

Б. П. МИНЕЕВ, Н. А. СИДОРОВ

ПРАКТИЧЕСКОЕ
РУКОВОДСТВО
ПО ИСПЫТАНИЮ
СКВАЖИН



Б. П. МИНЕЕВ, Н. А. СИДОРОВ

ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИН



МОСКВА «НЕДРА» 1981

Минеев Б. П., Сидоров Н. А. Практическое руководство по испытанию скважин. М., Недра, 1981. 280 с.

Даны практические рекомендации по основным аспектам испытания скважин. Особое внимание уделено вскрытию продуктивных горизонтов. Освещены вопросы исследования притока, определения характеристик пласта, производства изоляционных работ. Даны рекомендации по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений. Описана организация работ при испытании скважин. Рассмотрены оборудование и инструмент. Изложены экономические показатели работ.

Для инженерно-технических и научных работников, занятых бурением нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин.

Табл. 33, ил. 81, список лит.— 44 назв.

Рецензент — канд. техн. наук *В. Д. Барановский* (Миннефтепром).

Нефть и газ являются основой топливного баланса нашей страны и незаменимым источником сырья для химической промышленности. Из крупных народнохозяйственных проблем топливно-энергетическая является наиболее важной.

На декабрьском (1977 г.) Пленуме ЦК КПСС было подчеркнуто, что ведущая роль нефти и газа в топливном балансе Советского Союза сохранится и в ближайшие 10 лет. В связи с этим предпринимаются меры к наращиванию объемов добычи нефти и газа. Рост объемов добычи нефти и газа непосредственно связан с увеличением объема буровых работ и, следовательно, с ростом числа скважин, подлежащих испытанию.

В настоящее время перед буровыми организациями стоит задача не только значительного наращивания объема бурения скважин, но и повышения качества вскрытия продуктивных пластов с целью обеспечения максимально возможных первоначальных дебитов скважин, а также усовершенствования технологии испытания и организационного уровня этих работ.

Анализ фактических данных свидетельствует о неполном использовании в практике испытания скважин техники и технологических процессов, а недостаточно высокий уровень организации работ на таком важном этапе строительства скважин, как их испытание, снижает уровень технико-экономических показателей буровых работ в целом. Длительные сроки испытания скважин влияют на темпы роста добычи нефти и газа.

Известно, что от качества выполнения всех процессов испытания зависит производительность скважин. Поэтому повышению качества вскрытия пластов, крепления, самого процесса испытания скважин, включая широкое использование методов интенсификации притока пластовых жидкостей и газов, должно уделяться пристальное внимание.

Необходимо также решить проблему роста производительности труда при выполнении всех процессов, связанных с испытанием скважин. Это очень важная задача, так как на период 1981—1990 гг. намечено значительное повышение годовых объемов по проходке и, следовательно, резко возрастет число скважин, подлежащих испытанию.

В Советском Союзе буровые работы ведут Министерство нефтяной промышленности, Министерство газовой промышленности и Министерство геологии СССР. В каждом из них установлен свой порядок проведения работ по испытанию, своя организация этих работ. Так, по Министерству нефтяной промышленности испытание эксплуатационных скважин и первого объекта в разведочных скважинах производится буровой бригадой, принимаются меры к оптимизации процессов заканчи-

вания скважин. Рост цикловой скорости, сокращение числа скважин, ожидающих испытания, более широкое внедрение оптимальной технологии вскрытия и испытания пластов подтверждают правильность принятой технической политики.

Испытание скважины — процесс специфический, в нем объединены технологические операции, используемые в бурении и эксплуатации скважин. Поэтому для общего подъема технического и технологического уровней заканчивания скважин, включая вскрытие пластов, их крепление, испытание объектов на продуктивность, необходимо широкое ознакомление инженерно-технических работников буровых организаций с технологией и особенностями проведения указанных работ.

В книге обобщены современные методы заканчивания скважин, включающие в себя широкий круг различных технологических процессов — вскрытие пластов, вызов, интенсификация и исследование притока и операций, сопутствующих этим процессам.

§ 1. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ИСПЫТАНИЯ

ИСПЫТАНИЕ — ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП В СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН

Цикл строительства скважины представляет собой комплекс работ, включающий строительство наземных сооружений, монтаж бурового оборудования, бурение скважины, ее крепление и испытание вскрытых пластов на продуктивность. Испытание скважины является заключительным этапом в цикле строительства. От качества выполнения работ по испытанию, от их результативности во многом зависит выполнение планов прироста запасов и, как следствие, возможность увеличения объемов добычи нефти и газа.

В современных условиях пласты, вскрытые скважиной, испытывают на различных этапах строительства скважины. В процессе бурения, например, с помощью испытателей пластов производят опробование пласта. При этом определяют, чем насыщен пласт, его давление и температуру, а также проводят ограниченный комплекс исследовательских работ.

Испытание скважины проводят после окончания бурения. Под испытанием понимается комплекс мероприятий по вызову и интенсификации притока флюида и определению дебита, физико-химических свойств жидкостей и газа, давления и температуры. На основе этих показателей можно найти некоторые фильтрационные характеристики пласта.

В промысловой практике еще нередки случаи, когда скважину, из которой получен приток нефти или газа, закрывают вследствие отсутствия или несвоевременной установки эксплуатационного оборудования и монтажа нефтесборных трубопроводов. После обустройства приходится производить повторный вызов притока.

Законченную испытанием продуктивную скважину осваивают. Освоению подлежат как эксплуатационные, так и разведочные скважины, давшие промышленный приток нефти и газа, а также нагнетательные скважины.

Таким образом, в промысловой практике выполняют три качественно отличающиеся друг от друга процесса: опробование пласта, испытание и освоение скважины. Поскольку при выполнении этих процессов есть одинаковые технологические операции, в практике часто разные процессы называют

одинаково — освоением, испытанием, опробованием. Чтобы избежать терминологической путаницы в оценке отличающихся по характеру и назначению процессов получения притока из пластов, предлагаются следующие определения.

Опробование пласта — процесс, связанный с вызовом притока и исследованием пласта с помощью испытателей пластов различного типа при бурении скважины. Использование испытателей пластов для получения притока флюидов после окончания бурения относится к испытанию скважины.

Испытание скважины — процесс вызова и интенсификации притока из обсаженной или необсаженной скважины, его исследования с целью определения добычных возможностей скважины и физико-химических свойств пласта и пластового флюида.

Освоение скважины — процесс, связанный с выполнением работ по вводу в эксплуатацию скважины, законченной испытанием.

ПРОМЫШЛЕННЫЕ КАТЕГОРИИ РЕЗЕРВУАРОВ

В табл. 1 приведена классификация природных резервуаров, содержащих нефть и газ.

Все природные резервуары разделены на два класса: пластовые А и непластовые Б. В первый класс включены три категории I—III, во второй — шесть категорий IV—IX. С точки зрения технологии вскрытия пластов и испытания скважин число категорий промышленных резервуаров может быть уменьшено до пяти: 1) пески, 2) песчаники, 3) известняки и доломиты, 4) сланцевые глины и сланцы; 5) вулканические породы.

Пески имеют высокую пористость и проницаемость. Главной особенностью коллектора, сложенного из несцементированных и слабосцементированных песков, является слабая связанность их частиц. При вскрытии пластов и последующих работах по вызову притока эту особенность необходимо учитывать.

Способы вскрытия таких пластов бурением и перфорацией, крепления призабойной зоны и вызова притока должны выбираться таким образом, чтобы не допустить разрушения призабойной зоны и выноса большого количества песка из скважины.

Песчаники имеют меньшие, чем пески, пористость и проницаемость. Пористость песчаников изменяется в широких пределах даже в границах одного пласта. Песчаники с пористостью 8—10 % и ниже обладают коллекторскими свойствами. По-видимому, в этих случаях определенную роль играет трещиноватость пород. Песчаники более устойчивы при вскрытии, но могут подвергаться разрушению в случае химического воздействия на цементирующее вещество.

Таблица 1

Класс	Категория	Тип коллектора	Характеристика природного резервуара
А	I	Пески	Пористость, проницаемость и индекс продуктивности высоки
	II	Песчаники	Пористость, проницаемость и индекс продуктивности ниже, чем I категории, вследствие наличия связывающего цемента
	III	Известняки и доломиты	Пористость первичная и вторичная, обеспечивающая образование крупных залежей нефти
Б	IV	Выщелочные известняки и доломиты	Пористость, кавернозность, трещиноватость, образовавшиеся в результате выщелачивания, обеспечили образование залежей нефти
	V	Ископаемые (погребенные) рифы	Нефтеносность в основном приурочена к пористым известнякам и доломитам
	VI	Сланцевые глины	Пористость сланцеватых глин связана с наличием микротрещин
	VII	Вулканические породы	Месторождения образованы за счет миграции нефти и газа из материнских пород. Пористые и трещиноватые породы
	VIII	Трещиноватые сланцы	Сеть пересекающихся трещин заполнена нефтью, газом и водой
	IX	Песчаники в виде линз и прочих бесформенных образований в глинистых толщах	Пористость и проницаемость, как в категории II. Размеры залежей небольшие

При вызове и интенсификации притока из песчаников используют все известные методы гидромеханического и химического воздействия на пласт.

Известняки и доломиты — породы, имеющие пористость двух видов: первичную и вторичную. Первичная пористость — это однообразная пористость, похожая на пористость песчаников. Вторичная пористость возникает в результате действия на эти породы ряда факторов: дегидратизация, доломитизация, охлаждение, возникновение и развитие трещин под влиянием тектонических движений земной коры и т. д. Известняки и доломиты — породы устойчивые. В этих отложениях содержится основная часть мировых запасов нефти и газа.

Месторождения, представленные известняками и доломитами, имеют, как правило, большие мощности по высоте, измеряемые сотнями метров; в большинстве своем они рассматриваются как единая гидродинамическая система и могут разрабатываться небольшим числом высокодебитных скважин.

Основными каналами движения нефти в коллекторах такого типа являются микро- и макротрещины. По ряду

месторождений проницаемость порового пространства не играет большой роли в движении нефти и газа к забою скважин. Процесс движения жидкости по такому коллектору представляется следующей схемой: жидкость фильтруется из пористой матрицы к трещинам различной длины и направлений и по ним движется к забоям скважин.

Сланцы и сланцеватые глины с включением органического материала считаются материнской породой для нефти и газа. Отсутствие пористости и малый объем трещин характеризуют коллекторы такого типа как малопродуктивные. Примеров добычи нефти из коллекторов такого типа немного. Чаще отмечается добыча газа. Продуктивность скважин невысокая.

Вулканические породы внедрены в осадочные в виде лакколитов или образуют пластовые залежи. Нефтеносность отмечена в пористых и трещиноватых породах вулканического происхождения, таких как крупнокристаллическое габбро (США), серпентин (США, Куба), туфы (Япония, Куба). В вулканических породах встречаются и залежи газа. Трещины, образовавшиеся при остывании лавы, имеют самые различные направления и размеры, что обеспечивает хорошую проницаемость пласта. Вулканические породы по устойчивости приравнивают к известнякам и доломитам.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УСПЕШНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИН

На успешность и продолжительность работ по испытанию скважин влияет ряд факторов, среди которых ведущее место занимают физические характеристики пласта и насыщающих его жидкостей, состояние геолого-геофизической изученности разреза, качество вскрытия пласта бурением, качество крепления пласта, способ вскрытия пласта перфорацией, продолжительность между вскрытием пласта бурением и началом испытания, техническое состояние скважины, уровень организации работ и др.

Факторы, влияющие на продолжительность и качество работ по испытанию скважин, приведены на рис. 1. Ниже даны краткие характеристики основных факторов.

Физико-химическая характеристика пласта и насыщающих его флюидов имеет решающее влияние на результативность работ.

Пластовое давление. Чем выше пластовое давление и чем большую депрессию на пласт можно создать, тем легче вызвать приток флюидов. Чем выше пластовое давление, тем меньше вредное влияние бурового раствора, тем быстрее очищаются фильтрационные каналы. На одном и том же

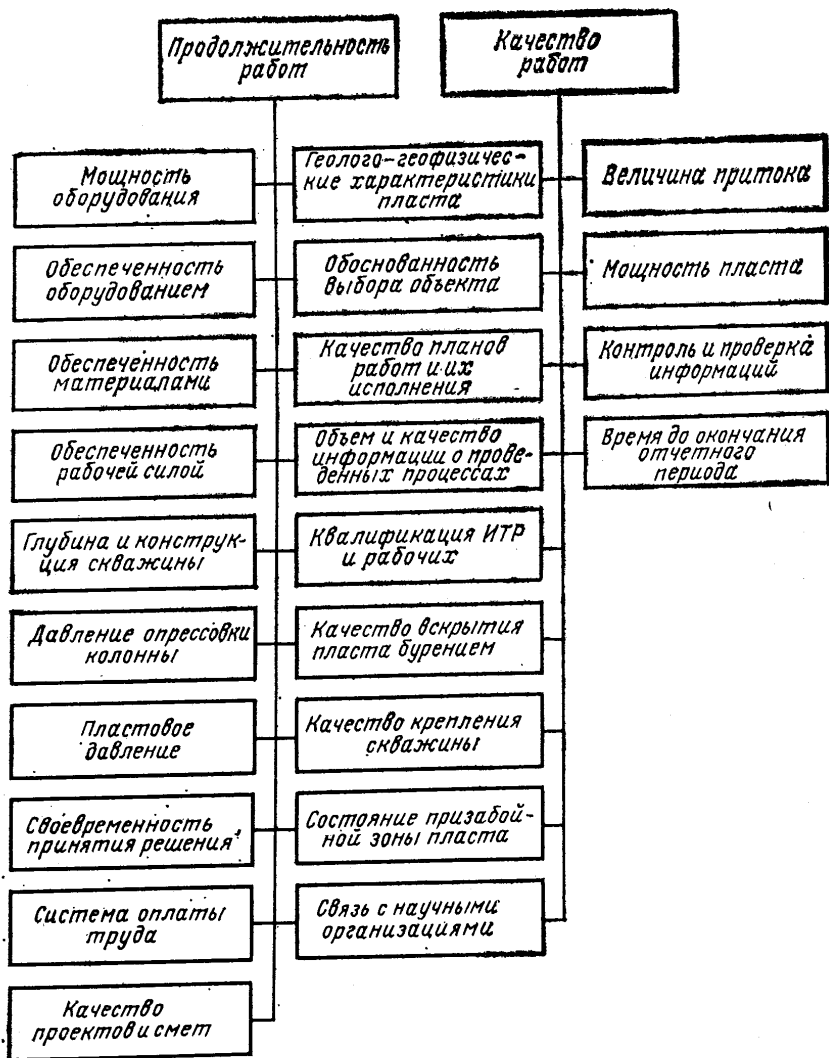


Рис. 1. Схема связи продолжительности и качества испытания с различными факторами

месторождении по мере снижения пластового давления результативность работ по испытанию скважин ухудшается.

Проницаемость пласта. Результативность испытания находится в прямой зависимости от проницаемости пласта. Чем выше проницаемость, тем быстрее можно получить приток и с более высоким дебитом.

Мощность (толщина) испытываемых пластов существенно влияет на результативность процесса испытания.

Чем больше мощность пласта, тем легче вызвать приток, тем больший эффект дают процессы испытания.

Плотность и вязкость нефти взаимосвязаны — чем выше плотность нефти, тем выше ее вязкость. Указанные свойства нефти имеют немаловажное значение. Чем ниже вязкость нефти, тем легче обеспечить ее приток. Нередки случаи, когда залежи, имеющие промышленные запасы, не представляют ценности из-за наличия в них окисленных высоковязких нефтей.

Газосодержание нефти. Наличие в нефти растворенного газа увеличивает ее подвижность, снижает вязкость, а следовательно, улучшает условия для испытания скважин. Положительную роль могут играть движение газовых пузырьков по пластовым каналам и снижение давления на забой при расширении газа в подъемнике.

Состояние геолого-геофизической изученности разреза. Информация о расположении, мощности, геолого-геофизических характеристиках пластов дает возможность принимать меры по предупреждению отрицательных явлений при вскрытии пласта бурением, при его креплении и вскрытии перфорацией, а также выбрать оптимальную технологию испытания объекта. Поэтому вопросам сбора, анализа и использования геолого-геофизической информации необходимо уделять должное внимание.

Качество вскрытия и крепления пласта. Основная цель процесса вскрытия пласта и последующего его крепления заключается в сохранении естественных параметров пласта и предупреждении проникновения в пласт посторонних флюидов за счет перетоков. Решают ее путем использования рационального типа бурового раствора и его свойств: плотности, водоотдачи, минерализации, содержания твердой фазы и др. При вскрытии пласта, как и при цементировании, нельзя допускать высоких давлений, которые могут вызвать гидрорыв и проникновение в пласт большого количества бурового или цементного раствора.

В зарубежной практике при вскрытии пластов все шире используют буровые растворы с минимальным содержанием твердой фазы, а также полимерные растворы. При креплении скважин в СССР в последние годы увеличиваются объемы применения аэрированных буферных жидкостей и цементных растворов.

Выбор метода вскрытия пласта перфорацией. В последнее время вскрытие пластов в обсаженной и зацементированной скважине называют вторичным вскрытием пласта. Это связано с тем, что мощность средств создания перфорационных каналов увеличилась, и эти каналы проникают на значительное расстояние в глубь пласта.

Перфорацию колонны в скважине осуществляют различными способами: прострелом кумулятивными или нулевыми перфораторами и созданием отверстий с помощью гидроабразивной струи (гидропескоструйная перфорация). Вскрытие пласта гидроперфорацией дает лучшие результаты. Однако использование этого метода возможно лишь при наличии специального оборудования и материалов. Кумулятивная перфорация значительно производительнее гидроперфорации и в абсолютном большинстве случаев дает вполне приемлемые для практики результаты вскрытия пластов.

Объем применения нулевых перфораторов за последние годы сокращается, однако их использование в ряде случаев не исключается. При выборе метода вскрытия пластов перфорацией предпочтение должно быть отдано такому, который дает больший эффект в конкретных условиях и не требует больших затрат времени на его осуществление.

Продолжительность промежутка времени между вскрытием пласта бурением и испытанием влияет на результативность, но количественно оценить это влияние невозможно. Замечено, что чем больше этот промежуток времени, чем продолжительнее контакт бурового раствора с пластом, тем больше ухудшаются его коллекторские свойства.

Исследовать влияние на испытание скважины времени, которое пласт находится в закрытом состоянии, трудно, так как невозможно оценить действие ряда факторов, участвующих в процессе. Тем не менее можно предположить, что за счет термических и физико-химических процессов, происходящих в призабойной зоне пласта после его вскрытия и изоляции, коллекторские свойства несколько улучшаются (восстанавливаются).

На улучшение проницаемости призабойной зоны во времени указывают факты самопроизвольного фонтанирования скважин, ликвидированных как непродуктивные. Это отмечается во многих нефтяных районах.

Техническое состояние скважины является немаловажным фактором, влияющим на результативность и продолжительность испытания. Герметичность обсадной колонны и устьевого оборудования, высокое качество крепления способствуют качественному проведению процесса испытания.

Под уровнем организации работ понимается комплекс организационно-технических мероприятий, включающий в себя обеспечение квалифицированными кадрами, а также оборудованием, материалами и исследовательскими лабораториями. До сих пор в процессе испытания велики внутри- и междусменные простои, которые отрицательно влияют на качество этих работ.

ВЫБОР МЕТОДА ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ

По числу применяемых методов испытания и способов их осуществления, числу проводимых операций, а следовательно, и времени испытания скважины могут быть подразделены на три группы сложности.

В скважинах первой группы приток из пласта получают после осуществления одного из способов снижения давления на забой (замена бурового раствора водой, поршневание, снижение уровня в скважине с применением компрессора и др.).

В скважинах второй группы после повторного применения одного или использования двух-трех методов испытания удастся получить приток, удовлетворяющий заданным условиям.

В скважинах третьей группы приток из пласта незначительный или отсутствует вообще. Вызвать приток или увеличить его не удастся даже после неоднократного применения различных методов испытания скважин.

Метод испытания скважины выбирают исходя из конкретных условий, к которым относятся: глубина скважины, ее техническое состояние, геолого-геофизические характеристики пласта, наличие оборудования и материалов. Основным фактором, влияющим на выбор метода испытания, является величина ожидаемого пластового давления. По этому показателю скважины делят на две группы: с давлением меньше гидростатического и больше гидростатического.

Из второй группы можно было бы выделить еще скважины с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), которые требуют принятия дополнительных мер по безопасности проведения процесса и предотвращению открытого фонтанирования, но поскольку нет отличия в технологических схемах методов испытания, этого можно не делать.

При испытании скважин одной и той же цели можно достичь различными способами. Но в практике во всех случаях используют сначала наиболее простые доступные способы, а затем уже более сложные.

В зависимости от величины пластового давления могут быть составлены типовые схемы, определяющие набор операций для выполнения отдельных процессов (табл. 2 и 3). В табл. 2 и 3 не значатся подготовительные работы и работы, связанные с монтажом оборудования, не указаны опрессовка колонны и промывка скважины перед подъемом труб для подготовки скважины к перфорации, так как они проводятся во всех случаях.

При испытании разведочных скважин, особенно на новых площадях, главной задачей является вызов притока из пласта. Важность этой задачи возрастает, если получена инфор-

Таблица 2

Операции, используемые при испытании скважин при $p_{пл} < p_{гидр}$

Операция	Метод испытания	Способ осуществления	Примечание
Снижение уровня в скважине до $p_{гидр} = p_{пл}$	—	Компрессорный Свабирование Желоночный	Для снижения давления на забой во время перфорации
Замещение в скважине всей жидкости или ее части нефтью или раствором ПАВ	—	Промывка	Для сохранения естественных параметров пласта
Перфорация скважины	—	Кумулятивный Пулевой Гидропескоструйный	Для осуществления связи пласта со скважиной
Вызов и интенсификация притока	Снижение давления на забой	Поршневой Компрессорный Тартание Глубинный насос	Интенсификация притока
	Гидромеханическое воздействие на пласт	Закачка нефти в пласт Дренирование Закачка сжиженных газов Гидроразрыв пласта	
	Химическое воздействие на пласт	Обработка растворами ПАВ Обработка соляной кислотой или растворами кислот	

мация о нефтеносности пласта по данным бурения (нефтегазопроявления), геофизических работ или испытателя пластов.

Для вызова притока из пласта можно применять как методы плавного увеличения депрессии, так и большие знакопеременные нагрузки на пласт, способствующие улучшению условий притока флюидов. Для сохранения эксплуатационной колонны и цементного камня, предупреждения разрушения призабойной зоны пласта и его деформации предпочтительнее методы, обеспечивающие плавное возрастание депрессии, но они не всегда результативны. Поэтому в скважинах, где прочность обсадной колонны достаточная, используют и методы больших знакопеременных нагрузок на призабойную зону пласта.

Работы по испытанию скважин, как правило, начинают после проверки эксплуатационной колонны на герметичность. По существующим положениям герметичность проверяют

Таблица 3

Операции, используемые при испытании скважин при $p_{пл} > p_{гидр}$

Операция	Метод испытания	Способ осуществления
Замещение жидкости или части ее в скважине нефтью, раствором ПАВ или жидкостью, не содержащей твердой фазы Перфорация скважины (может быть с предварительным созданием депрессии на пласт) Вызов и интенсификация притока	—	Промывка
	—	Кумулятивный Пулевой Гидропескоструйный
	Снижение давления на забой	Замена бурового раствора водой Промывка Снижение уровня компрессором Снижение уровня свабом Метод переменных давлений Нагнетание в пласт жидкости Гидроразрыв Торпедирование
	Гидромеханическое воздействие на пласт	Солянокислотные обработки Обработка растворами ПАВ Гидрокислотный разрыв пласта Разрыв пласта растворами ПАВ
Исследование притока	Химическое воздействие на пласт Комбинированное воздействие на пласт	
	Работы скважины на трех—пяти режимах	Замер дебита жидкости и газа Определение химического состава нефти, воды и газа Замер забойных давлений Замер пластового давления Определение основных параметров пласта и призабойной зоны

двумя способами — при избыточном и сниженном давлениях. Затем проводят подготовительные работы для перфорации: заполняют скважину жидкостью с определенными плотностью, вязкостью и т. д. Предпочтение следует отдавать жидкостям, не содержащим твердых частиц. В практике известны случаи, когда интервал предполагаемой перфорации может заполняться водными растворами ПАВ, пластовой водой, нефтью или кислотой. При испытании разведочных скважин на новых площадях использование нефти нежелательно, так как ее наличие может исказить информацию при испытании скважины.

