для контроля за растворами в брига-

ду приглашают инженера или лаборанта. В разведочном и эксплуатационном бурении иногда вводят должность помощника мастера.

Бурение нефтегазовых скважин является сложным процессом, а в ряде случаев — даже опасным. Оно может быть успешным только при обязательном соблюдении множества правил и положений, среди них отметим только основные. Все члены бригады, особенно бурильщики, должны быть профессионалами своего дела, хорошо знать ГТН особенности бурения в данном районе. Особое внимание следует обращать на интервалы с возможными осложнениями и принимать меры предосторожности при подходе к ним. Коллектив бригады (особенно его основного звена — вахты) должен быть дружным. Процесс бурения не всегда спокойный и безобидный, возможны экстремальные ситуации (аварии, газовые выбросы, пожары и т. д.), при которых от бригады требуются мастерство, хладнокровие, мужество и самоотверженность. В этих условиях взаимоотношения между членами бригады играют решающую роль. Бурение в определенной мере консервативно, состоит из последовательных операций, нередко повторяющихся и проводимых в определенном порядке. Отступление от этого правила обычно способствует осложнениям или авариям. Все члены коллектива обязаны соблюдать дисциплину. Потеря бдительности часто приводит к несчастным случаям, в том числе и со смертельным исходом. Каждое нарушение общепринятых норм не должно оставаться незамеченным. Члены бригады обязаны: соблюдать правила техники безопасности; уметь оказать первую медицинскую помощь пострадавшему; твердо знать свои обязанности при экстремальных ситуациях; выполнять только предписания должностной инструкции либо распоряжения мастера или бурильщика. Задача бурового мастера — регулярно проводить учения и довести действия членов бригады в этих ситуациях до автоматизма.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Groundbreaking inventions that revolutionized the petroleum industry. [Электронный ресурс]. 2017. URL: <https://www.bakerhughes.com/company/about/history>.

Ахмадеев Р. Г., Данюшевский В. С. Химия промысловых и тампонажных жидкостей. М.: Недра, 1981. 152 с.

Аширов К. Б., Выжигин Г. Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. 1992. № 7. С. 28–36.

Баграмов Р. А. Буровые машины и комплексы: учеб. для вузов. М.: Недра, 1988. 501 с.

Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 343 с.

Байраков М. Н. Предупреждение и ликвидация поглощений при вскрытии нефтегазоносных отложений большой толщи: метод. разработки. Уфа: УНИ, 1988. 178 с.

Балянов С. В. Помощник мастера по сложным работам при проведении ловильных работ на скважинах. Самара: Офорт, 2010. 354 с.

Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 632 с.

Близнюков В. Ю. Основные периоды развития техники и технологии бурения и совершенствования конструкций скважин в г. Грозном (1893–1934 гг.) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2004. № 7. С. 18–27.

Булатов А. И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению. М.: Недра, 2007. 417 с.

Булатов А. И., Качмар Ю. Д., Макаренко П. П., Яремийчук Р. С. Освоение скважин: справоч. пособие. М.: Недра, 1999. 472 с.

Булатов А. И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. М.: Недра, 1977. 328 с.

Булатов А. М., Данюшевский В. С. Тампонажные материалы. М.: Недра, 2003. 185 с.

Булатов А. М., Пеньков А. М., Проселков Ю. М. Справочник по промывке скважин. М.: Недра, 2009. 386 с.

Булатов А. М., Проселков Ю. М., Рябченко В. М. Поглощение промысловой жидкости. М.: Недра, 2009. 255 с.

Бурение разведочных скважин: учеб. для вузов // Н. В. Соловьев, В. В. Кривошеев, Д. Н. Башкатов и др.; под ред. Н. В. Соловьева. М.: Высш. шк., 2007. 904 с.

Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. для нач. проф. образования. М.: Академия, 2011. 352 с.