Наличие в зоне перфорации жидкости, обработанной ПАВ, или нефти способствует заполнению перфорационных каналов ею, что улучшает условия вызова притока.

Наиболее распространена в последнее время кумулятивная перфорация. Предпочтение должно отдаваться перфораторам, обладающим наибольшей пробивной способностью в кон-

кретных условиях и сокращающим время проведения процесса. Следует учитывать, что кумулятивная перфорация в определенных условиях может быть сопоставлена с процессом торпедирования, при котором деформируются и разрушаются обсадные трубы, разрушается цементный камень и происходит гидроразрыв пласта.

После вскрытия пласта перфорацией приступают к работам по вызову притока. Наиболее распространена замена бурового раствора водой, причем утяжеленные буровые растворы заменяются водой с учетом условий, не допускающих выпадение утяжелителя. Если после замены приток вызвать не удалось, проводят промывку скважины или применяют метод переменных давлений, который в некоторых районах называют гидропоршневанием. Все эти операции можно проводить насосными агрегатами, используемыми для замены бурового раствора водой.

Если по каким-либо причинам метод переменных давлений в данном районе не применяется, определяют приемистость скважины, а следовательно, устанавливают связь скважины с пластом. Желательно при этой операции использовать водные растворы ПАВ, кислоты или углеводородные жидкости. Определение приемистости скважины в один день с заменой бурового раствора водой необходимо для уточнения дальнейшей программы по испытанию скважины.

Для создания большей депрессии на пласт применяют компрессоры или поршневание. Глубина снижения уровня при использовании поршневого ограничения техническими характеристиками оборудования и стального каната, поэтому в глубоких скважинах не удастся создать большие депрессии на пласт. Процесс поршневого менее производительен, чем использование компрессора, а при высоких пластовых давлениях небезопасен. Тем не менее не следует исключать поршневание из практики, так как его можно проводить без использования дополнительного оборудования, что в условиях отдаленных районов и бездорожья имеет важное значение.

При отсутствии или получении незначительного притока из пласта применяют методы гидромеханического или химического воздействия на пласт. Широко распространены солянокислотные обработки и гидроразрывы пластов. Гидроперфорацию пластов в большинстве случаев производят в скважинах, где после вскрытия пласта кумулятивной или пулевой перфорацией и проведения некоторых методов воздействия не удалось добиться связи скважины с пластом.

Метод механического воздействия на призабойную зону (взрыв торпед) не нашел широкого применения в связи с тем, что разрушаются колонна и цементный камень. В скважинах, где по каким-либо причинам не удастся применить другие методы гидромеханического и химического воздействия на пласт,

торпедирование осуществляют обычно перед принятием решения о прекращении работы на данном объекте и возврате на вышележащий горизонт.

В зарубежной практике, особенно при испытании скважин, пробуренных на море, широко используются методы испытания через спущенные в скважину насосно-компрессорные трубы. В комплекс работ по испытанию входят перфорация, гидроразрыв пласта методом «снизу вверх» и вызов притока. При испытании многопластовых залежей, залегающих на глубине 2700—3000 м, последовательно осуществляют перфорацию, гидроразрыв и вызов притока в нескольких объектах, причем перфорацию второго и последующих объектов производят при избыточном давлении на устье.

Таблица 4

Примерный перечень основных и резервных способов осуществления процессов

Процесс и метод испытания	Способ осуществления процесса	
	основной	резервный
Вскрытие пласта перфорацией	Пулевая перфорация Кумулятивная перфорация Гидропескоструйная перфорация (ГПП)	Кумулятивная перфорация ГПП ГПП Нет
Вызов притока из пласта: снижение давления на забой	Замена бурового раствора водой или утяжеленного раствора более легким	Промывка Замена воды нефтью или другой более легкой жидкостью Свабирование Снижение уровня с помощью компрессора
Интенсификация притока:	Свабирование Снижение уровня с помощью компрессора Дренирование	Снижение уровня с помощью компрессора Нет
а) методы гидромеханического воздействия на пласт		Закачка в пласт нефти Дренирование пласта сжиженными газами Промывка пресной водой для удаления соли из каналов Гидроразрыв пласта
б) методы химического воздействия на пласт	Обработка пласта растворами ПАВ Обычная солянокислотная обработка пласта	Солянокислотная обработка (СКО) Повторная СКО Обработка пласта нефtekислотной эмульсией Глубокие кислотные обработки Гидрохлорный разрыв пласта

В отечественной практике подобные работы проводили во многих нефтяных районах, но они, как правило, не выходили из стадии эксперимента. Нам представляется, что проведение испытания через спущенные в скважину насосно-компрессорные трубы более производительно и экономично и может применяться, если будут созданы необходимые условия, в частности, будет достаточно требуемого оборудования.

При выборе метода испытания скважины всегда надо предусматривать резервные процессы, которые являются более эффективными по сравнению с планируемыми. Примерный перечень основных и резервных способов приведен в табл. 4.

Особое место в испытании скважины занимают исследовательские работы. По результатам исследований определяют добычную способность, а также гидродинамические характеристики скважины и пласта. Таким образом, в процессе испытания скважины выполняют комплекс работ, обеспечивающих установление оптимальных условий ее эксплуатации.

§ 2. ВСКРЫТИЕ ПЛАСТА БУРЕНИЕМ

МЕТОДЫ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ

С помощью поисковых, параметрических и разведочных скважин обычно изучают геологический разрез данного района. Главная цель — изучить разрез до заданной глубины. В процессе бурения скважины могут быть встречены коллекторы и нефтегазонасыщенные пласты, которые опробуют испытателями пластов, и только при получении весьма перспективных результатов бурение скважины может быть остановлено, а скважина обсажена и испытана. В других случаях вскрытые пласты остаются открытыми до спуска очередной обсадной колонны, а бурение продолжается. При дальнейшем углублении могут быть встречены высоконапорные или низконапорные пласты, будет изменяться давление на ранее вскрытый пласт, что будет оказывать отрицательное влияние на вызов притока из него в последующем.

При бурении эксплуатационных и разведочных скважин на нефтяных площадях с целью оценки нефтегазонасности решается другая задача — вскрыть и испытать строго определенных горизонты в условиях, которые могут быть заданы геолого-техническим нарядом. Следовательно, в этом случае надо контролировать работы по вскрытию пласта.

В практике испытания обсаженных скважин встречаются работы по испытанию пластов двух типов, которые могут быть названы промежуточными и конечными. Промежуточные — это пласты, вскрытые при проводке скважины до проектного (конечного) горизонта. Опыт показывает, что пласты,

вскрытие которых заранее планируется, испытывают в более короткие сроки с высокой результативностью, а из промежуточных пластов приток удастся вызвать после осуществления нескольких процессов или методов с большими затратами времени и ресурсов.

Еще нередки случаи, когда во время испытания скважины приток не получают и пласты считают «сухими», в то время как по данным геолого-геофизических исследований или опробования испытателями пластов должны быть получены промышленные притоки нефти. Здесь встречаемся с одной из нерешенных проблем в области бурения скважин: как эффективно и с меньшим вредом для коллекторских свойств вскрывать и изолировать пласт, так как глинистая корка является недостаточно эффективным средством для предотвращения попадания в пласт бурового раствора или его фильтра.

Предохранению пластов могли бы способствовать спуск и цементирование промежуточных колонн, но число их ограничено конструкцией скважин. Можно было бы уменьшить влияние бурового раствора, сокращая время вскрытия, но скорости бурения в глубоких скважинах небольшие, а во время многочисленных спуско-подъемных операций создаются знакопеременные нагрузки на пласт, нарушается целостность глинистой корки и продолжается проникновение бурового раствора и его фильтра в пласт. К моменту окончания бурения промежуточные пласты подвергаются интенсивному воздействию различных факторов, которые отрицательно влияют на проницаемость призабойной зоны пласта и эффективность последующих работ по испытанию скважин.

Для повышения результативности испытания скважин уже в процессе бурения необходимо уделять максимальное внимание вопросам вскрытия пластов. При бурении эксплуатационных и разведочных скважин на изученных месторождениях вскрытие пластов может и должно осуществляться с проведением мероприятий по предупреждению ухудшения свойств призабойной зоны. При бурении параметрических, поисковых и разведочных скважин на новых площадях, где невозможно заранее определить интервалы продуктивного пласта и его характеристики, необходимо применять такие буровые растворы, которые оказывали бы минимальное отрицательное воздействие на призабойную зону пласта.

При вскрытии пластов в процессе бурения можно использовать различные мероприятия, обеспечивающие сохранение проницаемости призабойной зоны. Главными из них являются: использование бурового раствора высокого качества, обработанного материалами, которые способствуют сохранению проницаемости пласта, и уменьшение плотности буровых и цементных растворов.

В настоящее время для бурения скважин применяют аэрированные и вспененные растворы. При цементировании колонн используют аэрированные и вспененные буферные жидкости и цементные растворы. Это способствует повышению результативности и снижению продолжительности испытания скважин.

Известно, что величина пластового давления оказывает преобладающее влияние на выбор метода вскрытия пластов. По этому показателю пласты могут быть разделены на три группы:

- 1) с аномально высокими давлениями (АВПД) ($p_{пл} \gg p_{гидр}$);
- 2) с давлением, близким к гидростатическому ($p_{пл} \approx p_{гидр}$);
- 3) с давлением менее гидростатического ($p_{пл} < p_{гидр}$).

Для пластов первой группы необходимо создавать давление, значительно превышающее гидростатическое, для второй — близкое к гидростатическому, а для третьей — значительно меньше гидростатического. На практике избыточное давление может быть обеспечено применением утяжеленных буровых растворов или созданием избыточного давления на устье загерметизированной скважины.

Противодавление, близкое к гидростатическому, можно создать путем использования облегченных растворов, воды, водных растворов ПАВ, аэрированной жидкости. Давление в пласт менее гидростатического можно обеспечить за счет бурения с продувкой воздухом, использования способа местной промывки, пен и ударного бурения.

Вскрытие пластов бурением с регулируемым давлением является одним из методов вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением. Этот метод позволяет испытывать пласт на продуктивность сразу же после вскрытия. В зарубежной практике этим методом иногда испытывают многопластовые залежи и путем сравнения суммарного дебита скважины определяют продуктивность вскрытых пропластков.

При вскрытии пласта с регулируемым давлением практически исключается вредное влияние бурового раствора на проницаемость призабойной зоны. Это позволяет получить хорошие результаты при испытании и последующей эксплуатации скважины.

Суть метода состоит в том, что бурение скважины ведется буровым раствором с небольшой плотностью. Для того чтобы не допустить возникновения нефтегазоводопроявлений, на устье скважины создают соответствующее противодавление. Оборудование устья позволяет вращать бурильный инструмент и осуществлять спуско-подъемные операции. Противодавление на устье создается при помощи штуцера, расположенного на выкидной линии. Для испытания вскрытых пластов

у скважины монтируют трапы и емкости для сбора пластовых флюидов.

Бурение скважин с противодавлением на устье широко распространено в США при разбуривании отдельных месторождений, продуктивные горизонты которых представлены известняками и доломитами. В этих породах нередко наблюдается большая изменчивость проницаемости на незначительных расстояниях. При невысоких пластовых давлениях буровой раствор весьма пагубно действует на призабойную зону, в результате чего из скважин не получают приток нефти. Применение облегченных растворов позволяло резко улучшить показатели испытания.

При бурении с регулируемым давлением можно вскрывать пласты не только с АВПД, но и с давлениями, близкими к гидростатическому. Тогда буровым раствором является аэрированная жидкость или газ.

В Советском Союзе проводили экспериментальные работы по внедрению бурения с регулируемым давлением. Для этих целей Азинмашем были сконструированы вращающиеся превенторы, которые выпускаются сейчас трех размеров. Техническая характеристика превенторов приведена в табл. 5 (в Международной системе единиц $1 \text{ кгс/см}^2 = 0,1 \text{ МПа}$).

Таблица 5

Показатели	Тип превентора		
	ПВ-156 × 320	ПВ-230 × 320	ПВ-307 × 200
Давление, кгс/см ² :			
рабочее	320	320	200
при испытании	640	640	400
Диаметр проходного отверстия, мм:			
корпуса	156	230	307
бокового отвода корпуса	150	—	150
ствола	130	158	215
Наружный диаметр патрона (максимальный), мм	380	510	515
Частота вращения ствола (максимальная), об/мин	100	100	100
Диаметр труб, на которые рассчитаны сменные резиновые уплотнители и зажимы, мм	89, 73	114, 89, 73	168, 140, 114, 89
Габаритные размеры, мм:			
высота	1400	1525	1500
длина	770	680	740
ширина	560	875	700
Масса превентора, кг	900	1304	1790

Техника вскрытия пластов при бурении с промывкой буровым раствором (в том числе водой) широко известна, не имеет специфичности и поэтому не рассматривается. Однако она требует совершенствования.

Вскрытие пласта с продувкой воздухом или газом в практике буровых работ известно давно. Бурение с применением воздуха позволяет улучшить механическую скорость и проходку на долото, при вскрытии продуктивных пластов сохраняется естественная проницаемость их. Для бурения с продувкой газом необходимо специальное оборудование: мощные и производительные компрессоры и устьевое оборудование с вращающимися превенторами.

В последние годы в СССР объем бурения с продувкой воздухом и газом увеличился и используется для разбуривания поглощающих пластов.

Вскрытие пластов с промывкой аэрированной жидкостью позволяет уменьшить вредное влияние бурового раствора на призабойную зону вследствие снижения давления на пласт. Применение аэрированной жидкости предупреждает возникновение интенсивного поглощения бурового раствора. Плотность аэрированного раствора зависит от степени аэризации, плотности используемой жидкости и давления в скважине. При бурении с использованием аэрированной жидкости повышаются механическая скорость бурения и проходка на долото.

Для аэрации жидкости в процессе бурения с применением турбобура или электробура, как показали эксперименты, необходимы компрессоры с подачей не менее $40 \text{ м}^3/\text{мин}$ и рабочим давлением $50\text{--}60 \text{ кгс/см}^2$. При аэрации жидкости часто используется поверхностно-активные вещества, которые положительно влияют на вскрытый пласт и способствуют повышению эффективности работ по испытанию скважин.

Вскрытие пластов бурением с использованием пен можно рассматривать как разновидность метода с применением аэрированной жидкости, но более перспективный и эффективный. При вскрытии пластов могут использоваться двухфазные или трехфазные пены со средней плотностью $0,5\text{--}0,65 \text{ г/см}^3$. Наличие в пенах ПАВ позволяет уменьшить влияние бурового раствора на снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Промышленные испытания, проведенные на Николаевском и Убеженском газонефтяных месторождениях и нефтяных месторождениях Соколова Гора и Хадыженское, показали высокую эффективность вскрытия пластов с использованием пен. Глубина залегания вскрытых пластов на указанных месторождениях $300\text{--}980 \text{ м}$. Испытания показали, что пена устойчива при движении (постоянное перемешивание) и частично распадается при остановке циркуляции.

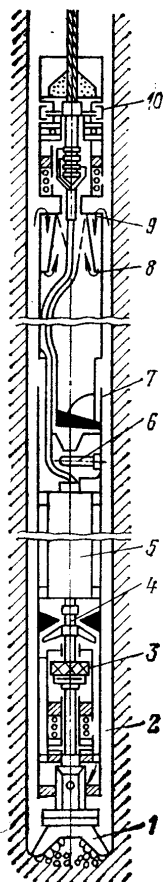


Рис. 2. Схема устройства и принцип действия беструбного электробура:

1 — долото; 2 — затрубное кольцевое сечение; 3 — редуктор; 4 — двухступенчатый центробежный насос; 5 — электродвигатель; 6 — струйное реле; 7 — разгрузочное окно; 8 — сопло, через которое промывочная жидкость поступает в шламоуловитель; 9 — поворот гидравлического потока в желонку шламоуловителя; 10 — безрезьбовое разъемное устройство для замены агрегатов

Бурение с промывкой пенами на глубинах 1700—2000 м осуществлялось на месторождении Бузовны при капитальном ремонте скважин, в частности при зарезке и бурении вторых стволов.

Вскрытие пласта бурением с местной промывкой возможно при беструбном бурении, разработанном А. А. Мининым, А. А. Погарским и К. А. Чефрановым. Ими предложено несколько принципиальных схем бурения, позволяющего вскрыть пласты при давлениях менее гидростатического, без выхода бурового раствора на поверхность.

Основным агрегатом при беструбном бурении является электробур, устройство которого показано на рис. 2. Спущенный на забой на кабель-канате он способен разрушить породу вращающимся долотом при нагрузке, равной весу агрегата. Долото приводится в действие электродвигателем через понижающий редуктор. Агрегат снабжен двухступенчатым центробежным насосом с подачей 8—9 л/с, желонкой для сбора выбуренной породы и автоматом для отключения электропитания, если расход потока меньше 50—60 % нормативной величины.

Применение центробежного метода шламоулавливания позволяет улучшить сбор шлама, что в свою очередь улучшает условия работы электробура.

Вскрытие пластов ударно-канатным бурением в СССР не практикуется. В США, Мексике, странах Латинской Америки есть районы, где ударно-канатным бурением ведется не только вскрытие продуктивных пластов, но и проходка всей скважины. Особенно широко распространено ударное бурение при глубинах 500—1000 м в разрезах, сложенных крепкими породами, при отсутствии водоносных пластов. В США ударно-канатным способом пробурены скважины до 3070 м.

ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН НА ПРОЦЕССЫ ИСПЫТАНИЯ

Под конструкцией понимаются геометрические размеры элементов скважины — диаметр, глубина, глубина спуска колонны и высота цементного камня за колонной. Чем проще конструк-

ция скважины, чем меньше диаметры долот и колонны, тем выше уровень техники бурения и добычи нефти. Конструкция скважины влияет на такие показатели отрасли, как затраты капитальных вложений, металлоемкость, энергоемкость и др.

В СССР и за рубежом ведется постоянная работа по упрощению конструкций скважин. Выбор конструкции скважины является основным этапом проектирования ее строительства. Конструкция должна обеспечить высокое качество скважины как долговременно эксплуатируемого нефтепромыслового объекта, успешность процесса бурения при минимальных затратах времени и материально-технических ресурсов. В настоящее время конструкцию скважины выбирают на основании разреза на интервалы, примерно равные по горно-геологическим условиям, что позволяет разбуривать их совместно.

Конструкция каждой скважины определяется технико-экономическим проектом на ее строительство. Она существенно влияет на качество вскрытия пласта бурением, на результативность и продолжительность испытания. Поэтому при проектировании строительства скважины особое место должно отводиться мероприятиям по качественному вскрытию пластов.

В проектах на бурение эксплуатационных скважин мероприятия по вскрытию пласта базируются на информации о характеристике и параметрах вскрываемого объекта, поэтому испытание таких скважин проходит с меньшими осложнениями и с более высокой результативностью.

В разведочных и поисковых скважинах, цель бурения которых заключается в изучении разреза, сохранению естественной проницаемости пластов не уделяется достаточного внимания. Это не может не сказываться на качестве процесса вскрытия пласта.

Часто вскрытие пластов в разведочных скважинах, в том числе и продуктивных, осуществляется без учета их физико-химических характеристик, поэтому испытание их осложнено в связи с ухудшением проницаемости призабойной зоны в результате поглощений, проникновения в пласт фильтрата и твердых частиц бурового раствора. На восстановление проницаемости и вызов притока затрачивается много времени и средств. Еще нередки случаи, когда из пластов, при вскрытии которых наблюдались нефтегазопроявления, а при опробовании испытателем пластов — приток нефти и газа, во время испытания после спуска и крепления обсадных колонн не получают промышленных притоков нефти. Конструкцией скважины определяется также оборудование ее забоя.

Важная роль при определении конструкции скважины должна отводиться наличию труб и оборудования необходимых типоразмеров для вскрытия пласта и испытания скважины. Отсутствие высокопрочных труб малого диаметра (40 мм и меньше), малогабаритного ловильного инструмента осложняет

процесс испытания, а при авариях иногда вынуждает оставлять пласт, не проводя работ по испытанию.

Таким образом, конструкция скважин влияет на методы вскрытия пласта бурением и перфорацией, применение того или иного скважинного оборудования и труб, а также определяет особенности технологических процессов. Поэтому при выборе конструкции следует учитывать особенности работ по испытанию скважины.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И ПУТИ ПОПАДАНИЯ ИХ В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Применяемые буровые растворы можно разделить на два типа: на водной основе и на углеводородной основе.

Буровые растворы на водной основе наиболее распространены. К ним относятся вода, глинистый, хлоркальциевый, меловой, эмульсионный, полимерный и др.

Вода как буровой раствор в больших объемах применялась на месторождениях Татарии и Башкирии. В последнее время для уменьшения вредного влияния на призабойную зону в воду добавляют 0,2—0,6 % ПАВ (УФЭ₈, ОП=10 и др.). Испытание скважин, где пласты вскрывали водными растворами ПАВ, было менее продолжительным и более результативным, чем при использовании воды без ПАВ.

Глинистый раствор готовят из глинопорошков различного качества. Такой буровой раствор может быть утяжеленным и обычным, термостойким, ингибированным, обработанным ПАВ, известковым, хлоркальциевым, эмульсионным и др. В зависимости от геолого-физических характеристик месторождения растворы должны обладать определенными плотностью и вязкостью, тиксотропными свойствами и водоотдачей.

К безглинистым буровым растворам относятся меловые и полимерные растворы. Большим преимуществом их перед другими является то, что проникшие в пласт частицы мела могут быть удалены солянокислотной обработкой. Плотность меловых растворов без применения утяжелителя может быть доведен до 1,5 г/см³. Они поддаются обработке химическими реагентами, устойчивы к действию солей и т. д. В полимерных растворах тиксотропные свойства обеспечиваются полимерами.

Буровые растворы на углеводородной основе используют в основном при вскрытии нефтяных пластов. Известно несколько типов таких растворов: на нефтяной основе, безводные, известково-битумные и гидрофобные эмульсионные.

Растворы на нефтяной основе (РНО) готовят из нефти — дисперсионная среда — и окисленного битума — дисперсная фаза. Но битум обладает слабой способностью образовывать связнодисперсные системы, поэтому в рас-

твор добавляют небольшое количество структурообразователей — мыла жирных кислот или окиси кальция (негашеной извести). При использовании РНО возникают трудности с проведением стандартного каротажа в скважинах, поэтому применяют методы индукционного (ИК), акустического (АК) и гамма-каротажа (ГН, НГК и др.).

Безводный раствор представляет собой нефть, различные смеси мазута и дизельного топлива. Его используют в отдельных районах при вскрытии нефтяных пластов. Безводный раствор имеет небольшую плотность и, как правило, рассчитан на вскрытие пластов, где давление равно или меньше гидростатического.

Известково-битумные растворы (ИБР) являются смесью дизельного топлива, окисленного битума и извести. Кроме того, в ИБР может вводиться сульфол в количестве 1—3 % от объема ИБР, а также барит для утяжеления раствора. Без добавки утяжелителя раствор имеет плотность 1,0—1,1 г/см³.

Гидрофобные эмульсионные растворы — это смесь дизельного топлива, битумного порошка, молотой негашеной извести с водой в присутствии эмульгатора, т. е. смесь РНО с водой в соотношениях 1:1 или 1:1,5. Дисперсионной средой гидрофобных растворов является углеводородный компонент, дисперсной фазой — вода. Плотность растворов составляет 1,44 г/см³, нормальная вязкость — 100—200 с, фильтрация близка к нулю (фильтратом является углеводородная жидкость).

Применение разнообразных буровых растворов обусловлено стремлением к решению двух основных задач: обеспечить нормальные условия проходки скважин и уменьшить вредное влияние буровых растворов на призабойную зону пласта. Буровые растворы могут ухудшать проницаемость призабойной зоны вследствие проникновения в пласт самого раствора, его фильтрата и твердых частиц.

В значительных количествах буровой раствор попадает в пласт при поглощении. В процессе ликвидации поглощения и особенно катастрофического, как правило, меры по сохранению призабойной зоны не предусматриваются. Если при ликвидации поглощений ведут учет закачиваемых в пласт жидкости и раствора, то поглощение 1—2 м³/сутки бурового раствора обычно не считают. Это связано с тем, что потери бурового раствора при очистке и пополнение его при химической обработке не учитывают. Следовательно, не представляется возможным зафиксировать объем поглощенного раствора и его изменение во времени.

При наличии в скважинах нескольких вскрытых пластов невозможно также установить, какой из пластов поглощает и сколько. Такие неучтенные поглощения осложняют планирование

процесса испытания скважины. Поглощенный пластом буровой раствор часто настолько влияет на призабойную зону, что получают приток флюидов намного меньший возможного, а в некоторых случаях притока не удается получить вообще. Отметим, что буровой раствор поглощается скважиной не только в процессе вскрытия пласта бурением, но и при перфорации, особенно бескорпусными кумулятивными перфораторами. При исследовании этого вопроса нами было отмечено поглощение $0,32 \text{ м}^3$ раствора при взрыве в скважине 18 зарядов ПКС-105.

Призабойная зона пласта подвергается воздействию и фильтра бурового раствора, причем он может быть в виде пресной, соленой воды и углеводородов. Каждый из этих видов фильтра по-своему действует на породы, слагающие призабойную зону.

Проникновение фильтра в пласт зависит от многих факторов, среди которых главным является качество бурового раствора. Важную роль играют величина давления на пористый пласт, скорость восходящего потока бурового раствора при циркуляции, время контакта раствора с породой и др.

При высокой водоотдаче бурового раствора на стенках скважины образуется толстая рыхлая глинистая корка, которая имеет высокие фильтрационные свойства. Фильтрат почти беспрепятственно проникает в пласт. Таким образом, для уменьшения объема фильтра, проникающего в пласт, необходимо использовать буровые растворы с низкой водоотдачей.

Отфильтровавшаяся из раствора вода может попадать в пласт во время механического бурения через забой, когда еще никакой корки не образовалось и поступление воды ограничено только степенью закупоривания открытой части пласта мелкими частицами выбуренной породы и твердой фазы бурового раствора в статических условиях, когда циркуляции нет. В этом случае скорость фильтрации зависит от проницаемости глинистой корки и водоотдачи раствора. Замечено, что при длительных остановках каналы заполняются твердыми частицами из раствора и фильтрация уменьшается. В динамических условиях при циркуляции бурового раствора, а также при спуско-подъемных операциях и перфорации скважин величина водоотдачи больше, чем в статических условиях.

При вращательном бурении порода, находящаяся в зоне действия долота, не защищена глинистой коркой. Образованию фильтрационной корки здесь препятствуют непрерывные разрушения ее долотом и струей раствора. Теоретические исследования и моделирование процесса, проведенные С. К. Фергюссоном и Д. А. Клотцем показали, что возможная глубина проникновения фильтра в породу во время бурения находится в пределах $0,04—0,64$ радиуса скважины.

Водоотдачу несжимаемого раствора, находящегося в покое, через несжимаемую глинистую корку можно определить из уравнения

$$V_{\phi} = K \sqrt{At \Delta p / \mu}, \quad (I.1)$$

где V_{ϕ} — объем фильтрата за время t ; K — постоянная, характеризующая свойства глинистого раствора; A — отношение объемов фильтрата и твердой фазы; Δp — дифференциальное давление (перепад давлений); μ — вязкость фильтрата.

Объем фильтрата, проникшего в пласт, может быть определен и из уравнения

$$V_{\phi} = K t^{0.5}. \quad (I.2)$$

Величина K выражает сопротивление фильтрации, оказываемое фильтрующей средой. Исследования В. С. Баранова показали, что фильтрационные способности глинистых растворов, приготовленных из различных глин, резко отличаются друг от друга. Поэтому для определения K необходимы специальные анализы для каждого глинистого раствора.

При исследовании фильтрации глинистых растворов Д. С. Ларсену удалось установить простейшую связь между объемом фильтрата и давлением:

$$V_{\phi} = K \Delta p^{\kappa}. \quad (I.3)$$

Логарифмируя выражение (I.3), получаем уравнение прямой в координатах $\lg V_{\phi} - \lg \Delta p$ с угловым коэффициентом κ :

$$\lg V_{\phi} = \lg K + \kappa \lg \Delta p. \quad (I.4)$$

Экспериментально доказано, что $\kappa < 0.5$. Это может быть объяснено тем, что при повышении давления плотность фильтрационного слоя увеличивается; последнее приводит к уменьшению фильтрационной способности его и снижению скорости фильтрации. Важную роль играют форма и размеры твердых частиц глинистого раствора. Форма этих частиц изменяется от сферы до плоских чешуек. Уплотнение частиц разнообразной формы приводит к уменьшению проницаемости фильтрационного слоя.

Фильтрационная корка на поверхности пористой породы образуется в процессе бурения. Период формирования корки зависит от многих факторов, в том числе от проницаемости пород, слагающих пласт, свойств бурового раствора, величины перепада давления, температуры, скорости потока раствора в кольцевом пространстве и др.

В динамических условиях при постоянной скорости потока постепенно создаются условия, при которых толщина корки и скорость фильтрации становятся постоянными. При изменении скорости потока раствора эти условия нарушаются. Экспериментальные работы по исследованию фильтрации различных

растворов в динамических условиях, проведенные С. К. Фергюссоном и Д. А. Клотцем, показали, что максимальное значение скорость фильтрации имеет в начальный момент, затем она снижается и, спустя некоторый промежуток времени, становится постоянной. Отмечено, что скорость фильтрации эмульсионного и известково-крахмального глинистых растворов, а также раствора на нефтяной основе возрастает с увеличением скорости течения раствора, а водоотдача бентонитового раствора при изменении скорости от 0,69 до 1,07 м/с не изменилась.

Изучение фильтрации в динамических условиях, близких к условиям в скважине, были проведены М. Вильямсом, который установил зависимость между параметрами фильтрации в динамических и статических условиях:

$$\frac{dV_{\text{ф. дин}}}{dt} = KF \sqrt{\frac{vm}{R^3}}, \quad (1.5)$$

где F — площадь, через которую происходит фильтрация; v — средняя скорость струи восходящего потока раствора; m — коэффициент статической фильтрации; R — гидравлический радиус затрубного пространства.

С. Л. Прокопом и М. Вильямсом было обнаружено, что из циркулирующего раствора фильтрат выделяется в большем объеме, чем из раствора, находящегося в покое. Было также установлено, что с увеличением скорости потока скорость фильтрации возрастает, а при постоянной скорости циркуляции скорость фильтрации постепенно уменьшается и становится постоянной во времени.

С. К. Фергюссон и Д. А. Клотц на основе экспериментальных данных выявили, что из общего объема фильтрата на долю фильтрации в статических условиях приходится 10—20 %, остальные 80—90 % попадают в пласт при фильтрации в динамических условиях.

Исследования У. Д. Мамаджанова подтвердили приводимые выше выводы и расширили их. Так, было замечено, что некоторые растворы при повышении скоростей потока проявляют тенденцию к снижению водоотдачи. На основании исследований получено уравнение фильтрации в динамических условиях

$$\Phi = K \sqrt{\frac{At \Delta p}{\mu}} \quad (1.6)$$

(Φ — водоотдача).

Уравнения фильтрации в статических (1.1) и динамических (1.6) условиях идентичны и, по-видимому, отличаются только величиной K , характеризующей свойства раствора.

Изучение Г. Т. Бикком зависимости фильтрации от температуры показало, что как натуральные, так и обработанные таннатом натрия глинистые растворы при повышении темпера-

туры увеличивают водоотдачу. Ф. В. Шремп и В. Л. Джонсон отмечали, что при повышении температуры (60,6—93,3—121 °С) и давления (7—70—140 кгс/см²) особенно повышается фильтрация в статических условиях у эмульсионных растворов (гидрофобные эмульсии) и у некоторых растворов на нефтяной основе.

Таким образом, при вскрытии пласта в статических и динамических условиях из бурового раствора выделяются фильтрат, а также твердые частицы, которые под действием перепада давлений проникают в пласт. Глубина их проникновения зависит от свойств пласта и бурового раствора. Твердые частицы, попадая в поры и каналы пласта и адсорбируясь на стенках скважины, создают фильтрационную (глинистую) корку, которая препятствует свободной фильтрации. В зависимости от размеров и формы частиц фильтрационная способность корки изменяется в широких пределах.

Результаты исследований, приведенные выше, указывают на необходимость вскрывать пласты буровым раствором высокого качества, не допускать больших избыточных давлений на пласт и стремиться к максимальному снижению времени контакта бурового раствора с пластом, т. е. проводить работы по вскрытию пласта и креплению его в минимально возможные сроки.

МЕХАНИЗМ ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ПЛАСТ

Как было отмечено выше, буровой раствор попадает в пласт в значительных количествах при поглощениях. Интенсивные поглощения бурового раствора наблюдаются при вскрытии пластов, сложенных различными породами: песками, песчаниками, известняками, туфами и др. Главной причиной поглощения является превышение давления в скважине над пластовым. При вскрытии трещинных коллекторов использование буровых растворов, создающих давление на забой, значительно превышающее пластовое, приводит к раскрытию естественных или образованию новых трещин, которые становятся каналами для раствора.

Замечено, что при испытании и эксплуатации скважин не всегда удается полностью извлечь поглощенный буровой раствор. Большая часть его остается в пласте. Особенно плохо извлекается раствор из трещинно-поровых коллекторов. Буровой раствор, попавший в пласт, закупоривает проницаемые каналы, занимая определенный объем порового пространства, вытесняет оттуда пластовую жидкость. Степень отрицательного влияния поглощенного бурового раствора зависит от физико-химических свойств пород, слагающих пласт, жидкостей, их насыщающих, и компонентов, входящих в состав бурового раствора.

Твердые частицы, содержащиеся в буровом растворе, могут проникать в пласт в определенных условиях. Глубина их

проникновения зависит от размеров поровых каналов, дисперсности частиц и перепада давлений.

На первой стадии проникновения наблюдается совместное движение смеси твердых частиц и жидкости (бурового раствора) в поровых каналах. Затем твердые частицы заклиниваются в каналах, и начинается выделение фильтрата. Заклинившиеся частицы в канале могут разрушаться движущимся фильтратом. В этом случае более мелкие частицы глубже проникают в пласт.

Исследования Ф. И. Котяхова, Н. В. Орнатского показали, что глинистый раствор слабо проникает в поры песка, так как на поверхности песка образуется плотная глинистая корка, препятствующая дальнейшему проникновению частичек глины в пласт. При наличии в растворе частичек барита или гематита способность дисперсной фазы проникать в пласт резко снижается. Твердые частицы, заполнившие каналы, резко снижают проницаемость призабойной зоны, причем ухудшение проницаемости тем больше, чем выше первоначальная проницаемость породы. При незначительной проницаемости также наблюдается внедрение твердых частиц в породу, но глубина их проникновения незначительна.

Таким образом, проникновение твердых частиц из бурового раствора в пласт можно рассматривать как две фазы одного процесса:

- 1) заполнение поровых каналов твердыми частицами;
- 2) создание глинистой корки, ограничивающей дальнейшее проникновение твердой фазы в пласт.

Во время заполнения поровых каналов твердые частицы могут проникать на незначительные расстояния ($0,2 \div 0,6R_{\text{скв}}$). После создания глинистой корки пути проникновения твердой фазы перекрываются, однако фильтрат продолжает поступать в пласт.

В трещинно-поровых коллекторах твердые частицы по трещинам проникают в пласт на значительные расстояния. Обычно по трещинам попадает в пласт буровой раствор. Таким образом, в этом типе коллекторов происходит поглощение бурового раствора.

Как лабораторные, так и промысловые исследования показывают, что фильтраты буровых растворов, особенно вода, значительно влияют на проницаемость призабойной зоны пласта. Чем глубже в пласт проникает вода, тем больше ее влияние. Глубина проникновения фильтрата зависит от перепада давлений (скважина—пласт), проницаемости и пористости породы и качества промывочной жидкости.

Вода как фильтрат бурового раствора ухудшает проницаемость пласта вследствие замещения пластовой жидкости в порах и каналах пласта и блокирования каналов, по которым движется пластовый флюид к скважине; набухания глинистых

частиц, содержащихся в пласте, в связи с чем проницаемость пласта уменьшается; образования стойких водонефтяных эмульсий; снижения эффективной проницаемости породы для нефтей и газа. Отфильтровавшаяся вода может быть пресной и соленой. Минерализованный фильтрат из засоленных растворов, смешиваясь с пластовой водой, может вступать с ней в химическое взаимодействие и образовывать труднорастворимые и нерастворимые осадки, уменьшающие проницаемость пласта.

Нефть из призабойной зоны вытесняется фильтратом, когда давление, созданное буровым раствором, намного превышает пластовое. При больших давлениях фильтрат может проникнуть в пласт на значительные расстояния и блокировать пути поступления нефти к забою скважины.

При опробовании скважин испытателями пластов нередко случаи, когда вместо пластовой жидкости поступает фильтрат. Фильтрат, оттеснивший нефть из призабойной зоны, может исказить результаты промыслово-геофизических исследований. При испытании скважины требуется осуществлять дополнительные мероприятия для извлечения фильтрата из пласта.

Созданием депрессии на пласт не удается извлечь весь проникший в него фильтрат. Некоторое количество его остается там в виде остаточной воды. Эта вода нарушает равновесие, сложившееся в пластовой системе. Ухудшение эффективной проницаемости может быть обусловлено закупоркой поровых каналов каплями жидкости под действием капиллярных сил, а также сокращением живого сечения капиллярных каналов вследствие образования на поверхности стенок каналов пленки фильтрата.

Физико-химические свойства отфильтровавшейся воды играют важную роль в процессах изменения эффективной проницаемости пластов. Например, щелочные воды более активно проникают в глубь пласта. Наличие связанной воды способствует проникновению ее в пласт. Важное значение имеют и физико-химические свойства нефтей. Если нефти содержат поверхностно-активные компоненты, то у нефтяных пленок крепче связь с твердой поверхностью и они препятствуют проникновению воды в пласт и снижению эффективной проницаемости.

Вода, отфильтровавшаяся в пласт, взаимодействует с глинистыми породами, которые часто встречаются в коллекторах различного типа в виде включений и пропластков. Особенно подвержены гидратации глины, содержащие минерал — монтмориллонит. Эти глины могут в 8—10 раз увеличивать первоначальный объем. В таких глинистых прослоях рост объема глины вызывает повышение бокового давления, что может привести к закупорке фильтрационных каналов и даже разрушению обсадной колонны.

Натриевые глины обладают гидрофильными свойствами и адсорбируют пресную воду. В результате этого образуется

пленка из воды, значительно снижающая эффективную проницаемость пласта для нефти и газа. Глины других групп менее поддаются гидратации.

На способность гидратации глин влияет качество воды. В. М. Барышевым было показано, что образцы понтической глины, взятой из разрезов нефтяных месторождений Апшеронского полуострова, в зависимости от солевого состава воды изменялись в объеме в 3—4 раза. При использовании жестких вод набухание глин значительно меньше, чем при щелочных. Исследования влияния растворов ПАВ на набухание глин показывают, что ПАВ не препятствует гидратации, а ПАВ, имеющие щелочную реакцию, способствует ей.

В связи с обширным взаимодействием фильтратов буровых растворов с породами пласта необходимо отметить, что до настоящего времени изучение свойств глин, встречаемых в разрезе, и их взаимодействия с фильтратом бурового раствора ведется недостаточно. Поэтому невозможно предупредить набухание глин в процессе вскрытия пластов.

На возможность образования водонефтяных эмульсий при проникновении фильтрата в нефтяной пласт указывает ряд авторов [17, 32], рассматривая два возможных варианта:

1. В процессе вскрытия пласта бурением, когда вращающимся долотом и струей бурового раствора, исходящей из насадок долота при большом давлении, создаются условия для смешивания пластовой жидкости с буровым раствором. При этом возможно образование эмульсии, которая за счет перепада давлений задавливается в пласт.

2. При контакте фильтрата бурового раствора с пластовой жидкостью образуется эмульсия. Предполагается не интенсивное, а пассивное перемешивание за счет переменных давлений на забое скважины, создаваемых столбом бурового раствора при различных технологических операциях: бурение, спуск-подъем инструмента и т. д. При этом значительно влияют физико-химические свойства как пластовой жидкости, так и фильтрата.

Фильтрат бурового раствора, смешиваясь с водой, содержащейся в пласте, может вступать в химические реакции и образовывать соединения с труднорастворимыми или нерастворимыми осадками. Например, при контакте фильтрата, содержащего ионы бария, с пластовой водой, содержащей сульфаты, образуется сульфат бария — нерастворимый осадок, способный закупорить поры.

Образование нерастворимых, малорастворимых или хлопьеобразных осадков возможно при взаимодействии и других растворов, в частности, фильтрат, содержащий NaOH и NaCO_3 , взаимодействуя с хлоркальциевыми водами, образует CaCO_3 и Ca(OH)_2 .

ПАРАМЕТРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ БУРЕНИЕМ И ПЕРФОРАЦИЕЙ

В процессе вскрытия пластов гидростатическое давление столба раствора в скважине должно уравнивать пластовое давление, чтобы не допустить притока из пласта и связанных с этим осложнений. В то же время должны приниматься все меры по предупреждению поглощения бурового раствора, ухудшающего проницаемость призабойной зоны пласта. Следовательно, буровой раствор должен иметь определенную плотность. Практика показывает, что изменение плотности всего на $0,01 \text{ г/см}^3$ иногда приводит к нарушению равновесия в ту или другую сторону.

Флюиды, насыщающие нефтеносный пласт, влияют на параметры буровых растворов. Это влияние зависит от химического состава флюида и содержания в нем газа.

Пластовая жидкость может попасть в буровой раствор в процессе бурения продуктивного пласта. Если в этот момент давление на пласт превышает пластовое, то приток пластовой жидкости исключен, а в выбуренной породе она занимает столь незначительный объем, что практически не влияет на плотность бурового раствора.

Газ более активен. Он может попасть в буровой раствор несколькими путями: за счет растворения, диффузии, адсорбции на поверхности глинистых частиц, эффузии. По мере подъема бурового раствора во время циркуляции давление в скважине уменьшается, растворенный газ выделяется из раствора и вместе со свободным расширяется, увеличивая объем раствора. Плотность раствора и гидростатическое давление на пласт снижаются, возникают условия для более интенсивного притока жидкости и газа из пласта. Таков механизм влияния газа на плотность бурового раствора. Если буровой раствор, вышедший из скважины, не дегазировать, то при закачке его в скважину увеличивается опасность неконтролируемого притока флюидов из пласта. Замечено, что при повышении вязкости буровой раствор газифицируется значительно быстрее, чем маловязкий. Следовательно, при вскрытии продуктивных пластов вязкость буровых растворов должна быть минимальной.

Плотность раствора при вскрытии продуктивных пластов для идеального случая должна быть такой, чтобы давление гидростатического столба было равно пластовому. Однако чтобы предупредить приток нефти и газа из пластов при их вскрытии, плотность раствора обычно повышают на $0,03—0,05 \text{ г/см}^3$ выше расчетной для исключения случайного снижения противодействия (газированная пачка, поршневание при подъеме).

На показатели бурового раствора влияют физико-химические свойства пород и жидкостей, их насыщающих, поэтому в каждом нефтяном районе тип бурового раствора и его химическую обработку выбирают в соответствии с установленными регламентами.

При вскрытии пластов перфорацией после спуска и цементирования обсадной колонны обычно применяют буровой раствор, который использовали для вскрытия пласта бурением. В то же время техника вскрытия пластов перфорацией позволяет проводить эти работы при давлениях, равных гидростатическому или меньше его. Однако этот способ пока не получил широкого распространения в нашей стране, в то время как он может оказаться весьма эффективным при вскрытии пластов с низкой проницаемостью в глубоких разведочных скважинах. В этом случае обсадную колонну заполняют пресной или соленой водой, водными растворами ПАВ, пеной, нефтью или облегченными растворами на углеводородной основе.

Заметим, что вскрытие пластов с применением буровых растворов на углеводородной основе или нефти в разведочных скважинах на новых площадях весьма нежелательно, так как нефть и фильтрат такого раствора, проникшие в пласт, могут значительно исказить результаты интерпретации геофизических исследований и испытания скважин.

Практике известно немало случаев, когда вода, проникающая в пласт, существенно не влияет на проницаемость призабойной зоны, что позволяет вскрывать пласт с использованием воды или бурового раствора с высокой водоотдачей. Тем не менее в большинстве случаев отмечается отрицательное влияние фильтрата, которое приводит к невозможности вызвать приток из продуктивных пластов.

Поэтому при планировании работ по вскрытию пластов необходимо учитывать физико-химические свойства пород и жидкостей, их насыщающих, а также фильтрата бурового раствора и в зависимости от этого устанавливать параметры бурового раствора.

Подвижность раствора, способность внедряться в проницаемую среду характеризуется его вязкостью. В последние годы используют эмульсионные буровые растворы с условной вязкостью 100—200 с. Вызов притока из пласта, вскрытого при использовании таких растворов, облегчается. Одной из причин, способствующей облегчению вызова притока из пласта, является ухудшение условий проникновения раствора в пласт.

Подытоживая сказанное о параметрах буровых растворов для вскрытия пластов, отметим, что большое разнообразие геолого-физических характеристик нефтесодержащих пород не позволяет выдать однозначные рекомендации. Но для всех случаев можно отметить:

- 1) плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы величина создаваемого гидростатического давления на пласт была близка к величине пластового давления;
- 2) водоотдача раствора не была бы высокой, так как во всех случаях фильтрат его влияет на проницаемость пласта;
- 3) вязкость бурового раствора не должна быть высокой;
- 4) раствор должен содержать минимально возможное количество твердой фазы, особенно механических взвесей;
- 5) при вскрытии пластов перфорацией необходимо использовать жидкости, не содержащие твердой фазы.

СХЕМЫ КРЕПЛЕНИЯ ЗАБОЕВ СКВАЖИНЫ

Способы крепления продуктивного пласта зависят от конструкции конкретной скважины. Вскрытие продуктивного пласта бурением можно осуществлять как до, так и после крепления ствола обсадной колонной. Крепление продуктивного пласта может осуществляться по одной из описанных ниже схем.

Первый вариант предусматривает вскрытие пласта бурением без спуска обсадной колонны в кровлю продуктивного пласта. Вскрытие пластов этим методом осуществляется в большинстве разведочных, а также эксплуатационных скважин. Применяют его там, где возможно совместное разбуривание продуктивного пласта и разреза, лежащего выше пласта. При этом пласт вскрывают полностью или частично, а затем производят крепление скважины по одной из схем, приведенных на рис. 3, а.

Схема I — колонна спущена до кровли пласта, и осуществлена манжетная заливка. Пласт оставлен открытым. В этом случае диаметр нижней части скважины в зоне продуктивного

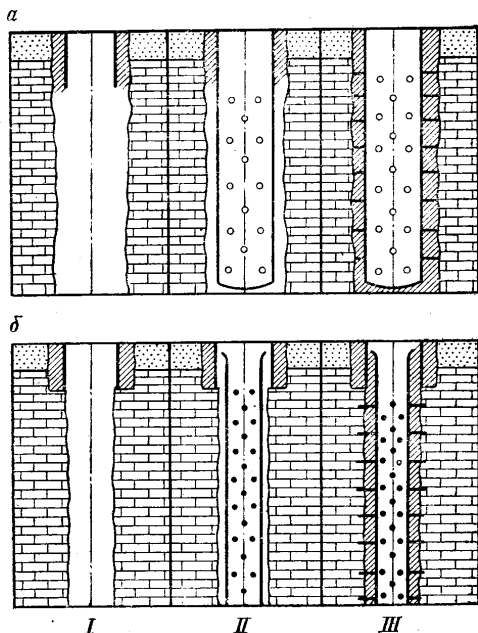


Рис. 3. Схемы крепления забоев скважин:

а — пласт вскрыт сплошным бурением; б — пласт вскрыт после цементирования колонны в кровле

пласта больше диаметра колонны. Эта конструкция осложняет все виды профилактических и ремонтных работ в скважине. Поэтому она используется очень редко и встречается в основном как результат недоспуска обсадной колонны до проектной глубины.

Схема II — колонна спущена до забоя, а цементирование ее осуществлено манжетным способом — выше кровли пласта. Часть колонны, находящаяся в интервале продуктивного пласта, не зацементирована и представляет собой фильтр, изготовленный на поверхности с круглыми или щелевидными отверстиями.

Схема III — спущенная до забоя обсадная колонна зацементирована обычным способом. Связь скважины с пластом осуществляется через перфорационные отверстия. Такой способ крепления пласта наиболее распространен.

Второй вариант — вскрытие пласта бурением осуществляют после крепления скважины обсадной колонной, спущенной в кровлю продуктивного пласта. Этот метод обычно используют при вскрытии пластов с давлением ниже гидростатического. Преимущество его заключается в том, что он позволяет осуществлять комплекс мероприятий по снижению вредного влияния бурового раствора на проницаемость призабойной зоны пласта. Пласт может быть вскрыт при давлении ниже гидростатического при применении пен, аэрированной жидкости или воздуха, а также местной промывки. За рубежом хорошие результаты получают при вскрытии пластов ударным бурением.