- Винниченко В. М., Гончаров А. Е., Максименко Н. Н.* Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении разведочных скважин. М.: Недра, 1991. 170 с.
- Воздвиженский Б. И., Голубинцев О. Н., Новожилов А. А.* Разведочное бурение. М.: Недра, 1979. 510 с.
- Глушков И. Н.* Краткая история буровых скважин // Уральский техник. 1912. № 10. С. 9–15.
- Гончаров А. Е., Винниченко В. М.* Пособие бурильщику и мастеру по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при разведочном бурении. М.: Недра, 1987. 128 с.
- Дмитриев А. Ю.* Основы технологии бурения скважин: учеб. пособие. Томск: ТПУ, 2008. 216 с.
- Долгов С. В.* Методы проведения ремонтных работ в скважинах с использованием пен и газообразных агентов. М.: Недра, 1997. 138 с.
- Дунюшкин И. И.* Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учеб. пособие для вузов. М.: РГУНиГ, 2006. 320 с.
- Ергин Д.* Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. М.: Альпина Паблишер, 2011. 944 с.
- Зварыгин В. И.* Тампонажные смеси: учеб. пособие. Красноярск: СФУ, 2011. 216 с.
- Зорина Т. К.* Нефтегазовое дело: учеб. пособие для вузов. Ухта: Регион. дом печати, 2005. Ч. I. 248 с.
- Иванов С. И.* Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 565 с.
- Иконников Ю. А.* Боковые стволы — руководство пользователя. О целесообразности регламентирования выполнения работ по зарезке боковых стволов из ранее пробуренных скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» // Нефтегаз. вертикаль. 2006. № 2. С. 49–52.
- Кейн С. А., Мищенко Р. Н.* Инженерные задачи бурения наклонно-направленных скважин: учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2011. 79 с.
- Коршак А. А., Шаммазов А. М.* Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов: Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2007. 528 с.
- Мир-Бабаев М. Ф.* Краткая история азербайджанской нефти. Баку: SOCAR, 2012. Кн. 2. 288 с.
- Мищенко И. Т.* Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. М.: РГУНиГ, 2003. 816 с.
- Монография бурения и эксплуатации скважин на бакинских нефтяных промыслах.* Баку: Общественный фонд бакинских нефтепромышленников, 1902. Вып. 1. 276 с.
- Мордвинов А. А.* Бурение скважин и добыча нефти и газа: учеб. пособие. Ухта: Регион. дом печати, 2006. 128 с.
- Мордвинов А. А.* Освоение эксплуатационных скважин: учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2004. 107 с.
- Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А. К. Битнер, В. А. Кринин, Л. Л. Кузнецов и др.* Красноярск: ПГО Енисейнефтегазгеология и КФ СНИИГГиМС, 1990. 114 с.

О разведках нефти на Кавказе и о прочем (рапорт Горному департаменту горного инженера Гилева) // Горн. журн. 1866. № 2. С. 282–285.

Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Клещенко И. И. Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. 2006. № 3. С. 20–25.

Попов В. С., Кременецкий А. А. Глубокое и сверхглубокое бурение на континентах // Сорос. образ. журн. «Науки о Земле». 1999. № 11. С. 61–68.

Прозоровский Д. Н. Старинное описание солеваренного снаряда // Изв. Император. археолог. общества. 1868. Т. 6, вып. 3. 233 с.

Пустовойтенко И. П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении. М.: Недра, 1987. 237 с.

Рябченко В. М. Управление свойствами буровых растворов. М.: Недра, 2008. 252 с.

Рязанов Я. А. Справочник по буровым растворам. М.: Недра, 2008. 230 с.

Самоной А. К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. М.: Недра, 1979. 182 с.

Сафонов Н. А., Ильин В. Г., Краснощеков Г. М. Буровое дело: учеб. пособие. М.: Агропромиздат, 1987. 176 с.

Семенов Н. Я. Инструкция по выбору способа изоляции поглощающих, водопроявляющих и взаимодействующих пластов. Уфа: УНИ, 2001. 96 с.

Середа Н. Г., Сахаров В. А., Тимашев А. Н. Спутник нефтяника и газовика: справочник. М.: Недра, 1986. 325 с.

Сидоров Н. А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1982. 376 с.

Советов Г. А., Жабин Н. И. Основы бурения и горного дела. М.: Недра, 1991. 368 с.

Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин // П. В. Овчинников, В. Г. Кузнецов, А. А. Фролов и др. М.: Недра, 2002. 112 с.

Справочник бурового мастера: учеб.-практ. пособие / под ред. В. П. Овчинникова, С. И. Грачева, А. А. Фролова. М.: Инфра-Инженерия, 2006. 605 с.

Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин // А. И. Булатов, Л. Б. Измайлов, В. И. Крылов и др. М.: Недра, 2004. 312 с.

Сухонос Г. Д., Шакиров А. Ф., Усачева Е. П. Справочник по испытанию необсаженных скважин. М.: Недра, 1985. 246 с.

Тараканова Е. С. Бурение скважин в XIX в. // История науки и техники. 2008. № 4. С. 42–53.