Во всех случаях при вскрытии продуктивного пласта необходимо использовать буровые растворы, минимально воздействующие на проницаемость пластов. Крепление продуктивного пласта может быть осуществлено по одной из схем, приведенных на рис. 3, б.

Схема I — вскрытый пласт обсадной колонной не закрепляют. Испытания и дальнейшая эксплуатация скважины с открытым забоем возможны при наличии твердых, устойчивых пород, слагающих пласт.

Схема II — пласт перекрывают фильтром, изготовленным на поверхности. Фильтр не цементируют.

Схема III — пласт перекрывают обсадной колонной (хвостовиком или до устья) с последующим ее цементированием. Связь скважины с пластом достигается за счет перфорации.

ФИЛЬТРЫ СКВАЖИН

Фильтром скважины называют часть обсадной колонны в интервале продуктивного пласта, имеющую отверстия для связи скважины с пластом. Содержание этого термина может быть расширено. Это связано с тем, что в последние годы все шире используются фильтры — закрепители призабойной зоны пласта, которые создают путем закачки в заколонное про-

странство и в пласт различных материалов, цементирующих неустойчивые породы и создающих проницаемые преграды. Под фильтром в скважине будем понимать часть колонны или искусственно созданную призабойную зону в интервале продуктивного пласта, имеющую каналы, которые обеспечивают связь скважины с пластом. Эта формулировка более точно отражает современные достижения в области техники вскрытия пласта и добычи нефти.

Фильтры должны отвечать следующим требованиям:

1) иметь достаточную пропускную способность, чтобы дебит скважины не зависел от его пропускной способности:

2) иметь достаточную прочность, чтобы противостоять горному давлению в зоне пласта и эрозии при движении через него пластовых флюидов;

3) ограничивать до минимума поступление в скважину песка и частиц породы, препятствующих нормальной эксплуатации скважины.

По способу установки (размещения) фильтры могут быть разделены на заколонные, трубные и внутрисклонные, по назначению — на обычные и специальные. По способу изготовления на созданные в скважине путем перфорации обсадной колонны, изготовленные на поверхности, созданные в призабойной зоне пласта.

Фильтры, созданные перфорацией скважины. Современные методы перфорации — кумулятивная, пулевая, гидроабразивная (гидропескоструйная) — позволяют создавать в колонне отверстия различного диаметра и плотности. Диаметры отверстий при кумулятивной перфорации могут быть от 4 до 14 мм в зависимости от типа перфоратора, мощности заряда и положения перфоратора по отношению к оси колонны.

Плотность отверстий в фильтре устанавливает геолого-техническая служба, однако заданное распределение отверстий по поверхности колонны не поддается контролю. Распределение отверстий зависит только от конструкции перфораторов. При повторной перфорации интервала направление выстрела может быть самым разнообразным, так как используемые перфораторы не позволяют фиксировать определенное направление, в котором производятся выстрелы.

При пулевой перфорации диаметры отверстий зависят от типа перфоратора и могут быть равными 12,7; 20 и 22 мм. Плотность отверстий при однократном спуске перфоратора зависит от конструктивных особенностей его, а при многократных спусках определяется геолого-технической службой. При пулевой перфорации нередки случаи, когда пули не пробивают трубу или остаются в ней. Поэтому число отверстий в колонне может не совпадать с числом выстрелов.

Как при кумулятивной, так и при пулевой перфорации в обсадной колонне могут образовываться трещины в трубах [13,

23]. В этом случае образуется как бы щелевые фильтры, улучшающие связь скважины с пластом.

Гидроабразивная перфорация позволяет создавать в колонне круглые отверстия, вертикальные или горизонтальные щели. Размер этих отверстий зависит от диаметра насадки, перепада давлений, времени резания. Плотность отверстий зависит от числа насадок, расстояний между ними и числа перемещений перфоратора в процессе перфорации.

Фильтры, созданные в результате перфорации обсадной колонны, имеют ряд преимуществ перед изготовленными на поверхности. Они обеспечивают разобщение пластов и пропластков; позволяют выборочно и поэтапно вырабатывать пласты и пропластки; не нарушают крепление призабойной зоны пласта цементным камнем, расположенным между трубами и породой; позволяют проводить изоляционные работы как в части пласта, так и во всем пласте.

Созданные перфорацией каналы обеспечивают необходимую связь пласта со скважиной, так как они пересекают не только обсадную трубу и цементный камень, но и внедряются в пласт, причем связь с пластом тем лучше, чем больше глубина проникновения перфорационного канала в пласт. Эти преимущества обеспечили широкое использование перфорации обсадных колонн.

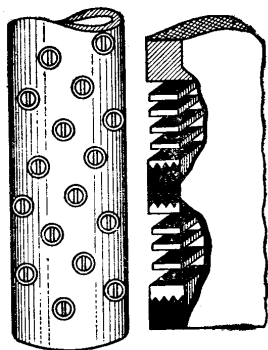
Фильтры, изготовленные на поверхности, по способу установки могут быть трубными и внутриколонными. Трубные фильтры спускают в скважину включенными в компоновку с обсадной колонной, и они не могут быть извлечены из скважины.

Внутриколонные фильтры спускают в обсаженную или необсаженную скважину. Они могут быть извлечены из скважины и заменены другими. Указанные фильтры по конструктивным особенностям делят на простые и сложные. Простыми являются трубы, имеющие круглые или щелевидные отверстия, сложными — проволочные, кнопочные, кольцевые, гравийные и др.

По назначению фильтры, изготовленные на поверхности, могут быть обычными (простые фильтры) и специальными (сложные фильтры), предупреждающими поступление в скважину песка и частиц породы. Простые фильтры изготавливают из обсадных труб, группа прочности и толщина стенок которых должна соответствовать прочностному расчету колонны в интервале их установки.

Отверстия диаметром от 1,5 до 20 мм сверлят обычно в шахматном порядке, расстояние между отверстиями должно быть таким, чтобы не снизить прочности трубы на смятие. Щели на трубе также размещают в шахматном порядке, а их ширина обычно составляет 0,4—5 мм. Они могут быть как поперечными, так и продольными.

Рис. 4. Кнопочные фильтры



Сложные проволочные фильтры также изготовляют из обсадных труб, в которых просверливают отверстия диаметром 8—20 мм или прорезают продольные щели шириной 5 мм и длиной 60 мм. К наружной поверхности обсадной трубы приваривают планки, поверх которых наматывают стальную, никелевую или бронзовую проволоку. Проволока может быть круглого, прямоугольного или трапецеидального сечения. Расстояние между витками выбирают в зависимости от фракционного состава песка, слагающего пласт, и вязкости насыщающей его жидкости.

При изготовлении кнопочных фильтров в обсадных трубах просверливают отверстия диаметром 8—20 мм. Затем в эти отверстия вставляют и закрепляют круглые пробки (кнопки), снабженные щелями шириной 0,15—2,5 м. Кнопки (пробки) изготовляют из стали, бронзы и пластмасс. Наружный диаметр кнопочных фильтров соответствует диаметру обсадной трубы. Устройство кнопочного фильтра показано на рис. 4.

Кольцевые фильтры (рис. 5) изготовляют из обсадных труб, подготовленных как и для фильтра с круглыми отверстиями. Затем на трубу приваривают кольцевой упор и надевают стальные кольца. Расстояние между кольцами регулируется калибровочными металлическими пластинками. Кольца фиксируют на трубе муфтой.

Гравийные фильтры изготовляют из двух концентрически расположенных труб, имеющих щели различной ширины. Кольцевое пространство между трубами заполнено гравием. Наружный фильтр с целью уменьшения наружного диаметра и снижения веса конструкции может быть изготовлен из перфорированного металлического листа или металлической сетки. Толщина слоя гравия составляет 20—25 мм. При выборе диаметра гравийного фильтра учитывают его проходимость по стволу, для чего диаметр фильтра обычно делают на 25 мм меньше диаметра скважины. Гравийный фильтр можно использовать в скважинах большого диаметра.

Кроме описанных, в промышленной практике используют фильтры других конструкций, например, изготовленные из нескольких слоев металлической

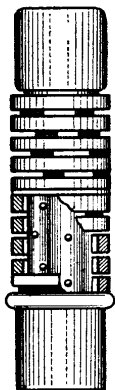


Рис. 5. Кольцевой фильтр

сетки, из пластмассовых цилиндров, из керамических элементов различной пористости и проницаемости.

Фильтры, созданные в призабойной зоне пласта, подразделяют на два вида: созданные в стволе скважины или внутри обсадной колонны и в заколонном пространстве как после спуска эксплуатационной колонны, так и до ее спуска.

Фильтры, создаваемые в призабойной зоне, предназначены для предохранения ее от разрушения.

Гравийные фильтры ограничивают или предупреждают поступление песка из пласта в скважину, создают зону повышенной проницаемости и укрепляют пласт.

Исследования показывают, что дебит скважин с гравийными фильтрами зависит от отношения проницаемости пласта и гравийного фильтра и радиуса зоны, заполненной гравием. На выбор зерен гравия влияет величина зерен песка. При сферической форме гранул песка и гравия фильтр будет задерживать песок при условии:

$$D = 12,96d \quad (1.7)$$

(D и d — соответственно диаметры гранулы гравия и песка).

В практике используют отношение диаметров гравия и песка, равное 4—8. Считается, что толщина слоя гравия за обсадной колонной более 0,4 м незначительно повышает эффективность фильтра, а сложность в создании фильтра такого диаметра многократно возрастает.

Различают три вида гравийных фильтров: нормальные, когда гравий закачивают за стенки колонны после ее спуска; фильтры, созданные до спуска колонны; фильтры, созданные в эксплуатационной колонне.

При создании нормальных фильтров гравий к забою скважины доставляется по насосно-компрессорным или буровым трубам или с помощью желонки. Одна из схем закачки гравия в скважину прямой промывкой с использованием приспособления для перекрестной циркуляции приведена на рис. 6. Чтобы гравий мог поступать в заколонное пространство, обсадная колонна должна быть перфорирована с плотностью не менее 20 отверстий на 1 м, а их диаметр не должен быть более 12 мм.

Гравийные фильтры до спуска колонны в скважину создают после расширения призабойной зоны. При использовании гидравлического расширителя можно одновременно с расширением ствола заполнять скважину гравием. В других случаях гравий доставляют на забой желонкой, при промывке скважины или путем засыпки гравия в скважину с поверхности. Во всех случаях засыпке гравия должна предшествовать очистка стенок скважины.

Фильтры, созданные в эксплуатационной колонне, схематически показаны на рис. 7.

Рис. 6. Схема приспособления для перекрестной циркуляции

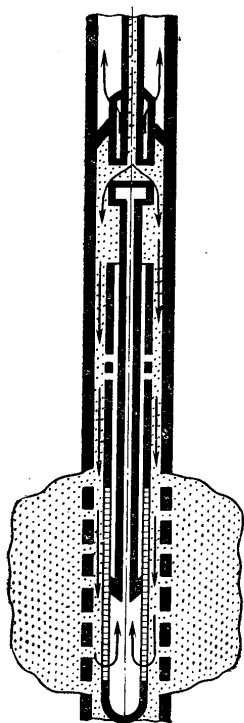
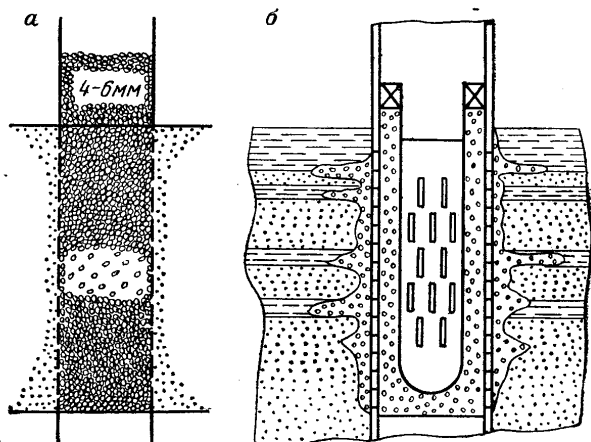


Рис. 7. Гравийные фильтры, созданные в эксплуатационной колонне



Один из фильтров (рис. 7, а) представляет собой гравийно-песчаную пробку, которая перекрывает интервал перфорации на 2—4 м выше верхних дыр фильтра. Для верхней части пробки используют крупный гравий (4—6 мм), который может быть дополнительно укреплен смолами. Во всех случаях необходимо принимать меры, предупреждающие движение гравия в фильтре во время эксплуатации скважин. Уплотнение гравия в фильтре достигается созданием давления в скважине, максимальная величина которого зависит от прочностной характеристики обсадной колонны. В некоторых случаях может наблюдаться продавливание гравия в пласт.

Гравийные фильтры, приведенные на рис. 7, б, используют в скважинах с высоким пластовым давлением и интенсивным выносом песка. При снижении дебита скважины вследствие закупорки фильтра песком он легко может быть заменен новым.

Песчаные фильтры представляют собой крупный отсортированный песок, закачанный в пласт; их можно рассматривать как разновидность гравийного фильтра. На одну операцию по созданию фильтра может быть израсходовано до 20 т песка, фракционный состав которого зависит от размера пластового песка. Закачка крупного песка позволяет ограничить движение песка

из пласта и улучшить условия эксплуатации скважины. Закачанный в пласт песок может быть закреплён цементно-песчаным или цементным раствором, смолой или пластмассой.

Крепление призабойной зоны смолами основано на их свойстве переходить из жидкого состояния в твердое под действием температуры. Исходными материалами для получения смол служат сырые фенолы и формалин, а катализаторами — щелочи или кислоты. Для ускорения затвердения смол применяют соляную кислоту и подогретую нефть.

Для крепления призабойной зоны пласта могут быть использованы и пластмассы. Для регулирования продолжительности реакции при низких температурах фенол частично заменяют крезолом. Время затвердения пластмасс регулируется катализаторами.

Применение пластмасс в СССР и за рубежом увеличивается, так как они позволяют более эффективно закреплять призабойную зону пласта.

На промыслах Румынии для создания фильтра используется раздробленная скорлупа грецких орехов, смоченная жидкой смолой. После закачки в пласт эта масса затвердевает, образуя структуру, препятствующую проникновению песка в скважину. Проницаемость структуры от 5 до 100 Д, сопротивление сжатию — 100—140 кгс/см², прочность структуры обратно пропорциональна проницаемости.

Одним из преимуществ использования скорлупы является небольшая плотность ее (1,35 г/см³), вдвое меньшая, чем песка.

§ 3. ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ

ВЫБОР СПОСОБА ПЕРФОРАЦИИ

В настоящее время известны три способа вторичного вскрытия пласта для обеспечения гидродинамической связи обсаженной скважины с пластом: перфорация кумулятивными или пулевыми перфораторами; гидropескоструйная (гидроабразивная) перфорация; торпедирование.

Наибольшее распространение имеют кумулятивная и пулевая перфорации. Из общего объема вторичного вскрытия пластов в последние годы как в СССР, так и за рубежом на долю кумулятивной перфорации приходится 90—95 %, а пулевой 5—10 %.

Вскрытие пластов гидropескоструйной перфорацией (ГПП) по различным причинам не получило широкого распространения. В основном ее используют в глубоких разведочных скважинах. В ряде районов ГПП используют в скважинах, где другие виды перфорации оказались неэффективными.

Торпедирование как метод вскрытия пластов используется редко. Одно время его широко применяли в скважинах, где

после кумулятивной или пулевой перфорации не удавалось получить притока или добиться гидродинамической связи с пластом. Учитывая, что торпедирование почти всегда приводит к разрушению колонны, его считали крайним средством для получения притока из пласта. После внедрения ГПП в промышленную практику торпедирование практически не проводят.

Кумулятивная и пулевая перфорации обеспечивают высокую производительность труда. В абсолютном большинстве случаев после кумулятивной или пулевой перфорации удается достигнуть гидродинамической связи с пластом. Кумулятивная перфорация эффективнее и производительнее пулевой.

Промышленность производит мощные пулевые перфораторы (ПВН90), имеющие пробивную способность выше кумулятивных при сравнимых наружных диаметрах. Однако этот перфоратор за один спуск выполняет восемь отверстий на длине 2 м, а кумулятивный (ПКС105Т, ПКС80Т) — 180 отверстий на длине 30 м. Однако в промышленной практике одновременная перфорация такого большого числа отверстий не допускается.

В связи с ростом глубин и увеличением мощности пластов на вновь открываемых месторождениях такой фактор, как уровень производительности труда, становится преобладающим. Поэтому нельзя ожидать резкого увеличения объемов ГПП вследствие низкой производительности труда. Вскрытие пластов ГПП эффективнее других методов, но этот процесс требует большого числа одновременно работающих агрегатов, отнимает много времени на подготовительно-заключительные работы и на прорезание отверстий. Вследствие низкой надежности оборудования нередко случаи остановки процесса до его окончания. Объем проведения ГПП ограничен также отсутствием подъездных путей к разведочным скважинам и удаленностью их от буровых предприятий. Очевидно, что ГПП должна быть использована для получения притока из пластов, в которых другие методы оказались неэффективными, а также для подготовки скважин для производства направленных гидроразрывов или кислотных обработок и других методов интенсификации притока.

В последнее время ВВ пытаются использовать для создания трещин в пласте с целью интенсификации притока. Для этого применяют как жидкие, так и твердые ВВ. Описано несколько случаев применения в СССР и за рубежом ядерной энергии для интенсификации притока нефти и газа из пластов. Так как взрывы больших количеств ВВ и ядерные взрывы направлены на увеличение нефтеотдачи пластов, улучшение условий притока в действующих, уже освоенных скважинах, в этой работе они рассматриваться не будут.

Из сказанного выше следует, что в промышленной практике вскрытие пластов кумулятивной и пулевой перфорацией занимает и будет занимать ведущее место. Несомненно также, что

предстоит еще сделать многое для усовершенствования процесса перфорации, исключения сопутствующих нежелательных явлений, ускорения и снижения стоимости перфорационных работ.

Основные требования, предъявляемые к перфорации скважин, могут быть сведены к следующему: обеспечить гидродинамическую связь с пластом, не влияя на качество крепления.

Идеальным можно было бы считать вскрытие путем сверления каналов, соединяющих скважину с пластом. Но приспособлений для сверления таких каналов создать не удается.

Отверстия в колонне, образуемые кумулятивной струей, имеют самые разнообразные формы и геометрические размеры. Можно считать, что канал, образованный кумулятивной струей, представляет удлиненный конус, причем сечение его в цементном камне несколько большее, чем в теле обсадной трубы.

Наиболее распространенный перфоратор ПК103 (105ДУ) делает на 1 м 12 отверстий, расположенных по винтовой линии. Модифицированный перфоратор ПК103×104 делает 4 отверстия в горизонтальной плоскости, но пробивная способность этого перфоратора значительно меньше, чем у ПК103.

Перфораторы типов ПКС и ПКО пробивают 6—10 отверстий на 1 м, или 3—5 отверстий в двух плоскостях, расположенных под углом 180°. Пулевые перфораторы также имеют ограничение плоскостей перфорации. В конструктивном отношении ни перфораторы, ни кабель не снабжены средствами их ориентации перед выстрелом. Поэтому повторная перфорация интервала для увеличения плотности отверстий не гарантирует изменения направления каналов. Казалось бы, что это отрицательно сказывается на результативности перфорации, а следовательно, и на вызове притока. Однако в большинстве случаев этого не наблюдается. Здесь важную положительную роль играют каналы и трещины, образованные в результате деформации колонны, цементного камня и прилегающей к забою части пласта.

Стеновыми [13] и промысловыми [23] исследованиями доказано, что при проведении кумулятивной и пулевой перфораций обсадная колонна и цементный камень деформируются. Обследование интервала перфорации в скважинах и на стендах с помощью фотоаппаратов и другими методами выявило наличие трещин различных размеров в теле трубы. В отдельных случаях при промывке скважин после перфорации наблюдается вынос обломков цементного камня и породы, поступивших в скважину через трещины в трубе. Можно предположить, что при перфорации с использованием ВВ всегда происходит деформация обсадных труб и цементного камня, только в одних случаях она приводит к нарушению целостности обсадной колонны и цементного камня, а в других — не приводит.

Деформация цементного камня сопровождается его растрескиванием, а также нарушением контакта с обсадными тру-

бами. Все это создает дополнительные каналы для движения жидкости. В этих условиях даже небольшого числа отверстий в колонне достаточно для обеспечения хорошей гидродинамической связи скважины с пластом. Однако значительные повреждения, приведшие к разрушению обсадной колонны и призабойной зоны, могут осложнить процесс испытания и последующей эксплуатации скважины, поэтому следует принимать меры по их предупреждению.

Деформации, не разрушающие колонны, но способствующие образованию трещин в цементном камне и призабойной зоне пласта, приводят к улучшению притока флюидов. Следовательно, их можно рассматривать как фактор, улучшающий вскрытие пластов перфорацией. К сожалению, промысловая практика не располагает эффективными средствами контроля за состоянием цементного кольца.

Высокая эффективность кумулятивной перфорации в какой-то степени связана с деформациями колонны, цементного камня и породы. Возможно, что большое значение имеет и создание области повышенных давлений во время одновременного взрыва нескольких зарядов. Состояние колонны после перфорации обычно не исследуется, поэтому отсутствуют данные, по которым можно было бы судить о происшедших изменениях. Тем не менее они существуют и значительно влияют на результаты испытания и на продуктивность скважин. Все эти вопросы требуют проведения исследований в промысловых условиях.

Некоторые исследования явлений, происходящих в скважине при перфорации, были выполнены для условий белорусских нефтяных месторождений.

Для оценки величины давления в скважине во время взрыва различного числа зарядов были использованы крешерные приборы, применяемые в аппаратах для гидроразрыва пласта пороховыми газами (рис. 8). Принцип действия крешерного прибора основан на свойстве металлов деформироваться при воздействии на них внешних сил. Между двумя плоскостями, одна из которых подвижная, располагается крешерный столбик, изготовленный из меди. Столбики тарируются по партиям изготовления. Высота деформированного столбика зависит от величины давления, воздействующего на него (рис. 9). Измерив высоту деформированного столбика, по тарифовочным таблицам находят величину давления.

В ходе исследований величина давления была измерена в различных условиях: при различном числе зарядов, при наличии перфорационных отверстий, на различном расстоянии от места взрыва, от положения зарядов в сборке [24].

Исследования показали, что при кумулятивной перфорации в зоне взрыва возникают давления, значительно превышающие горное давление. Минимальное давление при взрыве 10 зарядов ПКС80 составило 838 кгс/см², а максимальное — 2780 кгс/см²

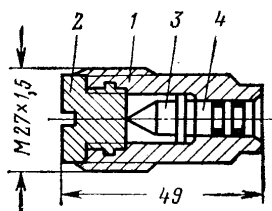


Рис. 8. Крешерный прибор:

1 — корпус; 2 — пробка; 3 — крешерный столбик; 4 — поршень

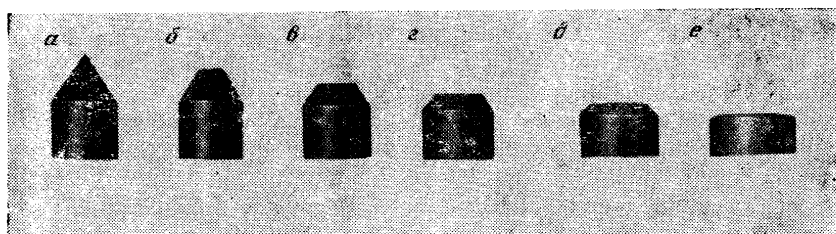


Рис. 9. Крешерные столбики:

а — новый; после воздействия давления в кгс/см²: б — 383; в — 983; г — 1448; д — 2120; е — 2780

при взрыве 58 зарядов ПКС105. Естественно, в этом диапазоне давлений возникают и деформации, и разрушения эксплуатационных колонн, гидроразрывы пласта, приводящие к поглощению раствора, находящегося в скважине.

При исследовании процессов, происходящих в скважине во время кумулятивной перфорации, установлено, что высокая эффективность вскрытия пластов является результатом взаимодействия различных факторов, влияющих на состояние эксплуатационной колонны, цементного камня и призабойной зоны пласта. Следовательно, используя перфораторы различных типов и разное число зарядов при одновременном взрыве для вскрытия пластов с отличающимися характеристиками, можно повысить эффективность процесса вскрытия.

СРАВНЕНИЕ ПРОБИВНОЙ СПОСОБНОСТИ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПЕРФОРАТОРОВ

Технические характеристики основных типов перфораторов приведены в табл. 6 [36].

В практике используют кумулятивные перфораторы нескольких типов, отличающиеся способом крепления кумулятивного заряда, его мощностью и габаритными размерами аппаратов. По способу герметизации зарядов кумулятивные перфораторы делят на корпусные и бескорпусные. Корпусные перфورا-

торы в свою очередь делятся на перфораторы многократного и однократного использования.

Корпусные перфораторы типа ПК — перфораторы многократного использования. Заряды в них размещаются в высокопрочном стальном корпусе. Существует несколько типоразмеров перфораторов: ПК103, ПК85, ПК65. Цифрами указан наружный диаметр корпуса. Перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ и ПК65ДУ имеют дополнительные уплотнения, могут применяться при давлениях до 1000 кгс/см^2 и температуре 200°C .

Перфораторы типа ПКО с неразрушающимся или полностью разрушающимся корпусом — одноразового использования. Корпуса таких перфораторов изготовляют из стальных (неразрушающиеся) или стеклянных (разрушающиеся) труб. Наибольшее распространение получили перфораторы ПКО89 и ПКО73, корпуса которых изготовлены из насосно-компрессорных труб. ПКОТ — перфоратор ПКО с вставленной внутрь толстостенной трубой, предупреждающей перфоратор от сминающих усилий, его используют при давлении до 1200 кгс/см^2 .

Особое место занимают перфораторы типа ПНК, спускаемые в скважину на насосно-компрессорных трубах (ПНК89 и ПНК73). Перфораторы этого типа отличаются от ПКО наличием взрывного устройства, приводимого в действие давлением жидкости.

В бескорпусных перфораторах типа ПКС заряды со стеклянными оболочками монтируются в гнездах металлических лент. Заряды этих перфораторов содержат больше ВВ, чем заряды корпусных перфораторов. Перфораторы типа КПР или ПР после взрыва разрушаются полностью.

На рис. 10 показано устройство перфоратора ПР54, предназначенного для спуска в насосно-компрессорные трубы. Заряды разрушающихся перфораторов заключены в герметичные оболочки из хрупких материалов: сплавов алюминия, керамики, пластмассы и др.

Не описывая пулевые и торпедные перфораторы, отметим, что они могут использоваться в отдельных случаях, при выполнении специфических работ при испытании скважин.

Пробивная способность перфораторов различных типов показана на рис. 11. Наилучшую пробивную способность имеют кумулятивные перфораторы ПКС105Т, ПКО89, ПНК98. Перфораторы ПК105ДУ, ПКО73 и ПКС80 имеют примерно одинаковую пробивную способность, которая в 1,5 раза ниже, чем у перфораторов ЦКС105Т.

Следует обратить внимание на пробивную способность пулевого перфоратора с вертикально-криволинейным стволом ПВН90. Этот перфоратор способен пробивать отверстие диаметром 20 мм глубиной 145 мм в твердых породах и до 350 мм в породах средней твердости. Отметим, что максимальная глубина проникновения каналов в пласт, представленный

Таблица 6

Перфоратор	Шифр перфоратора	Диаметр (внешний) обсадной колонны, мм	Масса ВВ одного заряда, г	Предельные параметры применения	
				T, °C	p, кгс/см ²
А. Кумулятивный а) корпусной на кабеле б) корпусной на трубах в) бескорпусной на кабеле г) разрушающийся д) раскрывающийся	ПК105ДУ	146—178	21,5	180	1000
	ПК85ДУ	114—146	12,5	180	1000
	ПК65ДУ	89—114	7,2	150	800
	ПКО89	127—178	50,0	180	600
	ПКОТ89	127—178	50,0	200	1200
	ПКО73	114—146	28,0	180	600
	ПКОТ73	114—146	28,0	200	1200
	ПКН89	127—178	50,0	130	600
	ПКС105Т	146—173	50,0	150	800
	ПКС80Т	114—146	21,5	150	800
	ПКС65	89—114	19,5	150	800
	КПРУ65	89—114	30,0	150	800
Б. Пулевой	ПКР54 (ПР54)	73—114	15,0	150	800
	ПВН90	146—187	45	110	500
	ПБ2100	168—178	5	110	800
	ПБ285	140—168	4	110	800
В. Торпедный (снарядный)	ТПК22	168—178	27	110	500

Примечания: 1. Цифрами в шифре перфоратора обозначен наружный диаметр в мм. Д с толщиной 10 мм, слоя цементного камня толщиной 25 мм, с прочностью на сжатие и всестороннем давлении $p=300$ кгс/см². Глубина канала L_k измерена от внутренней поверхности носика пули снаряда. Диаметр канала d_k дан в стенке трубы в свету (минимальный) и

породами средней твердости, у кумулятивных перфораторов ПКС105Т и пулевого перфоратора ПВН90 одинакова, а диаметр канала, образованный кумулятивными зарядами, значительно меньше, чем пулевыми. Несмотря на то что производительность пулевых перфораторов намного ниже, чем кумулятивных, необходимо учитывать образование каналов большого диаметра при вскрытии пластов небольшой мощности.

Исследования показали, что при давлениях до 300 кгс/см² на пробивную способность кумулятивных перфораторов влияет давление среды, а при давлениях 300—1500 кгс/см² этого влияния не наблюдается. Температура среды существенно не влияет на глубину проникновения канала в пласт.

Зависимость пробивной способности кумулятивной струи от прочности горной породы показана на рис. 12.

Диаметр отверстия в колонне существенно зависит от прочности обсадной трубы (рис. 13).

Максимальная плотность перфорации за один спуск, отв/м	Максимальная мощность вскрываемого интервала за один спуск, м	Размеры пробитого канала, мм				
		длина L_k		диаметр d_k		
		при $\sigma = 450$ кгс/см ²	при $\sigma = 250$ кгс/см ²	в трубе	в породе	
					при $\sigma = 450$ кгс/см ²	при $\sigma = 250$ кгс/см ²
12	3,5	145	190	8,3	8,5	10,0
13	2,5	95	130	5,0	7,0	8,0
12	2,5	55	75	4,0	4,5	5,5
6	10,0	250	330	14,0	12,0	14,0
6	10,0	250	330	14,0	12,0	14,0
10	10,0	155	190	13,0	11,0	13,0
10	10,0	155	190	13,0	11,0	12,7
6	10,0	250	330	14,0	12,0	14,0
6	30,0	275	365	14,0	12,0	14,0
6	30,0	165	200	8,0	8,0	10,0
6	30,0	115	180	10,5	8,0	9,0
8	30,0	190	250	11,0	10,0	12,0
10	25,0	150	200	10,0	10,0	12,0
4	2,0	145	350	20,0	20,0	20,0
18	2,5	85	145	12,7	12,7	12,7
18	2,5	65	110	12,7	12,7	12,7
6	1,0	100	160	22,0	22,0	22,0

2. Размеры канала даны для случая перфорации обсадной трубы из стали группы прочности $\sigma=200$ кгс/см² и прочностью горной породы с $\sigma=450$ и 250 кгс/см² при температуре $T=20^\circ\text{C}$ ности стенки обсадной трубы до конца канала (для пулевых и торпедных перфораторов до в породе на середине длины канала.

На пробивную способность всех стреляющих перфораторов влияют плотность и толщина слоя жидкости между перфоратором и обсадной колонной. На рис. 14 показано изменение пробивной способности различных перфораторов в зависимости от величины зазора между зарядом и мишенью. Из этих данных видно, что для уменьшения потерь энергии на пробивание слоя жидкости необходимо максимально приближать ствол перфоратора к стенке простреливаемой колонны.

Область применения перфораторов различных типов зависит прежде всего от их технических характеристик, из которых главными являются диаметр, термостойкость ВВ и способность противостоять давлению. Как видно из табл. 6, кумулятивные перфораторы можно применять при температуре $130-200^\circ\text{C}$, в то время как пулевые, включая торпедный (снарядный), перфораторы — только до 110°C . Кумулятивные перфораторы различной степени герметизации обеспечивают вскрытие пластов

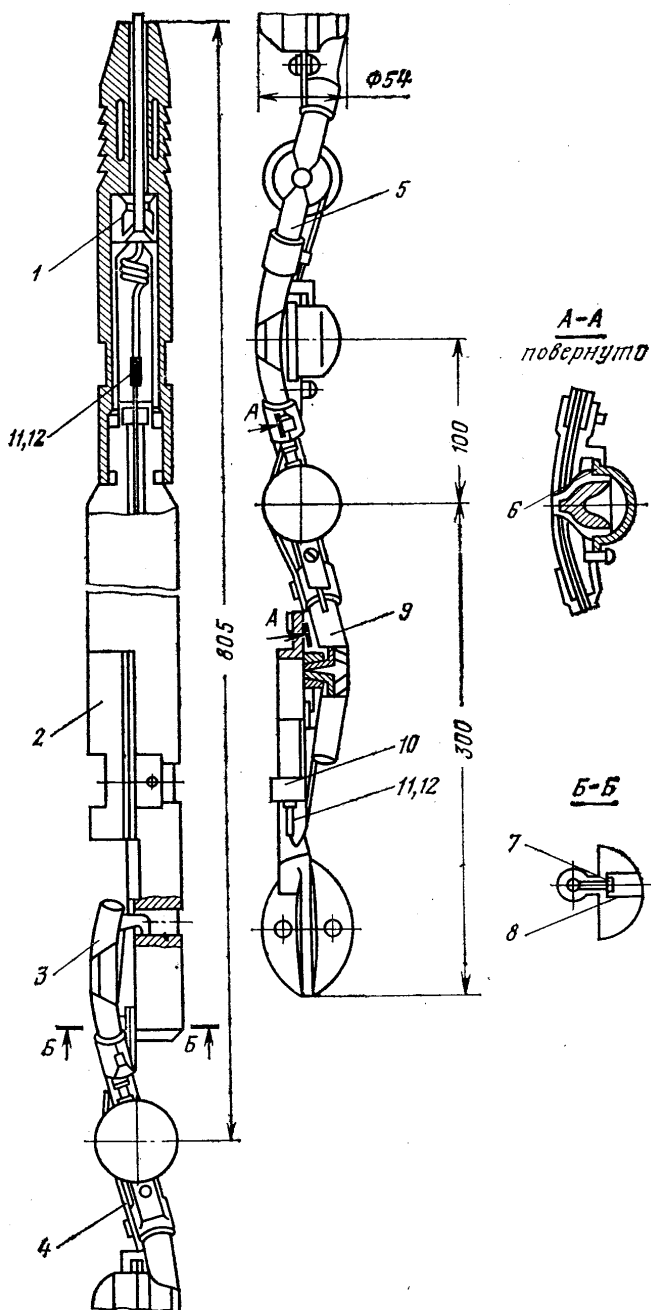


Рис. 10. Кумулятивный разрушающийся перфоратор ПР54:

1 — кабельный наконечник; 2 — головка; 3 — переводник; 4 — электропровод; 5 — секция; 6 — зарядный комплект; 7 — винт; 8 — пружинная шайба; 9 — наконечник; 10 — взрывной патрон; 11 и 12 — изоляционная лента и лентопара

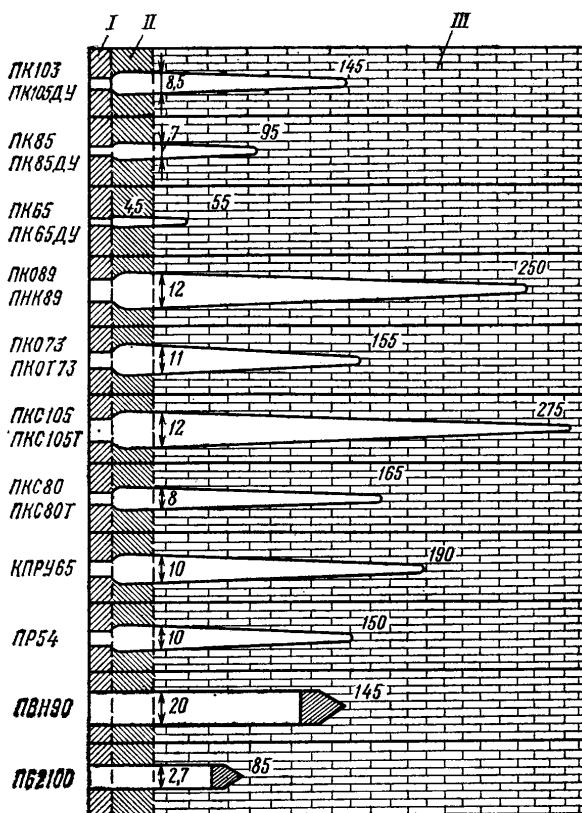
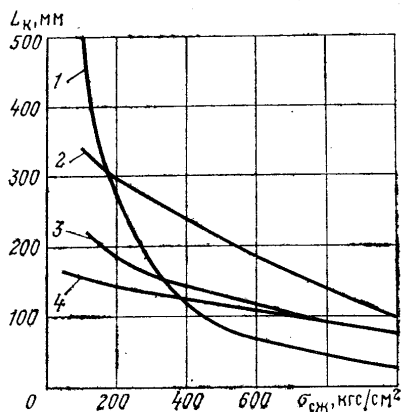


Рис. 11. Пробивная способность перфораторов для условий:

пробивается труба из стали марки Д, толщиной 10 мм, цементное кольцо за колонной 25 мм с $\sigma_{сж} = 200$ кгс/см², прочность породы $\sigma_{сж} = 450$ кгс/см² при температуре 20 °С и всестороннем давлении 300 кгс/см²; I — обсадная труба; II — цементное кольцо; III — порода

Рис. 12. Зависимости длины каналов L_k от прочности горной породы (по Г. Д. Томпсону):

1 — пулевой 100-мм перфоратор (скорость пули 900—1000 м/с); 2 — кумулятивный корпусной 100-мм перфоратор; 3 — кумулятивный бескорпусный 45-мм перфоратор; 4 — гидродескоструйный перфоратор (при продолжительности действия струи 30 мин)



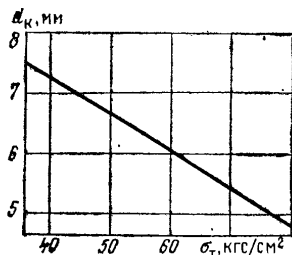


Рис. 13. Зависимость диаметра канала d_k , пробиваемого в трубе кумулятивной струей (по Р. Л. Робинсону), от прочности (предела текучести σ_T) материала трубы

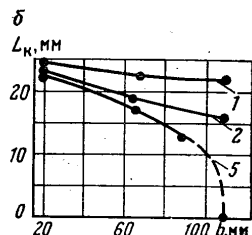
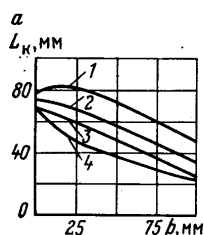


Рис. 14. Зависимость пробивной способности перфоратора от прочности и толщины слоя b между перфоратором и преградой (стальной мишенью):

a — кумулятивный перфоратор ПК103; b — пулевой перфоратор; 1 — в воздухе; 2 — в воде; 3 — в растворе плотностью 1,64 г/см³; 4 — в растворе плотностью 2,2 г/см³; 5 — в растворе плотностью 2,1 г/см³ (пунктирная часть кривой означает рикошет пули и потерю пробивной способности)

при забойном давлении 800—1000 и 1200 кгс/см², а пулевые — 500—800 кгс/см².

Практика использования кумулятивных и пулевых перфораторов в различных условиях позволяет привести некоторые рекомендации по выбору диаметра перфоратора в зависимости от диаметра обсадной колонны и плотности раствора в скважине. Для корпусных перфораторов типа ПК минимальный зазор между перфоратором и обсадной колонной должен быть 10—15 мм, для корпусных ПКО и бескорпусных 15—20 мм. При плотности бурового раствора выше 1,5 г/см³ зазор следует увеличивать в 1,5 раза.

Для пулевых и торпедных перфораторов диаметром 60—100 мм рекомендуемый зазор составляет 25—45 мм независимо от плотности раствора, а для перфоратора ПВН90 минимальный зазор 20 мм.

Во всех случаях до проведения перфорационных работ обсадные колонны должны быть прошаблонированы, причем диаметр шаблона должен быть не меньше диаметра перфоратора.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КАЧЕСТВО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА ПЕРФОРАЦИЕЙ

Отрицательное влияние бурового раствора на состояние призабойной зоны пласта наблюдается и в период вскрытия его перфорацией. Буровой раствор, попадая в перфорационные каналы, закупоривает их твердыми частицами, а отфильтрованная из раствора вода проникает в пласт и снижает его про-

нищаемость. Чем выше давление на пласт, тем глубже проникает в него фильтрат, сильнее закупориваются перфорационные каналы и уменьшается коэффициент продуктивности [36].

Таким образом, для создания лучших условий притока жидкости из пласта в скважину перфорацию необходимо производить при минимально возможном превышении забойного давления над пластовым, а еще лучше при условии их равенства или при небольшой депрессии.

Качество вскрытия пласта также зависит от плотности перфорации — числа отверстий приходящихся на 1 м колонны. Во всех нефтяных районах плотность перфорации подбирают опытным путем для каждого типа коллекторов. Обычно плотность составляет 10—20 отверстий. В отдельных разведочных скважинах плотность перфорации повышают до 30—40 отверстий и более. Для каждого месторождения должны быть установлены научно обоснованные нормы плотности перфорации. При их разработке наряду с гидродинамической оценкой вскрытия пласта обязательно должна быть рассмотрена и экономическая сторона вопроса, так как стоимость перфорации, особенно кумулятивной, высока и занимает большой удельный вес в общих затратах на испытание скважины.

Исследования, проведенные на месторождениях Башкирии и Татарии [36], показали, что коэффициент продуктивности скважин растет пропорционально увеличению плотности перфорации в интервале от 5 до 10 отверстий. Последующее увеличение плотности перфорации приводит к незначительному росту коэффициента продуктивности.

По данным о пробивной способности перфораторов, приведенным в табл. 6, сделаны расчеты, а по графикам В. И. Щурова определены значения показателя несовершенства по характеру вскрытия (C_1) для скважин диаметром 0,2 и 0,25 м при использовании различных перфораторов и плотности перфорации 10, 20, 30 и 40 отверстий. Другими словами, определена зависимость C_1 от плотности перфорации (рис. 15). Эти графики позволяют определять плотность перфорации для перфораторов различных типов при $C_1=0$ или определять величину C_1 , если известна плотность перфорации.

Оптимальная плотность перфорации по графикам, когда скважина диаметром 200 мм теоретически должна быть совершенной по характеру вскрытия, составляет для ПК103 (ПК105ДУ)—27, ПК85—45, ПКС105—6 и ПКС80—27 отверстий. Дальнейший рост плотности перфорации ведет к снижению величины C_1 до отрицательных значений, но так как сверхсовершенство скважины по характеру вскрытия не может существенно повлиять на ее дебит, к этому стремиться не следует. При увеличении диаметра скважины плотность перфорации необходимо несколько повысить, при вскрытии пластов толщиной более 10 м ее можно снижать.

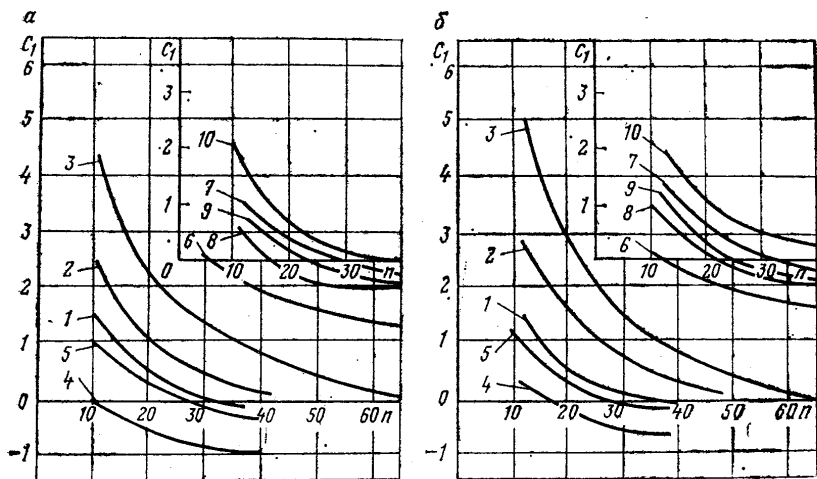


Рис. 15. Зависимость показателя несовершенства скважины по характеру вскрытия C_1 от плотности перфорации n для условий:

пробивается труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, слой цементного кольца за колонной 25 мм с $\sigma_{сж} = 200$ кгс/см²; прочность породы $\sigma_{сж} = 450$ кгс/см², температура 20 °С, давление 300 кгс/см²: а — $r_c = 0,1$ м; б — $r_c = 0,125$ м; 1 — ПК103; 2 — ПК85; 3 — ПК65; 4 — ПК089; 5 — ПК073; 6 — ПКС105; 7 — ПКС80; 8 — КПРУ65; 9 — ПБН90; 10 — ПБ2100

Важную роль при вскрытии пласта перфорацией играет выбор типа перфоратора, так как последние имеют различную пробивную способность. На практике не всегда учитывается этот факт, и плотность перфорации для различных перфораторов иногда имеет близкие по величине значения. Это можно увидеть, проанализировав статистические данные о вскрытии пластов перфорацией по различным месторождениям.

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ ПРИ ДАВЛЕНИИ В СКВАЖИНЕ МЕНЕЕ ПЛАСТОВОГО

В СССР начало работ по вскрытию пластов перфорацией при забойном давлении, равном гидростатическому или меньше его, относится к середине 40-х годов. Так, в объединении Азнефть перфорацию скважин производили через насосно-компрессорные трубы диаметром 100 и 73 мм. Для этих целей были сконструированы специальные перфораторы (ЭПС 21/2, ППХ-4 и др.) Несколько позже ВНИИГазом был предложен метод перфорации газовых скважин в среде газа под давлением при герметично закрытом устье скважины. Этот метод был успешно опробован в бывшем объединении Укргаз. Над дальнейшим совершенствованием этого метода работали в тресте Краснодар-

нефтегеофизика и Ставропольской промыслово-геофизической конторе.

Есть сведения об использовании этого метода при испытании скважин в других районах страны, но все они относятся к стадии промышленных экспериментов (месторождения Краснодарского края, Украины, Коми АССР). Широкого распространения этот метод вскрытия пластов не получил и, по-видимому, незаслуженно. Преимущества его перед другими заключаются в том, что он позволяет проводить вскрытие пласта при давлении в скважине менее пластового. Таким образом, в момент перфорации происходит движение пластовой жидкости к скважине, что способствует очистке перфорационных каналов от продуктов взрыва, включает отрицательное влияние бурового раствора на призабойную зону во время перфорации скважины и проведения подготовительно-заключительных работ по вызову притока. Метод позволяет заменять буровой раствор другой жидкостью, спускать трубы, а также устанавливать оборудование до начала перфорации, исключает время между перфорацией пласта и началом работ по вызову притока.

Одним из недостатков метода было использование перфораторов малой мощности, что в отдельных случаях могло влиять на результативность испытания. В настоящее время имеются перфораторы типа ПНК89, пробивная способность которых выше, чем ПК105ДУ.

Для вскрытия пластов при давлении, равном гидростатическому или меньше его, могут быть использованы перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах (ПКТ), корпусные ПНК, разрушающиеся типа КНР или спускаемые на кабеле типа ПКТР или ПР.

При использовании перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах, не требуется дополнительного оборудования. На устье устанавливается обычная фонтанная арматура. При применении перфораторов, спускаемых на кабеле, устье необходимо дополнительно оборудовать лубрикатором, чтобы иметь возможность извлечь из скважины кабель при наличии избыточного давления на устье. Кроме того, нижний конец колонны насосно-компрессорных труб должен быть оборудован приспособлением (воронкой) для свободного прохода перфораторов вверх, все трубы должны быть тщательно проверены шаблоном, а концы их райберованы.

Перед спуском перфоратора надо обязательно спустить шаблон на кабеле. Перфорация скважин, где ожидается фонтанирование, должна осуществляться при герметизированном устье, чтобы не допускать выброса или порчи кабеля. Желательно, чтобы обсадная колонна была заполнена углеводородной жидкостью или водным раствором ПАВ.