Тараканова Е. С. Бурение скважин на Леденгских соляных промыслах в начале XIX века // История науки и техники. 2006. № 3. С. 62–72.

Трошин А. К. История нефтяной техники в России (XVII — вторая половина XIX века). М.: Гостоптехиздат, 1958. 114 с.

Ясашин А. М. Вскрытие, опробование и испытание пластов. М.: Недра, 1979. 344 с.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВПД — аномально высокое пластовое давление
БК — буровая колонна
БР — буровой раствор
ВВ — взрывчатое вещество
ВНК — водонефтяной контакт
ГИС — геофизические исследования скважин
ГК — газовый каротаж
ГНК — газонефтяной контакт
ГРП — гидроразрыв пласта
ГТН — геолого-технический наряд
ЗП — затрубное пространство
ИСМ — институт сверхтвердых материалов
КМЦ — карбоксиметилцеллюлоза
КНБК — компоновка низа буровой колонны
КПП — коробка перемены передач
ЛБТ — легкосплавные буровые трубы
НКТ — насосно-компрессорные трубы
ОК — обсадная колонна
ОЗЦ — ожидание затвердевания цемента
ПАА — полиакриламид
ПАВ — поверхностно-активные вещества
ПЗП — призабойная зона пласта
ПФЛХ — полифенольный лесохимический реагент
РНО — раствор на нефтяной основе
СНС — статическое напряжение сдвига
СПО — спуско-подъемные операции
ССБ — сульфит-спиртовая барда
УБТ — утяжеленные буровые трубы
УВ — углеводороды
УЩР — углещелочной реагент
ЦР — цементный раствор
ТР — тампонажный раствор

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1. Краткий обзор развития буровых работ на нефть и газ	4
Глава 2. Назначение, конструкция и способы бурения скважин	20
2.1. Классификация скважин по назначению.....	21
2.2. Конструкция скважины.....	27
2.3. Способы бурения скважин.....	30
2.4. Геологические результаты бурения: разрез, профиль, структурная карта	37
Глава 3. Буровое оборудование	42
3.1. Буровая вышка	43
3.2. Буровые механизмы и приспособления	48
3.3. Буровая колонна.....	54
3.4. Буровые долота	59
Глава 4. Буровые растворы	70
4.1. Требования к буровым растворам.....	72
4.2. Виды буровых растворов	76
4.3. Свойства буровых растворов.....	80
4.4. Приготовление и очистка бурового раствора.....	82
Глава 5. Спуск и цементирование обсадных колонн	89
5.1. Обсадные трубы, их компоновка и цементирующее оборудование.....	91
5.2. Тампонажные материалы и способы цементирования скважин.....	95
5.3. Проверка качества цементирования	104
Глава 6. Осложнения и аварии при бурении скважин	107
6.1. Осыпи (обвалы) пород	107
6.2. Поглощение буровых растворов	110
6.3. Газо-, нефте- и водопроявления	114
6.4. Грифоны и межколонные проявления	118
6.5. Прихваты бурового инструмента	119
6.6. Естественное искривление скважин.....	122
6.7. Аварии при бурении.....	125
6.8. Ловильный инструмент.....	130

Глава 7. Освоение скважин	135
7.1. Вскрытие продуктивных горизонтов	135
7.2. Вызов притока флюида из пласта в скважину (опробование)	144
Глава 8. Бурение наклонно направленных скважин	162
8.1. Бурение горизонтально-разветвленных и горизонтальных скважин	167
8.2. Бурение многозабойных скважин	169
8.3. Кустовое бурение	171
8.4. Искусственные отклонители ствола скважины	175
Глава 9. Физико-механические свойства пород, их буримость и технико-экономические показатели бурения.....	178
9.1. Физико-механические свойства пород	178
9.2. Классификация пород по буримости	181
9.3. Техничко-экономические показатели бурения	182
9.4. Состав буровой бригады	186
Список литературы	189
Список сокращений	192

Учебное издание

Фомин Александр Николаевич

ОСНОВЫ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Учебно-методическое пособие

Редактор *Д. И. Ковалёва*
Верстка *А. С. Терёшкиной*
Обложка *Е. В. Неклюдовой*

Подписано в печать 20.07.2021 г.
Формат 60 × 84/8. Уч.-изд. л. 24,5. Усл. печ. л. 22,7.
Тираж 60 экз. Заказ № 130.

Издательско-полиграфический центр НГУ.
630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2.



ISBN 978-5-4437-1210-9



9 785443 712109