При вскрытии пласта перфораторами, спускаемыми на трубах, проводят следующие операции:

спускают НКТ в скважину и заменяют буровой раствор более легкой жидкостью, например водным раствором ПАВ или нефтью;

поднимают НКТ из скважины;

собирают секции перфораторов необходимой длины, присоединяют их в НКТ и спускают в скважину; при спуске НКТ следует тщательно замерять длину каждой трубы. После спуска колонны НКТ необходимой длины устанавливают устьевую арматуру, затем продавливают шарик до седла клапана взрывателя — происходит выстрел;

после перфорации начинают работу по вызову притока жидкости из пласта в соответствии с планом испытания.

Чтобы не осложнять дальнейшие процессы, целесообразно использовать разрушающиеся корпуса перфораторов, изготовленные из материала, который можно перевести в растворенное состояние кислотной или щелочной обработкой. К недостаткам процесса относится необходимость поднимать НКТ и спускать их с новыми зарядами, если надо увеличить плотность перфорации.

При перфорации скважины с использованием кабеля выполняют следующие работы: спускают насосно-компрессорные трубы, промывают скважину, заменяют жидкость менее плотной или снижают уровень в колонне. После установки устьевого оборудования и лубрикатора спускают перфораторы на кабеле необходимое число раз, а затем вызывают приток пластовой жидкости.

Комплекс мероприятий при использовании перфораторов на кабеле проще. Однако, учитывая, что через НКТ можно пропустить перфораторы невысокой пробивной способности, при выборе метода следует учитывать конкретные геолого-технические условия каждой скважины.

ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидропескоструйная перфорация основана на использовании энергии высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вытекающих из насадок перфоратора. Первые работы по внедрению этого метода на промыслах СССР начаты в 1959 г. ВНИИнефтью. В последующие годы этот метод вскрытия пластов получил широкое распространение, так как был признан высокоэффективным.

Для гидропескоструйной перфорации используют перфоратор, спускаемый в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах. Устройство гидропескоструйного перфоратора показано на рис. 16.

Перфоратор изготавливают в двух вариантах: АП6М100 и АП6М80. Диаметр АП6М100 100 мм, длина 835 мм. Вдоль перфоратора размещено 10 отверстий для установки насадок. Его

Рис. 16. Гидропескоструйный перфоратор АП6М:

1 — корпус; 2 — шар опрессовочного клапана; 3 — узел насадки; 4 — заглушка; 5 — шар клапана; 6 — хвостовик; 7 — центратор

можно использовать для перфорации в колоннах диаметрами 141 мм и больше. Диаметр АП6М80 80 мм, длина 780 мм и 6 отверстий для насадок. Он рекомендуется для перфорации колонн диаметрами 89—168 мм. Насадки перфораторов — победитовые с отверстиями диаметрами 3; 4,5; 6 мм. При гидроперфорации обычно используют насадки с отверстиями диаметрами 4,5 и 6 мм.

Иногда для вскрытия нескольких маломощных пластов, отстоящих на большом расстоянии друг от друга, применяют блок гидропескоструйных перфораторов ПЗК-1 конструкции Азнефти.

Насосные агрегаты для подачи жидкости в скважину и агрегаты для ввода песка в жидкость должны обеспечивать необходимый перепад давления жидкости в насадке для образования высокоскоростной струи и достаточное количество абразивного материала — песка в жидкости.

Трубы, на которых гидроперфоратор спускают в скважину, должны быть достаточно прочными, с внутренними диаметрами, обеспечивающими минимальные потери давления на трение. Обычно используются трубы с высеченными наружу концами. Коэффициент запаса прочности рекомендуется принимать 1,3—1,5. Допустимая глубина подвески (в м) одноразмерной колонны может быть определена из выражения

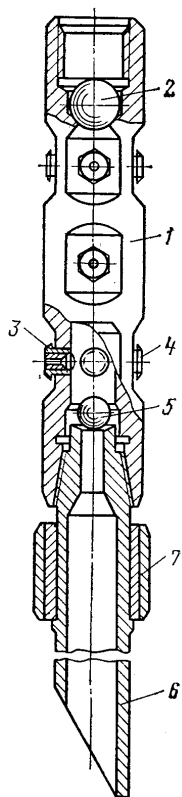
$$H_{\text{доп}} = (P_{\text{стр}} - KF_{\text{тр}}p_y)/Kq, \quad (1.8)$$

где $P_{\text{стр}}$ — страгивающая нагрузка резьбового соединения, кгс; K — коэффициент запаса прочности; $F_{\text{тр}}$ — площадь сечения труб, см²; p_y — давление нагнетания на устье скважины, кгс/см²; q — вес 1 м труб в жидкости, кгс.

Для ступенчатой подвески труб допустимая длина нижней секции подбирается по выражению (1.8), а длина последующих секций из соотношения

$$H_n = \frac{P_{\text{стр}n} - KP_{\text{стр}(n-1)}}{q_n K} \frac{F_n}{F_{n-1}}. \quad (1.9)$$

Здесь H_n — длина расчетной секции труб, м; $P_{\text{стр}n}$, $P_{\text{стр}(n-1)}$ — страгивающие резьбовых соединений труб соответственно для



расчетной и предшествующих секций, кгс; q_n — вес 1 м расчетной секции труб, кгс; F_n, F_{n-1} — площади сечения труб соответственно расчетной и предшествующих секций, см².

Величина страгивающих нагрузок $P_{\text{стр}}$ для резьбового соединения определяется по формуле Яковлева

$$P_{\text{стр}} = \frac{\pi b d \sigma}{1 + \frac{d}{2l} \operatorname{ctg}(\beta + \varphi)}, \quad (I.10)$$

где b — толщина стенки трубы на впадине первой полной нитки резьбы, см; d — средний диаметр трубы по первой полной нитке резьбы, см; σ — предел текучести материала труб, кгс/см²; l — длина резьбы до основной плоскости, см; β — угол, составленный направлением опорной поверхности резьбы с осью трубы, градус; $\varphi = 18^\circ$ — угол трения.

Когда гидропескоструйная перфорация осуществляется без циркуляции (при поглощении), учитываются дополнительные нагрузки, возникающие за счет разности уровней в трубах и затрубном пространстве. Если прочность труб недостаточна, могут быть использованы фиксаторы, представляющие собой разновидности гидравлических плашечных якорей.

Наличие перепада давления в трубах во время гидроперфорации приводит к удлинению колонны насосно-компрессорных труб. Величину удлинения (в см) можно рассчитать по формуле

$$\Delta l = \frac{pSL}{FE}. \quad (I.11)$$

Здесь p — давление нагнетания, кгс/см²; S — внутренняя площадь сечения НКТ, см²; L — длина колонны труб, см; F — площадь поперечного сечения тела трубы, см²; E — модуль Юнга для стали труб, кгс/см².

Для подачи песчано-жидкостной смеси в скважину используют насосные и цементировочные агрегаты. Потребное количество агрегатов определяют по формуле

$$n = \frac{\sum q p_y}{\eta q_a p_a} + 1, \quad (I.12)$$

$\sum q$ — необходимый расход жидкости, л/с; p_y — давление на устье, кгс/см²; η — коэффициент заполнения насоса, принимают равным 0,7—0,9; q_a — подача одного агрегата, л/с; p_a — давление, развиваемое агрегатом, кгс/см².

Песчано-жидкостную смесь готовят в пескосмесительных агрегатах или используют смесительные головки различных конструкций. Для гидропескоструйной перфорации применяют кварцевый песок с размером зерен от 0,2—2 мм. Количество песка может быть рассчитано. Если технологический про-

цесс предусматривает сброс отработанного песка, требуемое количество его для операции определяют из формулы

$$G_{\pi} = 10^{-3} \sum V_k = 10^{-6} q_n t n k N, \quad (I.13)$$

где $\sum V_k$ — объем жидкости, м³; q_n — расход жидкости через одну насадку, л/с; t — продолжительность вскрытия одного интервала, с; n — число насадок; k — концентрация песка, г/л; N — число интервалов.

Если процесс осуществляется по закольцованной схеме (круговой циркуляции), количество песка определяют из выражения

$$G_{\pi} = 10^{-3} V_{\text{скв}} k + 10^{-6} q_n n \left(T - \frac{V_{\text{скв}}}{10^{-3} q_n n} \right) k_1. \quad (I.14)$$

Здесь $V_{\text{скв}}$ — объем скважины, м³, T — суммарное время вскрытия, k_1 — содержание песка, добавляемого в пульпу, г/л;

Для проведения процесса гидроперфорации могут быть использованы различные жидкости-песконосители:

при вскрытии пластов с аномально высоким давлением могут использоваться буровые растворы, которыми вскрывали пласты при бурении;

при невысоких пластовых давлениях могут использоваться пластовая и пресная вода, нефть, слабые растворы соляной кислоты (5—6 %), растворы поверхностно-активных веществ и химических веществ, предупреждающих набухание глин, меловые растворы и др.

Выбор жидкости зависит от физико-химических свойств вскрываемых пород. Объем рабочей жидкости (в м³) для проведения процесса по закольцованной схеме принимают 1,3—1,5 объема скважины, а для процесса, предусматривающего сброс жидкости определяют из выражения

$$V_{\text{ж}} = 10^{-3} q_n n t N. \quad (I.15)$$

Для проектирования процесса гидropескоструйной перфорации необходимо знать давление нагнетания (на устье), перепад давлений в насадке и величину потерь давления в трубах и затрубном пространстве. Допустимое устьевое давление определяется техническими возможностями насосных агрегатов или прочностной характеристикой труб. Его берут по таблицам или вычисляют из соотношения

$$P_y = \frac{P_{\text{стр}} - H q_n}{K F_T}, \quad (I.16)$$

где $P_{\text{стр}}$ — страгивающая нагрузка для резьбового соединения, кгс; H — глубина подвески труб, м; q_n — вес 1 м труб, кгс; K — коэффициент запаса прочности труб; F_T — площадь сечения труб, см².

Перепад давлений в насадках в потери давления на трение могут быть рассчитаны.

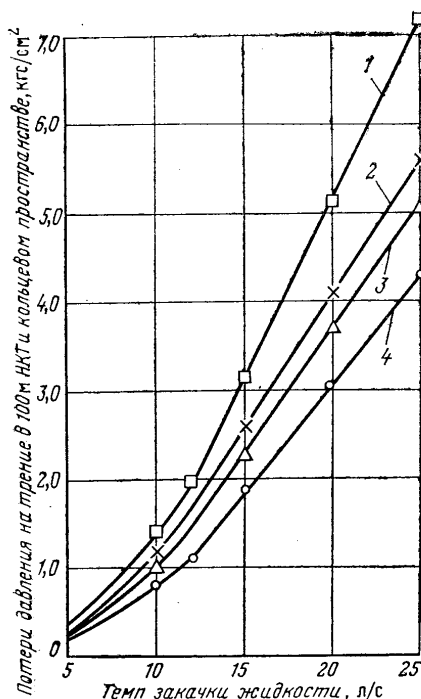


Рис. 17. Потери давления в трубах и межтрубном пространстве при прокачке водопесчаных смесей:

1, 2, 3, 4 — соответственно диаметр колонны и насосно-компрессорных труб в мм: 146/73; 168/73; 146/89; 168/89

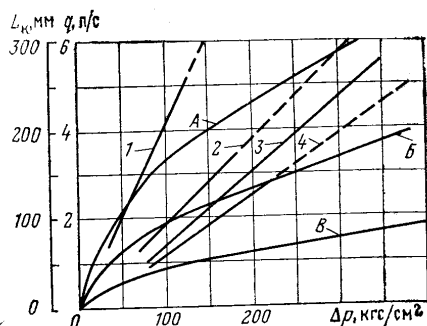


Рис. 18. Характеристические кривые насадок:

А, Б, В — зависимость перепада давлений в насадке от темпа прокачки жидкости ($\Delta p = f(q)$) соответственно для насадок диаметром 6,0; 4,5 и 3 мм; 1 — зависимость глубины канала от перепада давлений ($L_k = f(\Delta p)$) при щелевом вскрытии пласта насадкой диаметром 4,5 мм, 2, 3, 4 — зависимость глубины выработки от перепада давлений при точечном вскрытии пласта соответственно насадками диаметром 6,0; 4,5 и 3,0 мм

Для упрощения работы по составлению программы процесса ВНИИнефтью предложены графики (рис. 17 и 18), по которым можно определить перепад давления в насадках и потери давления на трение. Зная диаметр насадки и задавшись расходом через нее, по графикам на рис. 17 находят перепад давления. Затем по суммарному расходу жидкости, определенному как произведение числа одновременно работающих насадок и расхода жидкости через насадку, по графику на рис. 18 находят потери давления при прокачке жидкости в трубах и затрубном пространстве. Сумма перепада давления и потерь давления на трение не должна превышать величины допустимого давления на устье.

Продолжительность перфорации зависит от перепада давлений, прочности колонны и породы, глубины скважин. Обычно для точечной перфорации время устанавливают 15—30 мин.

При использовании кольцевой схемы циркуляции в жидкость обычно добавляют до 20 % песка от начальной концентрации.

Процесс можно осуществлять по схеме, когда повторно используется только жидкость. В этом случае жидкость с отрабо-

танном песком поступает в отстойник, где песок осаждается. Очень редко используют схему со сбросом жидкости и песка. Этот процесс самый неэкономичный, приводит к загрязнению окружающей среды.

Примерный состав работ по гидроперфорации включает в себя следующие операции:

1. Спуск в скважину гидроперфоратора без шарового клапана до нижнего интервала перфорации. Длину НКТ тщательно замеряют стальной рулеткой и надежно крепят резьбовые соединения. Когда необходимо установить перфоратор с высокой точностью, используют специальные муфты-реперы, включенные в состав колонны НКТ, глубину нахождения которых определяют с помощью геофизических методов (радиоактивный каротаж), что обеспечивает возможность точной привязки перфоратора к пласту.

Если есть необходимость, в скважину спускают фиксатор; для создания горизонтальных щелей может быть спущен глубинный вращатель.

2. На НКТ для вызова притока с помощью компрессора могут быть установлены пусковые клапаны.

3. Устье скважины оборудуют головками, позволяющими осуществлять во время процесса прямую и обратную промывки и подъем труб.

4. Обвязывают скважину с насосными агрегатами и промывают ее, фиксируя давление на агрегатах.

5. Бросают в трубы опрессовочный шар диаметром 50 мм и опрессовывают трубы на давление, в 1,3—1,6 раза превышающее рабочее.

6. Обратной промывкой извлекают шар из НКТ.

7. Бросают в трубы шар, перекрывающий нижний клапан перфоратора.

8. Покачивают жидкость без песка на запроектированном режиме работы, переходят на песчано-жидкостную смесь, и начинают процесс гидроперфорации. На перфорацию первых отверстий устанавливают время несколько большее, чем для последующих, что связано с необходимостью затраты некоторого времени на прокачку песчано-жидкостной смеси от устья скважины до перфоратора.

9. После истечения установленного времени перфоратор поднимают и начинают перфорацию следующего интервала. При необходимости исключения лишних насосно-компрессорных труб в колонну НКТ закачивают жидкость без песка.

10. При длительных остановках скважину промывают обратной промывкой.

11. После окончания гидроперфорации из колонны НКТ извлекают шар с помощью обратной промывки и промывают скважину. Если есть необходимость, допускают трубы и вымывают песок из интервала перфорации и из зумпфа.

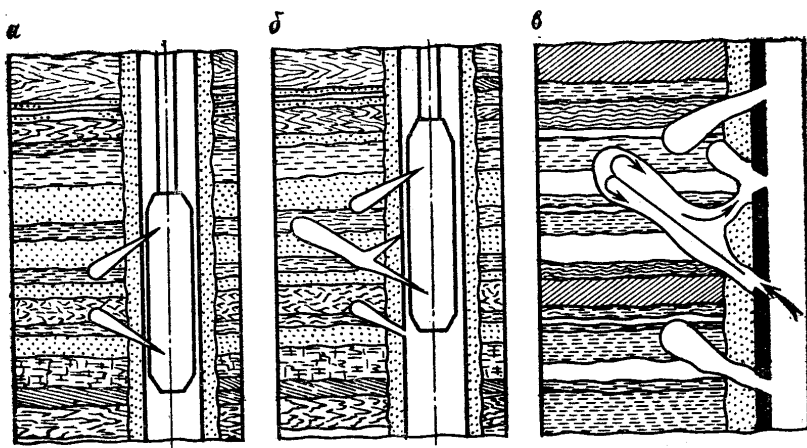


Рис. 19. Схема вскрытия пластов перфоратором с наклонными насадками: а — образование первых каналов; б — создание глубинных каналов; в — движение жидкости при создании углубленных каналов

12. Осуществляют работы по вызову притока через гидроперфоратор, если это предусмотрено планом, или после подъема перфоратора и спуска насосно-компрессорных труб.

Вызов притока не входит в процесс перфорации. Эта операция является продолжением общего процесса испытания скважины. Но для сокращения времени испытания планом гидроперфорации могут предусматриваться мероприятия, ускоряющие вызов притока. Например, установка пусковых клапанов на насосно-компрессорных трубах, проведение солянокислотной обработки, снижение уровня в скважине и др.

В настоящей главе гидроперфорация рассматривается только как метод вскрытия пласта точечными или щелевыми отверстиями. Специальные операции с использованием различного типа гидроперфораторов и жидкостей рассматриваются в соответствующих разделах.

Представляет интерес предложение Г. Д. Савенкова по использованию перфораторов с наклонно расположенными насадками. Принцип действия перфоратора такого типа показан на рис. 19.

Насадки располагаются под углом 60° к оси корпуса и направлены так, что струи, выходящие из них, образуют стороны равностороннего треугольника. Это позволяет более эффективно вскрывать тонкие пропластки. При перемещении перфоратора на некоторое расстояние вверх создаются условия, при которых жидкость, входящая через отверстие в колонне, при перфорации имеет возможность вытекать по другому, ранее сделанному каналу. За счет этого уменьшаются потери давления и образу-

Рис. 20. Схема гидроперфорации с предварительным созданием отверстия для оттока жидкости:

а — создание отверстия для оттока; *б* — создание основного перфорационного канала

ется более глубокий канал. При этом улучшается очистка каналов и вырабатываются большие полости за колонной при отверстиях незначительных размеров в теле обсадной трубы. При стендовых испытаниях глубина выработки в цементном блоке была в 1,7 раза больше, чем при установке насадок под углом 90° к оси скважины.

Испытания этих перфораторов на промыслах Бориславнефти и Долинанефти в нефтяных и нагнетательных скважинах показали значительное увеличение их производительности.

Предлагаемый способ гидropескоструйной перфорации отличается от известных тем, что с целью уменьшения действия сопротивления встречных струй для увеличения глубины канала в колонне прорезается промывочное отверстие, а затем — основной перфорационный канал. Отток отработанной жидкости в этом случае происходит через промывочное отверстие. Схема процесса показана на рис. 20.

При проведении точечной перфорации положение перфоратора не меняется. При щелевидной перфорации скважин перфоратор может перемещаться либо вместе с колонной НКТ, либо с помощью специальных глубинных двигателей.

На рис. 21 схематически показано устройство глубинного двигателя перфоратора, разработанного во ВНИИнефти. Он представляет собой гидравлическое поршневое золотниковое устройство 2, работающее под воздействием энергии потока

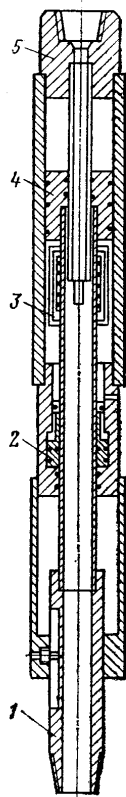
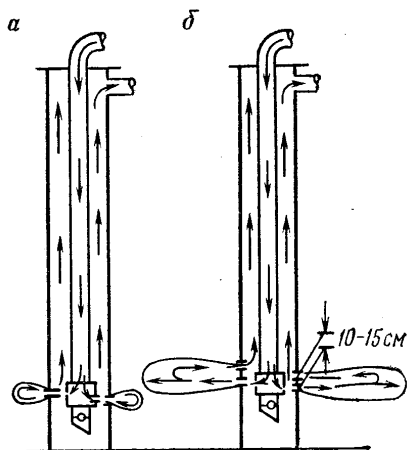


Рис. 21. Принципиальная схема двигателя перфоратора

рабочей жидкости. Двигатель муфтой 5 соединен с насоснокомпрессорными трубами, а к направляю-

щей 1 присоединен гидроперфоратор. Рабочая жидкость через внутреннюю полость двигателя поступает к насадкам и своим давлением создает усилие, действующее на основание перфоратора. Перфоратор опускается вниз. Вверх перфоратор движется под действием силы давления рабочей жидкости на поршень 4 в подпоршневом пространстве. Изменение направления осуществляется с помощью золотника. Скорость движения перфоратора определяется проходным сечением штуцера 3 и давлением рабочей жидкости. Длина хода перфоратора определяется расстоянием между пазами на полом валу.

Основные технические данные двигателя

Наружный диаметр, мм	115
Внутреннее проходное сечение, мм	34
Длина хода перфоратора, мм	100
Максимальная длина, мм	1480
Скорость перемещения перфоратора при диаметре проходного сечения штуцера 0,05 м, м/с . . .	0,1
Рабочая жидкость	Вода, нефть с песком
Концентрация песка в рабочей жидкости, г/л . .	40—60
Максимальная температура, °С	100

Стендовые и промышленные испытания двигателя на предприятиях объединений Татнефть и Краснодарнефтегаз показали работоспособность этих двигателей, а результаты, полученные при испытании скважин, подтвердили, что щелевая перфорация более эффективна, чем точечная.

§ 4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ НЕСОВЕРШЕНСТВО СКВАЖИН

В промысловой практике используют различные варианты вскрытия пласта скважиной как бурением, так и перфорацией. Продуктивный пласт может быть вскрыт бурением полностью или частично. В свою очередь, полностью вскрытой бурением пласт может быть только частично вскрыт перфорацией. Перфорация скважин проводится с различной плотностью перфораторами с отличающейся пробивной способностью, в результате чего диаметр отверстий в колонне и длина каналов могут иметь различные значения.

На приток жидкости к скважине существенно влияет ухудшение проницаемости призабойной зоны во время вскрытия пласта. В некоторых случаях может проявлять себя неоднородность вскрытого пласта. Указанные факторы определяют гидродинамическое несовершенство скважины, от которого зависит ее продуктивность.

Различают три вида несовершенства скважин: по степени, по характеру и по методу вскрытия (рис. 22). Скважина считается несовершенной по степени вскрытия, если пласт в ней

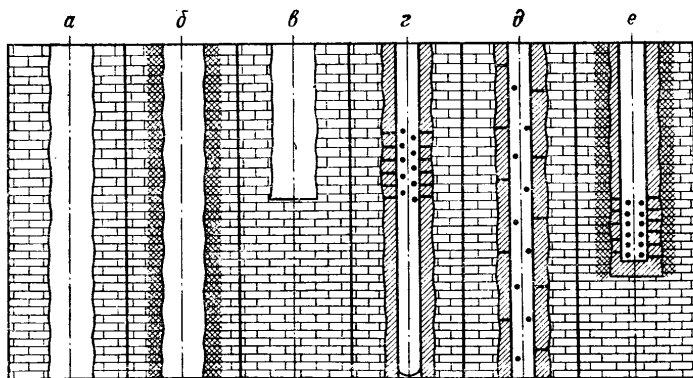


Рис. 22. Гидродинамически несовершенные скважины

вскрыт не полностью в процессе бурения (в) или перфорацией (г). Скважина является несовершенной по характеру вскрытия (д), если совокупность плотности перфорации, диаметра отверстий и глубины каналов не обеспечивает притока к скважине без дополнительных сопротивлений. Скважина считается несовершенной по методу вскрытия (б), если проницаемость призабойной зоны отличается от проницаемости удаленной зоны пласта.

Заметим, что проницаемость призабойной зоны может быть ниже (ухудшена) и выше (улучшена), чем у удаленной зоны. Ухудшение связано с действием различных отрицательных факторов, а улучшение достигается проведением эффективных методов воздействия на пласт, например, солянокислотных обработок, гидроразрыва пласта и др.

Скважины могут обладать одним, двумя или всеми тремя (е) видами несовершенства.

Гидродинамически совершенной (рис. 22, а) следует считать такую скважину, в которой продуктивный пласт вскрыт полностью и бурением, и перфорацией, отсутствуют дополнительные сопротивления притоку в фильтре, а проницаемости призабойной и удаленной зон пласта имеют одинаковые значения.

Гидродинамическое несовершенство скважин характеризуется двумя параметрами: коэффициентом совершенства и показателем несовершенства. Коэффициент совершенства определяется как отношение дебита несовершенной к дебиту совершенной, работающей в этих же условиях. Дебит совершенной скважины, работающей в условиях плоско-радиального стационарного течения несжимаемой жидкости и при линейном законе фильтрации, определяют по формуле Дюпюи

$$Q_c = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln R_k/r_c}, \quad (1.17)$$

где k — проницаемость пласта, Д; h — мощность пласта, см; $p_{пл}$, $p_{заб}$ — пластовое и забойное давления в скважине, кгс/см²; μ — вязкость жидкости в сП; R_k , r_c — соответственно радиус контура питания и скважины, см.

Дебит несовершенной скважины

$$Q_{нс} = \frac{2\pi kh (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right)}. \quad (I.18)$$

Коэффициент совершенства скважины в этом случае математически выражается следующим образом:

$$\delta = \frac{Q_{нс}}{Q_c} = \frac{\ln R_k/r_c}{\ln R_k/r_c + C}. \quad (I.19)$$

Коэффициент C в знаменателе называется показателем несовершенства скважины. Он включает в себя показатели несовершенства по характеру C_1 , степени C_2 и методу вскрытия C_3 :

$$C = C_1 + C_2 + C_3. \quad (I.20)$$

Коэффициенты C_1 и C_2 практически всегда имеют положительные значения, в то время как коэффициент C_3 может быть и положительным, и отрицательным, причем в ряде случаев его значение может оказывать преобладающее влияние на величину C .

Чтобы правильно оценить влияние несовершенства скважины на ее продуктивность, необходимо знать показатель несовершенства. Знание его составляющих представляет практический интерес, так как позволяет наметить мероприятия для уменьшения влияния гидродинамического несовершенства на дебит скважины.

Величину показателя несовершенства после соответствующей обработки кривых восстановления давления (КВД) определяют по одной из следующих формул:

$$C = 1,15 \left(\frac{\Delta p}{i} - \lg \frac{2 \cdot 25\kappa t}{r_c^2} \right), \quad (I.21)$$

$$C = 1,15 \left(\frac{\Delta p}{i} - 2 \lg R_k/r_c \right), \quad (I.22)$$

$$C = 1,15 \left(\frac{A}{i} - \lg \frac{2 \cdot 25\kappa}{r_c^2} \right). \quad (I.23)$$

Здесь Δp — депрессия в скважине до ее остановки; i — тангенс угла наклона прямолинейного участка к оси абсцисс, κ — пьезопроводность пласта; t — время восстановления давления, с; A — отрезок, отсекаемый на оси ординат продолжением прямолинейного участка КВД.

Формулы (1.21)—(1.23) пригодны только для случая построения КВД в осях Δp , $\lg t$, при построении в осях Δp , $\ln t$ коэффициенты будут другие.

Если известны действительный и приведенный радиус скважины, показатель несовершенства определяют по формуле

$$C = \ln r_c / r_{c, \text{пр}} \quad (1.24)$$

Заметим, что показатель гидродинамического несовершенства скважины не является постоянной величиной и для каждого исследования имеет свое значение. Таким же свойством обладает коэффициент, отражающий несовершенство по методу вскрытия скважины.

Выше отмечалось, что определение коэффициентов, составляющих показатель несовершенства, имеет большое практическое значение для выявления и анализа факторов, влияющих на продуктивность скважин.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА C_1

Несовершенство скважины по характеру вскрытия обычно связывают с недостаточной плотностью, диаметром и длиной каналов при перфорации, диаметрами колонны и скважины и т. д. Таким образом, несовершенство скважины по характеру вскрытия обуславливается несовершенством ее фильтра.

Многие исследователи изучали влияние фильтра на приток флюидов. М. Маскет, рассматривая движение жидкости через щелевые (прямоугольные) отверстия, предложил определять величину C_1 из уравнения

$$C_1 = \frac{2}{m} \ln \frac{2}{\pi \omega}, \quad (1.25)$$

где m — число щелевых рядов; ω — отношение суммарной поверхности всех щелей к поверхности колонны, где эти щели прорезаны.

Выражение (1.25) дает достаточно точные решения для $\omega < 0,3$.

Додсон и Кардвелл для определения дебита скважины при поступлении жидкости через перфорированную трубу предложили следующее уравнение:

$$C_1 = \frac{2}{N} \ln \frac{2}{\pi \omega}, \quad (1.26)$$

где N — число вертикальных рядов отверстий; ω — площадь поверхности, занятой отверстиями.

В. И. Щуровым предложены эмпирические формулы для расчета величины C_1 .

Для фильтров со щелевыми отверстиями

$$C_1 = \frac{(10a^{-0,98} + 80) \left(\frac{l}{60} \right)^{1,3}}{n (1,086 + 0,04a^3)} \quad (1.27)$$

Здесь a — ширина щели, мм; l — высота щели, мм; n — число щелей на 1 м трубы.

Для фильтров с круглыми отверстиями

$$C_1 = \frac{1,727 (1,32 - \sqrt{1,07 - \lg \sqrt{k_z/k_r}})}{n (0,0066d^{4,5} + 1,033)} (1,012d^{-1,82} + 1), \quad (1.28)$$

где k_z/k_r — проницаемость пласта соответственно поперек и вдоль напластования; n — число отверстий на 1 м трубы; d — диаметр перфорационных отверстий см.

Формула (1.28) учитывает анизотропность пласта. Для изотропного пласта, когда $k_z = k_r$ и $\lg \sqrt{k_z/k_r} = 0$, формула имеет более простой вид.

Существует еще ряд более сложных формул для вычисления величины C_1 . Однако считается, что наиболее удобными являются графики В. И. Щурова, построенные им на основе экспериментальных данных, полученных на моделях. Диаграммы для различных величин $\bar{l}$ и $\bar{d}$ дают возможность определить величину коэффициентов C_1 в зависимости от глубины канала, числа и диаметра отверстий и диаметра скважины.

При построении диаграмм приняты следующие отношения:

а) $\bar{l} = l/D$, где l — глубина канала в пласте, D — диаметр скважины, равный диаметру долота;

б) $\bar{d} = d/D$, где d — диаметр отверстия, D — диаметр скважины.

На рис. 23 приведены диаграммы для некоторых значений $\bar{d}$ и D .

Отметим, что в соответствии с графиками В. И. Щурова величина C_1 может в некоторых случаях иметь отрицательное значение, тогда дебит реальной скважины должен быть выше, чем совершенной, а коэффициент совершенства будет больше единицы. Физический смысл этого может быть объяснен увеличением площади фильтрации скважины за счет большой поверхности перфорационных каналов. Другими словами, рост поверхности фильтрации за счет перфорационных каналов как бы увеличивает радиус скважины.

По пробивной способности современных перфораторов и с учетом условий, при которых она была получена, могут быть составлены графики, позволяющие по фактической плотности перфорации определять величину C_1 . Подчеркиваем, что

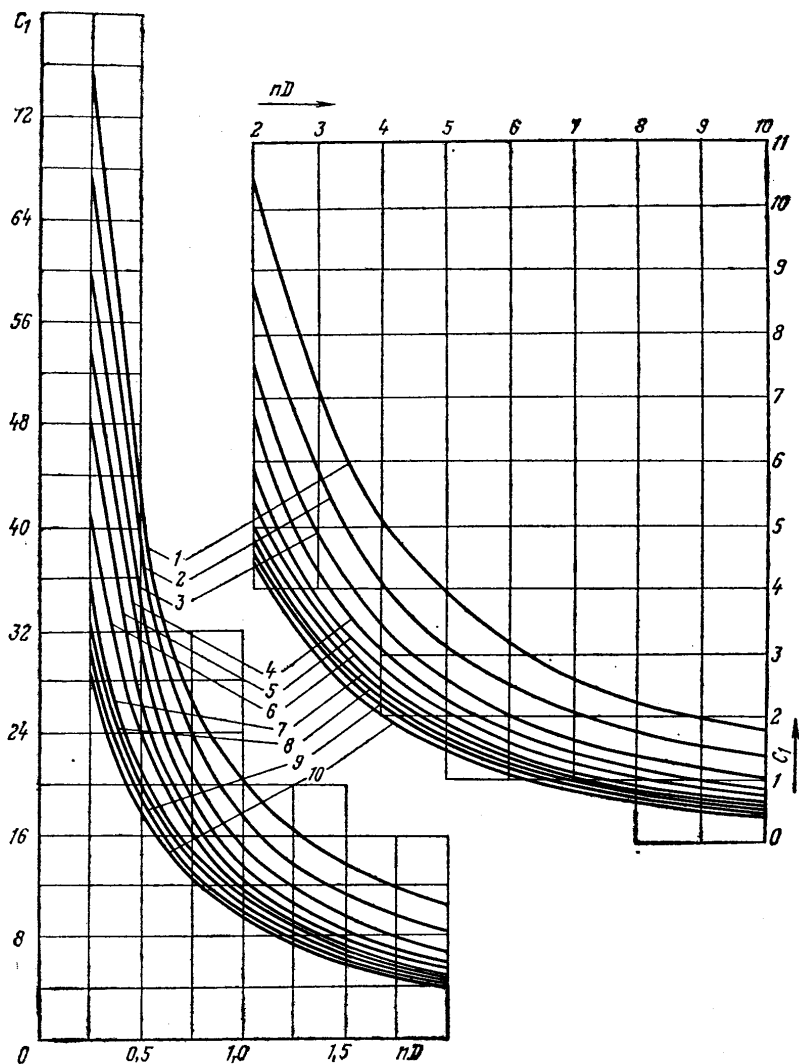


Рис. 23. Зависимость коэффициента C_1 от плотности перфорации (nD) и относительного проникновения канала в пласт (l) (по В. И. Щурову):

кривые 1—10 — отношение диаметра перфорационного канала к его длине соответственно от 0,01 до 0,1

величина C_1 дает лишь приближенное представление о фильтре скважины, так как фактическое состояние фильтра может значительно отличаться от теоретического.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА C_2

Несовершенство скважины по степени вскрытия зависит от относительного вскрытия пласта, являющегося отношением глубины вскрытия к общей толщине пласта:

$$\bar{h} = b/h, \quad (1.29)$$

где $\bar{h}$ — относительное вскрытие пласта; b — вскрытый интервал пласта; h — мощность (толщина) пласта.

На рис. 24 приведен график, отражающий зависимость величины C_2 от $\bar{h}$ при различных значениях $\bar{a}$:

$$\bar{a} = h/D. \quad (1.30)$$

где h — мощность пласта; D — диаметр ствола скважины.

Величины b и h определяют по каротажной диаграмме. Значение D получают как средневзвешенную величину для вскрытой части пласта по кавернограмме или принимают равным диаметру долота.

Диаграмма на рис. 24 разделена на две части: A — для $h < 40\%$; B для $h > 40\%$.

Коэффициент C_2 можно также вычислить по формуле М. М. Глоговского

$$C_2 = \left(\frac{1}{\bar{h}} - 1 \right) \left(\frac{1}{1 - \frac{r_c}{h}} \ln \frac{h}{R_c} - 1 \right) \quad (1.31)$$

или А. М. Пирвердяна

$$C_2 = \frac{1}{\bar{h}} \left(\frac{1,6h}{r_c} - \ln \bar{h} \right). \quad (1.32)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА C_3

Несовершенство по методу вскрытия отражает состояние призабойной зоны пласта после его вскрытия или после различных методов воздействия на пласт. Обычно коэффициент C_3 определяют по формуле (1.20). В связи с тем, что он включает в себя все изменения состояния призабойной зоны, его величина может быть и отрицательной.

После рассмотрения методов количественной оценки показателя несовершенства скважины и его составляющих можно уточнить понятия о гидродинамически совершенной скважине.

Гидродинамически совершенной является такая скважина,

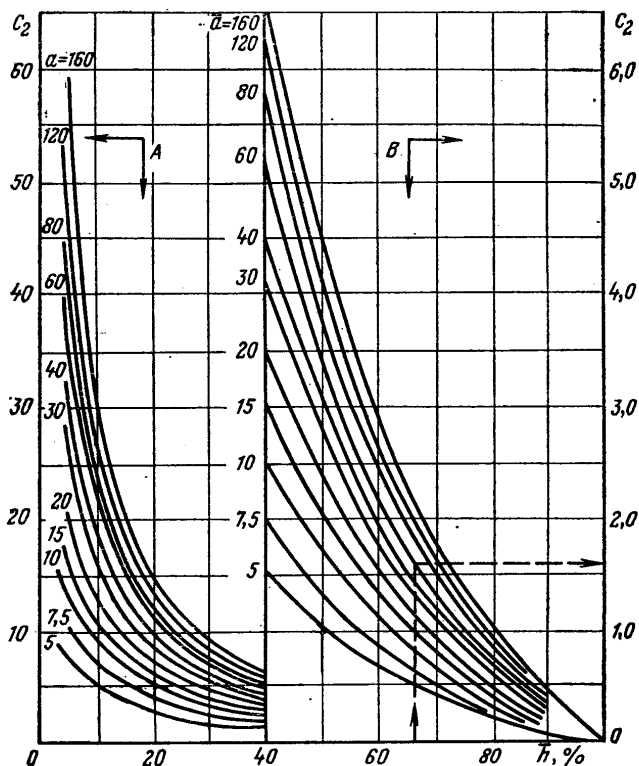


Рис. 24. Зависимость коэффициента C_2 от относительного вскрытия пласта h для различных значений α (по Щурову В. И.)

показатель несовершенства которой равен нулю. Этот случай возможен даже тогда, когда скважина будет несовершенна по характеру и степени вскрытия и сверхсовершенна по методу вскрытия.

Показатель несовершенства скважины для каждого исследования имеет свое значение. В промысловой практике наблюдаются случаи, когда совершенная скважина при увеличении дебита становится несовершенной. Это следует учитывать при анализе результатов исследования. Надо также учитывать, что наиболее сильное влияние на величину показателя несовершенства скважины оказывает несовершенство по методу вскрытия.

В настоящей работе не рассматривается влияние на продуктивность скважины скин-эффекта, который в специальной литературе называют также несовершенством второго рода. Это связано с тем, что гидродинамическое несовершенство скважин рассмотрено по всем показателям, оказывающим на него влияние, включая и то, что ранее относили к скин-эффекту.

Представляют интерес сведения о некоторых свойствах коэффициента совершенства скважины.

1. Этот коэффициент является величиной переменной, зависящей от дебита, изменения проницаемости пласта, свойств жидкости и др. В практике отмечают случаи, когда коэффициент совершенства при изменении режима работы скважины изменялся в пределах $1 \geq \delta \geq 1$.

2. Предельной величиной коэффициента совершенства скважин является бесконечность, обеспечить которую практически невозможно.

3. Минимальное значение коэффициента совершенства — нуль, что свидетельствует об отсутствии связи с пластом, например, для скважины, колонна которой еще не перфорирована.

Общеизвестно, что гидродинамическое несовершенство скважин существенно влияет на продуктивность скважин. Однако характер изменения параметров, из которых оно складывается при различных режимах работы скважины, изучен недостаточно. Поэтому информация, которую получают в результате исследования скважины, используется в теории и практике далеко не полностью.

Глава II

ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ ИСПЫТАТЕЛЬНЫМИ ИНСТРУМЕНТАМИ

§ 1. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРОБОВАНИЯ ПЛАСТОВ

В общих затратах времени на строительство скважины этап, связанный с испытанием, в эксплуатационном бурении занимает более 40 %, а в разведочном — более 22 %. Это связано не только с недостатками в организации и технологии работ, но и в отсутствии достаточно достоверных данных о продуктивности испытываемых пластов.

Широко используемые геофизические исследования скважин позволяют с какой-то степенью вероятности оценить содержание пласта (нефть, газ, вода). Отобранные образцы пород — керны — существенно дополняют геофизические данные, но не дают исчерпывающих сведений о характере пластовых флюидов, не позволяют судить о величине пластового давления и др.

Значительного ускорения работ по испытанию скважин можно достигнуть за счет выявления продуктивных пластов в процессе бурения скважины при помощи испытателей пластов. Это позволяет к окончанию скважины бурением иметь достаточно полную информацию о наличии, расположении и характеристике нефтяных и газовых пластов в разрезе. В настоящее время известны испытатели пластов трех типов: спускаемые в скважину на бурильных трубах, спускаемые внутрь бурильных труб и спускаемые в скважину на кабеле.

Как в СССР, так и за рубежом наиболее широко используют испытатели пластов, спускаемые в скважину на бурильных трубах. Испытание объектов трубными испытателями производят с опорой их на забой, без опоры на забой, а также осуществляют селективное испытание пластов.

На рис. 25, а показана схема испытания пласта с опорой на забой. Такое опробование является наименее сложным, и ему отдают предпочтение, если состояние ствола и глубина скважины позволяют применить эту схему.

Если условия в скважине не позволяют осуществить опробование пластов при наличии хвостовика в компоновке испытательного инструмента, то применяют компоновку без опоры на забой (рис. 25, б). Опробование пласта без опоры испытателя на забой возможно при условии достаточной прочности и хорошей калибровки стенок скважины и небольшого дифференциального давления на пакер, чтобы усилие, возникающее под

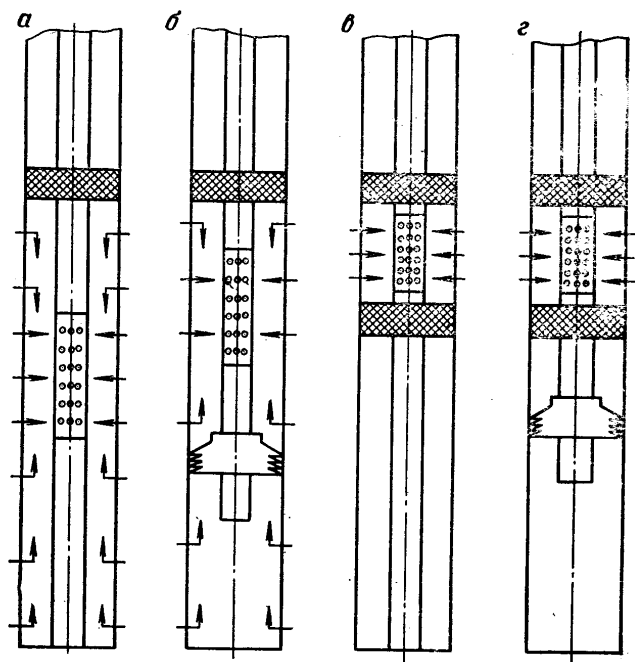


Рис. 25. Схема процесса опробования пласта испытателем

действием этого давления, не привело к проскальзыванию закоренного пакера.

При необходимости выборочного испытания ряда интервалов, а также изоляции испытуемого интервала от нижележащих пластов без установки цементных мостов используют так называемое селективное опробование или опробование между двумя пакерами. Этот вид опробования может быть осуществлен как с опорой (рис. 25, в), так и без опоры (рис. 25, г) испытательного инструмента на забой.

§ 2. ТРУБНЫЕ ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ

При опробовании скважин в процессе бурения широко используют трубные испытатели с опорой на забой. Испытатели пластов входят в состав комплексов испытательных инструментов (КИИ), которые в СССР выпускают трех диаметров: 146 (КИИ2М-146), 95 (КИИ2М-95) и 65 мм (КИИ-65).

В табл. 7 приведена комплектность поставляемых КИИ.

Набор КИИ позволяет опробовать пласты в скважинах диаметром 118—225 мм. С помощью КИИ осуществляют вызов притока флюидов из пласта, отбирают их пробы, определяют

Таблица 7

Узлы испытателя пластов	Шифр	Число поставляемых узлов		
		КИИ2М-146	КИИ2М-95	КИИМ-65
Испытатель пластов	ИПГ-146	2	—	—
	ИПГ-95	—	2	—
	ИПГ-65	—	—	1
Гидравлический ясс	ЯГ-146	2	—	—
	ЯГ-95	1	1	—
	ЯГ-65	—	—	1
Цилиндрический пакер	ПЦ-146	1	—	—
	ПЦ-95	—	1	—
	ПЦ-65	—	—	1
Циркуляционный клапан	КЦ-146	1	—	—
	КЦ-95	—	1	—
	КЦ-65	—	—	1
Запорный поворотный клапан	ЗП2-146	1	—	—
	ЗП2-95	—	1	—
	ЗП2-65	—	—	1
Фильтр	Ф-146	1	—	—
	Ф-95	—	2	—
	Ф-65	—	—	2
Переводник для установки приборов	ПП-146	2	—	—
	ПП-95	—	2	—
	ПП-65	—	—	2
Приспособление для сжатия испытателя пластов	ПСГ-000	1	—	—
	ПСГ-000—1	—	1	—
	ПСГ-000—2	—	—	1
Удлинитель	У-146	2	—	—
	У-95	—	2	—
	У-65	—	—	2
Глубинные манометры на давление 160, 250, 400, 600 кгс/см ²	—	4	4	4
Комплект запасных частей и вспомогательных инструментов	—	1	1	1

гидродинамические параметры пластов — пластовое давление $p_{пл}$, среднюю эффективную проницаемость пласта в зоне его дренажа k , коэффициент гидропроводности kh/μ , коэффициент призабойной закупорки пласта P_z , коэффициент продуктивности пласта η .

Комплексы (КИИ) позволяют также испытывать на герметичность цементные мосты и обсадные колонны, осваивать низкопродуктивные, нефтяные, газовые, водяные, нагнетательные скважины и др.

В табл. 8 приведены основные технические характеристики КИИ.

Таблица 8

Показатели	Тип оборудования		
	КИИ2М-146	КИИ2М-95	КИИМ-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Общая длина комплекса, мм	16 599	18 180	
Допустимая нагрузка, тс:			
при сжатии	30	10	4,5
при растяжении	60	25	15
Максимальный перепад давления, кгс/см ²	350	350	350
Максимальная температура, °С . . .	170	170	170
Масса комплекса, кг	1200	910	325

Типовая компоновка комплекса испытательного оборудования показана на рис. 26.

Испытатели пластов (И П Г) предназначены для герметизации внутреннего пространства колонны бурильных труб во время спуска и подъема их и сообщения с подпакерным пространством во время опробования пластов; выравнивания давления над и под пакером при спуске и подъеме КИИ и перед снятием пакера после окончания опробования пласта. Общий вид испытателя пластов диаметром 146 мм показана на рис. 27.

При спуске в скважину впускной клапан испытателя закрыт гильзой 24, и доступ жидкости в отверстия перекрывается уплотнительными кольцами 21 и резиновой втулкой 17, при этом уравнильный клапан испытателя пластов открыт. При передаче на испытатель сжимающей нагрузки уплотнительный бурт штока 13 герметично перекрывает кольцевое пространство на внутренней обойме поршня 15. С этого момента тормозная жидкость перетекает из нижней части камеры в верхнюю по винтовому капиллярному каналу большой длины, расположенному на поверхности внутренней обоймы.

В канале создаются большие гидравлические сопротивления, скорость перемещения штоков испытателя уменьшается. Благодаря этому закрытие уравнильного клапана испытателя и открытие приемного клапана запаздывают по отношению к моменту разобщения испытываемого пласта от остальной части ствола скважины.

При снятии пакера с места шток испытателя пластов под действием растягивающей нагрузки перемещается вверх. Уплотнительный бурт штока 13 отходит на 2—3 мм от торца внутренней обоймы поршня 15, вследствие чего открывается

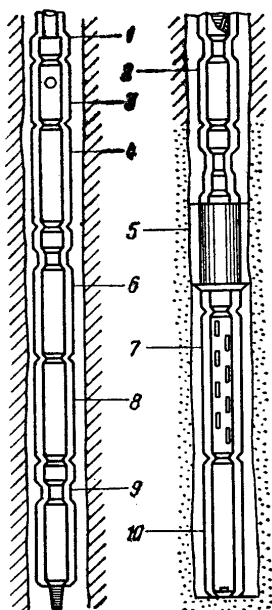


Рис. 26. Типовая компоновка испытательного оборудования:

1 — бурильные трубы; 2 — гидравлический ясс; 3 — циркуляционный клапан; 4, 8 — переводник для установки приборов; 5 — пакер; 6 — запорный поворотный клапан; 7 — фильтр; 9 — испытатель пластов; 10 — хвостовик

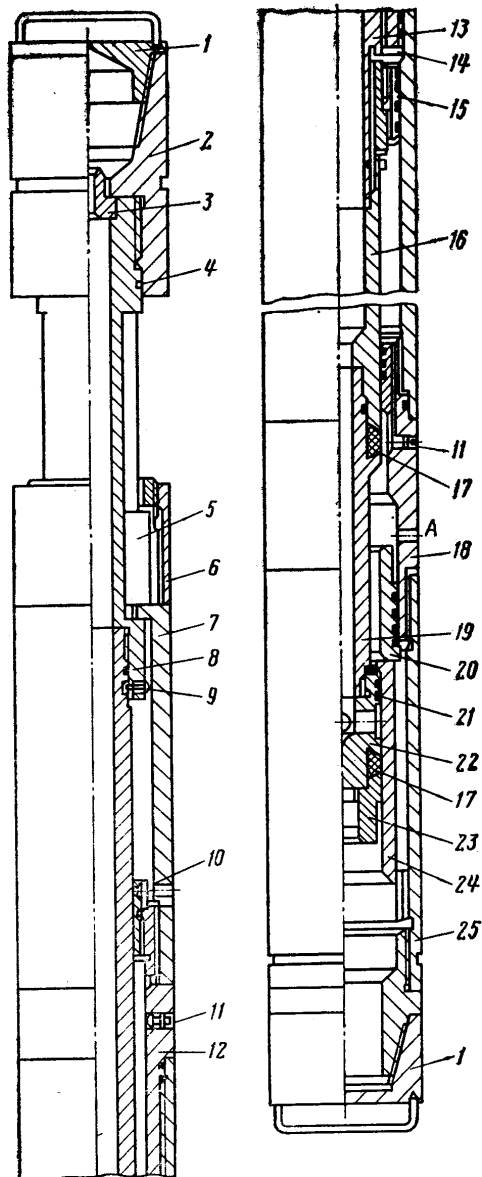


Рис. 27. Испытатель пластов ИПГ-146:

1 — защитные колпаки; 2 — верхний переводник; 3 — штуцер; 4, 21 — уплотнительные кольца; 5 — шпонка; 6 — муфта; 7 — верхний кожух; 8 — грузовой шток; 9 — стопоры; 10 — разделительная втулка; 11 — пробки; 12 — верхний переводник тормозной камеры; 13 — шток; 14 — внутренняя обойма; 15 — обойма поршня; 16 — шток тормозной камеры; 17 — уплотнительные втулки; 18 — нижний переводник тормозной камеры; 19 — шток уравнительного клапана; 20 — втулка; 22 — приемный клапан; 23 — гайка; 24 — гильза; 25 — кожух

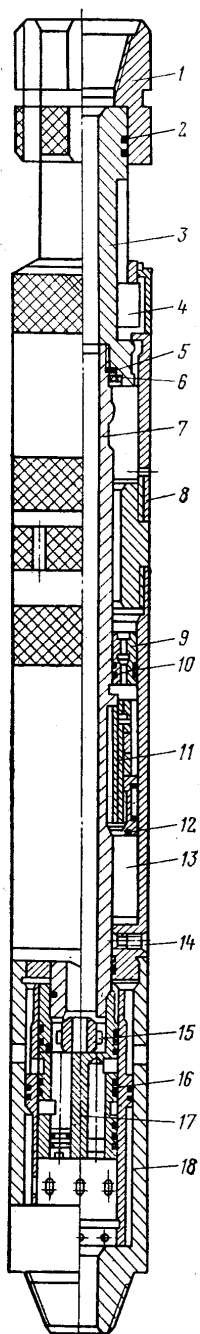


Рис. 28.

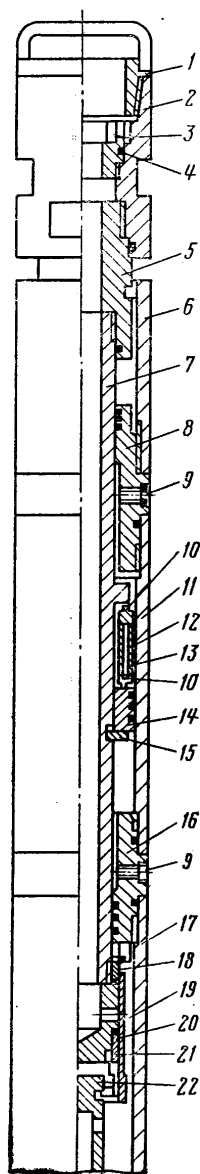
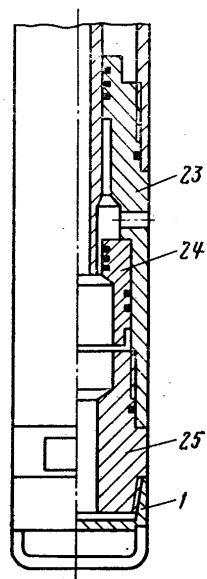


Рис. 29.



достаточно широкий проход для перетока тормозной жидкости из верхней части камеры в нижнюю между поршнем и штоком. Гидравлическое сопротивление при перетоке тормозной жидкости резко уменьшается, поэтому приемный клапан закрывается без задержки.

Жидкость из затрубного пространства через радиальные отверстия *А* и кольцевой зазор между втулкой *20* и штоком *19* попадает в полость между стенками кожуха *25* переводника и гильзой *24* и далее через расположенные ниже узлы комплекса — в подпакерное пространство, благодаря чему выравнивается давление столба жидкости в над- и подпакерной зонах, что необходимо для снятия пакера с места.

На рис. 28 показан общий вид испытателя пластов ИПГ-95У диаметром 95 мм.

В процессе спуско-подъемных операций испытатель находится в растянутом положении, при этом доступ жидкости в отверстия впускного клапана перекрыт гильзой *16* и уплотнен резиновыми кольцами *10*, а уравнильный клапан открыт.

При испытании ИПГ находится в сжатом положении, отверстия его уравнильного клапана перекрываются гильзой, а впускные отверстия приемного клапана сообщаются с подпакерной зоной через нижний ряд щелей в гильзе *16*.

Гидравлическое реле времени этого испытателя состоит из цилиндрической тормозной камеры *13*, заполненной авиамаслом, и составного поршня *11*, надетого на шток *7*. Поршень состоит из корпуса и набора резьбовых обойм. Прямоугольная резьба на обоймах имеет меньшую, чем на корпусе, высоту, и при свинчивании обойм с корпусом образуется винтовой канал прямоугольного сечения. Изменяя число обойм, накрученных на корпус, регулируют длину винтового канала. При передаче на испытатель сжимающих усилий торец штока *7* плотно прижимается к торцу поршня *11*, и масло из нижней части камеры перетекает в верхнюю часть ее только по винтовому каналу, создающему гидравлическое сопротивление перетоку масла, благодаря чему достигается требуемая задержка в открытии впускного клапана.

Рис. 28. Испытатель пластов ИПГ-95У:

1 — верхний переводник; *2, 10* — уплотнительные кольца; *3* — грузовой шток; *4* — шпонка; *5* — кольцо; *6* — стопор; *7* — шток гидравлического реле времени; *8* — кожух; *9* — разделительный поршень; *11* — поршень реле времени; *12* — ограничитель; *13* — тормозная камера; *14* — пробки; *15* — плавающий штуцер; *16* — гильза; *17* — клапанная головка; *18* — кожух уравнильного клапана

Рис. 29. Испытатель пластов ИПГ-65М:

1 — защитные колпаки; *2* — верхний переводник; *3* — штуцер; *4* — уплотнительные кольца; *5* — грузовой шток; *6, 17* — кожухи; *7* — шток; *8* — переводник; *9* — пробки; *10* — диск; *11* — корпус тормозной камеры; *12* — стержень; *13* — корпус поршня; *14* — разделительный поршень; *15* — ограничитель; *16* — переводник тормозной камеры; *18* — клапан; *19* — гильза; *20* — втулка; *21* — переводник уравнильного клапана; *22* — шток уравнильного клапана; *23* — корпус уравнильного клапана; *24* — разделитель; *25* — нижний переводник

При прочих равных условиях с увеличением длины винтового канала возрастает время, необходимое для полного сжатия испытателя пластов, т. е. для открытия его приемного клапана.

При передаче растягивающих усилий шток 7 вместе с подвижными деталями свободно перемещается вверх, так как его торец отходит от поршня 11 и тормозная жидкость свободно перетекает из надпоршневого пространства в подпоршневое.

Штуцер 15 в данной конструкции выполнен подвижным. Во время притока он занимает верхнее положение, и жидкость или газ проходят только через его центральный канал. При обратной прокачке штуцер перемещается в нижнее положение, и жидкость проходит через обводные щели и центральный канал.

В верхней части тормозной камеры установлен разделительный поршень 9, с помощью которого давление в камере при спуско-подъемных операциях поддерживается равным гидростатическому давлению в затрубном пространстве.

На рис. 29 показан испытатель пластов ИПГ-65М диаметром 65 мм. Он представляет собой систему клапанов, управляемых при помощи осевых перемещений колонны бурильных труб. На центральном штоке 7 смонтирована тормозная камера: диск 10, корпус поршня 13 со стержнем 12, поршень 14 и ограничитель 15.

Для герметизации камеры используются резиновые кольца, установленные в переводниках 8 и 16. Зацепление штока 5 и кожуха 6, выполненное в виде шестигранника, предназначено для передачи вращения расположенным ниже узлам. При спуске инструмента отверстия в корпусе уравнительного клапана 23 и штоке 22 совмещены и уравнительный клапан открыт. Для закрытия последнего и открытия приемного клапана необходимо переместить подвижные штоки относительно корпусных деталей испытателя пластов вниз на 150 мм, при этом клапан выйдет из гильзы 19.

Гидравлическое сопротивление перетоку жидкости в реле времени достигается благодаря кольцевой щели, образованной между стенками отверстий в корпусе 13 и вставленными в них стержнем 12. Тормозная способность регулируется длиной этой щели, что осуществляется изменением числа стержней от семи до одного.

Для ограничения потока пластового флюида и снижения гидравлического удара в момент открытия приемного клапана испытателя пластов используется сменный штуцер, устанавливаемый в верхнем переводнике.

Запорный поворотный клапан предназначен для перекрытия канала, по которому жидкость или газ из испытуемого пласта поступает в бурильные трубы. Управление клапаном осуществляется с устья скважины вращением колонны бурильных труб вправо на заданное число оборотов.

В настоящее время используют запорные поворотные клапаны двойного закрытия, обеспечивающие проведение испытания с двумя открытыми и двумя закрытыми периодами.

В табл. 9 приведена основная техническая характеристика запорных поворотных клапанов двойного закрытия.

Таблица 9

Показатели	Тип клапана		
	ЗП2-146	ЗП2-95	ЗП2-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Длина, мм	1885	2097	2000
Рабочий ход, мм	100	90	100
Число оборотов, необходимое для обеспечения:			
первого закрытия	10	10	10
второго открытия	20	20	20
второго закрытия	30	30	30
Масса, кг	194	119	43

На рис. 30 показан клапан ЗП2-146. Он состоит из корпуса 3 и 15 верхнего 2, нижнего 8 и 12 переводников, внутри которых размещены полые штоки 1, 7, подшипник 6, винтовая пара 9, 10, впускные клапаны 13, 14, 16 и стопор 4. В нижней части корпуса размещен редукционный клапан 17.

В скважину клапан спускают в растянутом положении. Его шток находится в шпоночном зацеплении с корпусом, благодаря чему можно передавать вращение расположенным ниже узлам испытательного оборудования без воздействия на впускной клапан, который в процессе спуска остается открытым.

При передаче сжимающей нагрузки шток смещается вниз относительно корпуса и выходит из кольцевого зацепления. Нагрузка передается на шариковый подшипник 6 и сферическую опору 5, которые обеспечивают свободное вращение штока 1 относительно корпуса.

Для осуществления первого закрытого периода бурильный инструмент после передачи сжимающей нагрузки вращают вправо на десять оборотов. Это вращение через штоки 1 и 7 передается винту 10. Клапан 13 перемещается вверх, радиальные отверстия его перекрываются гильзой 11. После этого инструмент оставляют без вращения на время, необходимое для записи начальной кривой восстановления давления.

При последующем вращении на десять оборотов клапан снова открывается. Для повторного его закрытия инструмент проворачивают еще на десять оборотов. При этом винт 10,

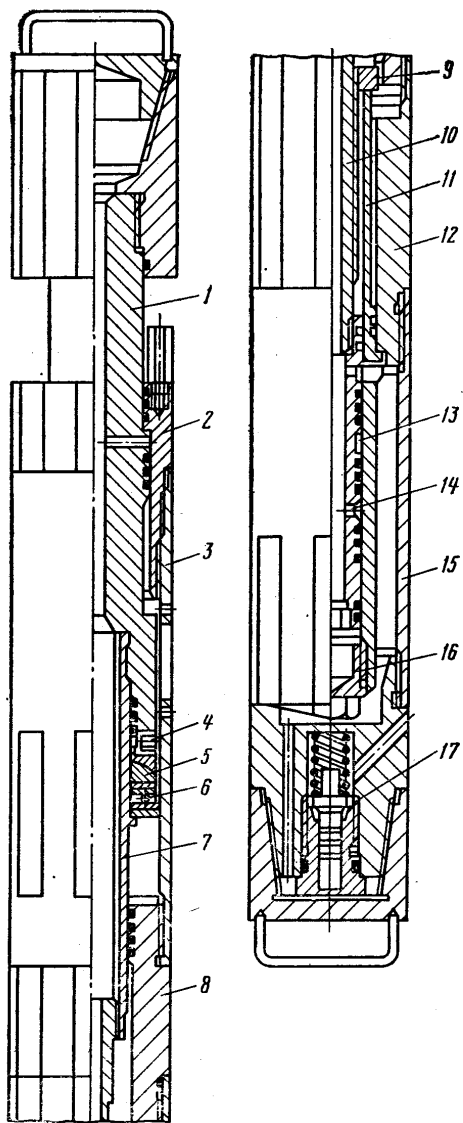


Рис. 30. Запорный поворотный клапан
ЗП2-146

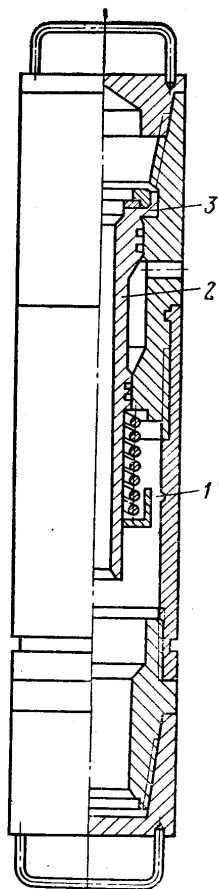
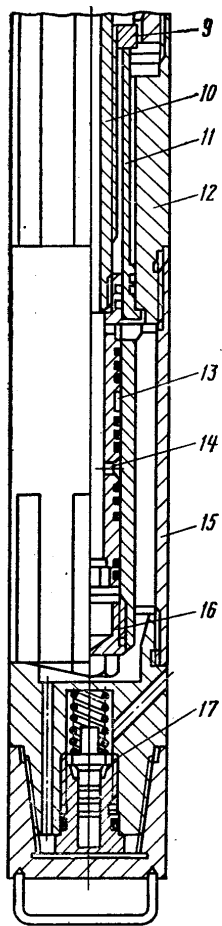


Рис. 31. Циркуляционный
клапан

переместившись в верхнее крайнее положение, выходит из зацепления с гайкой 9 и дальнейшее перемещение его вверх прекращается. В таком положении колонну бурильных труб можно вращать на неограниченное число оборотов.

После окончания испытания по мере подъема оборудования затрубное давление уменьшается, и, как только оно станет меньше гидростатического в трубах, откроется редукционный клапан 17. К моменту окончания подъема давление внутри запорного клапана станет близким к атмосферному, что обеспечивает безопасность работ во время его отвинчивания.

Конструкции и принцип действия запорных поворотных клапанов в КИИ2М-95 и КИИМ-65 аналогичны описанному.

Циркуляционный клапан предназначен для осуществления прямой или обратной циркуляции, что позволяет при необходимости вытеснить из бурильных труб отобранную из пласта жидкость, а в случае прихвата колонны бурильных труб — установить ванну.

Циркуляционный клапан показан на рис. 31. Он состоит из корпуса 1, внутри которого размещен полый шток-пробка 2, разобщающий радиальное отверстие в корпусе и полости бурильных труб. Шток-пробка удерживается в исходном положении срезной шпилькой 3.

Для открытия циркуляционного клапана в трубах необходимо создать давление, превышающее затрубное на $45 \div 50$ кгс/см². Под действием этого давления шпилька 3 срезается, шток-пробка смещается вниз, и полость бурильных труб сообщается с затрубным пространством.

Пакеры для работы с трубными испытателями пластов предназначены для разобщения испытуемого пласта и остальной части ствола скважины. В испытательном оборудовании в настоящее время используются пакеры с жесткой металлической опорой и с раздвижной резиновой опорой.

Типовая конструкция пакера с раздвижной резиновой опорой показана на рис. 32. При передаче сжимающей нагрузки корпусные детали пакера смещаются вниз относительно его штока 1. Это усилие передается на резиновый элемент 2, который, сжимаясь, увеличивается по диаметру. При дальнейшем смещении вниз корпусных деталей пакера диаметр резинового элемента увеличивается до диаметра скважины. К этому моменту резиновая опора 2 сжата, и ее наружный диаметр становится равным диаметру скважины, что создает условия для герметизации резиновым элементом пакера кольцевого зазора:

При снятии пакера с места гидростатическое давление в над- и подпакерной зонах выравнивается. Растягивающее усилие передается резиновому элементу, который возвращается в исходное положение. Резиновая опора под действием упругих сил также возвращается в исходное положение, что обеспечивает свободное снятие пакера с места и подъем его из скважины.

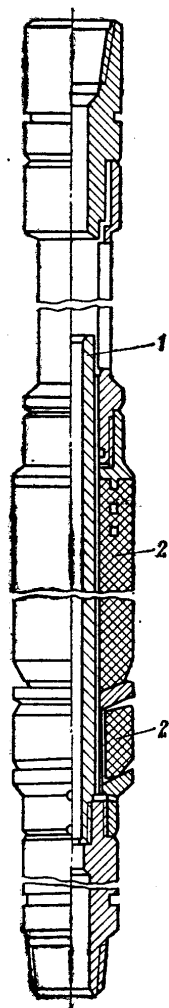


Рис. 32. Пакер с раз-
движной резиновой опо-
рой

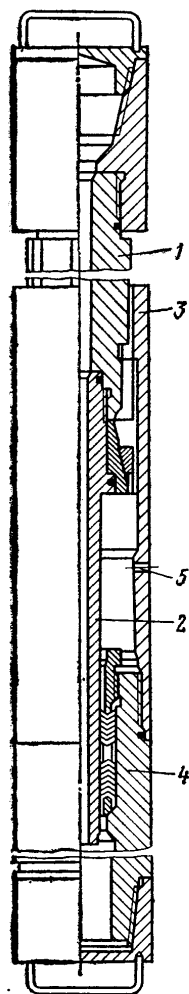


Рис. 33. Гидравлический
ясс ЯГ-146

Технические характеристики пакеров приведены в табл. 10. Резиновые детали пакеров изготавливают из термостойких резин. Срок службы резиновых элементов пакеров зависит от ряда факторов.

Гидравлический ясс предназначен для облегчения снятия пакера с места после испытания и освобождения хвостовика в случае его прихвата.

Общий вид ясса показан на рис. 33. Он состоит из корпуса 3, внутри которого размещены подвижные штоки 1 и 2, и нижнего

Таблица 10

Показатели	Тип пакеров		
	ПЦР-178	ПЦ-146	ПЦР-146
Наружный диаметр, мм	178	146	146
Диаметр сменных резиновых элементов, мм	245, 270	170, 180 195, 220	170, 180 195, 220
Рабочий ход пакера, мм	350	400	350
Рекомендуемая нагрузка при пакеровке, тс	15—20	10—12	10—12
Максимальный перепад давления, кгс/см ²	450	350	450
Максимальная температура, °С	150	150	170
Длина остова, мм	2373	2300	1633

Продолжение табл. 10

Показатели	Тип пакеров			
	ПЦ-95	ПЦР-95	ПЦ-65	ПЦП-65
Наружный диаметр, мм	95	95	67	67
Диаметр сменных резиновых элементов, мм	109, 115 135, 145	109, 115 135, 145	67, 78 82, 92	67, 78 87, 92
Рабочий ход пакера, мм	370	330	260	240
Рекомендуемая нагрузка при пакеровке, тс	6—8	6—8	1,5—8	1,5—3
Максимальный перепад давления, кгс/см ²	350	450	350	400
Максимальная температура, °С	170	170	150	170
Длина остова, мм	1525	1435	1410	1450

переводника 4. При спуско-подъемных операциях ясс находится в растянутом положении. В момент пакеровки при создании сжимающих усилий штоки 1 и 2 перемещаются в крайнее нижнее положение. При создании растягивающей нагрузки штоки начинают перемещаться вверх. При этом для перемещения штоков вверх необходимо приложить дополнительное усилие, чтобы преодолеть гидравлическую неуравновешенность.

Под действием этого усилия колонна бурильных труб растягивается в пределах упругой деформации. По мере перемещения штока вверх герметизирующий элемент оказывается выше радиальных отверстий 5 в корпусе. Усилие, препятствующее свободному перемещению штока вверх, исчезает и под действием

упругой деформации колонны труб шток 2 ясса резко перемещается вверх, ударяя по внутреннему торцу корпуса 3. Сила удара для яссов диаметром 146 мм может достигать 60—80 тс, что способствует освобождению хвостовика в случае его прихвата в скважине.

Принцип действия яссов, используемых в комплектах КИИ2М-95 и КИИМ-65, аналогичен описанному выше.

Фильтры предназначены для очистки жидкости (или газа), поступающей из испытываемого пласта, для предупреждения засорения штуцера и проходных каналов узлов испытательного оборудования. Они состоят из отдельных толстостенных патрубков с профрезерованными щелями.

Техническая характеристика фильтров, используемых с комплектами испытательного оборудования, приведена в табл. 11.

Таблица 11

Показатели	Тип фильтров		
	Ф-146	Ф-95	Ф-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Длина, мм	1980	2527	2555
Толщина стенки, мм	20	12	9,5
Размер щели, мм:			
ширина	3	3	3
длина	100	100	100
Число щелей	40	60	72
Масса, кг	230	90	43

В переводниках для установки приборов размещают глубинные регистрирующие манометры. Переводники выполняют из толстостенных патрубков. Их основная характеристика приведена в табл. 12.

Таблица 12

Показатели	Тип переводников		
	ПП-146	ПП-95	ПП-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Внутренний диаметр, мм	94	70	48
Длина, мм	2000	2500	2575
Масса, кг	145	88	39

§ 3. УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для проведения работ с трубными испытателями пластов используется специальное оборудование, с помощью которого выполняют следующие операции:

- 1) исследование работы пласта на различных режимах;
- 2) вращение колонны бурильных труб без разборки устьевого манифольда;
- 3) отвод пластового флюида, поступающего из пласта в бурильные трубы, на безопасное расстояние от буровой установки;
- 4) закачка жидкости в бурильные трубы.

Общая схема устьевого оборудования показана на рис. 34. Оно состоит из двух основных частей; вертлюжной головки и устьевого манифольда.

Вертлюжная головка показана на рис. 35. В корпусе 1 головки размещен пробковый кран 2, при помощи которого манифольд может быть либо подключен к головке, либо разобщен с трубным пространством.

В нижней части корпуса помещен шар 3, удерживаемый в гнезде при помощи шпильки 4. При необходимости этот шар может быть сброшен внутрь бурильного инструмента. Между корпусом и крестовиной 5 для подсоединения манифольда размещен шариковый подшипник 6, благодаря которому можно осуществлять вращение корпуса 1 без вращения крестовины 5. Вертлюжная головка рассчитана на работу при избыточном давлении 300 кгс/см².

Устьевой манифольд (см. рис. 34) собирается из быстроразъемных секций и через кран высокого давления соединяется с крестовиной головки. Через один из отводов тройника манифольд подсоединяется к цементировочному агрегату. К другому отводу тройника подсоединяется пробоотборная секция с вентилем для взятия пробы жидкости или газа. К пробоотборной секции подсоединен тройник, через который собирается вторая струна манифольда. В обеих струнах предусмотрена установка штуцерных камер.

При наличии перелива поток жидкости или газа направляется через одну из струн манифольда. Краны высокого давления на другой струне закрыты. В случае необходимости поток жидкости или газа может быть направлен через вторую струну с установленным в ней штуцером другого диаметра.

В процессе испытания замеряется дебит при различных диаметрах штуцера и давлении на устье скважины, а через вентиль пробоотборной камеры периодически отбирается проба жидкости или газа. Оборудование рассчитано для работы при избыточном давлении до 300 кгс/см².

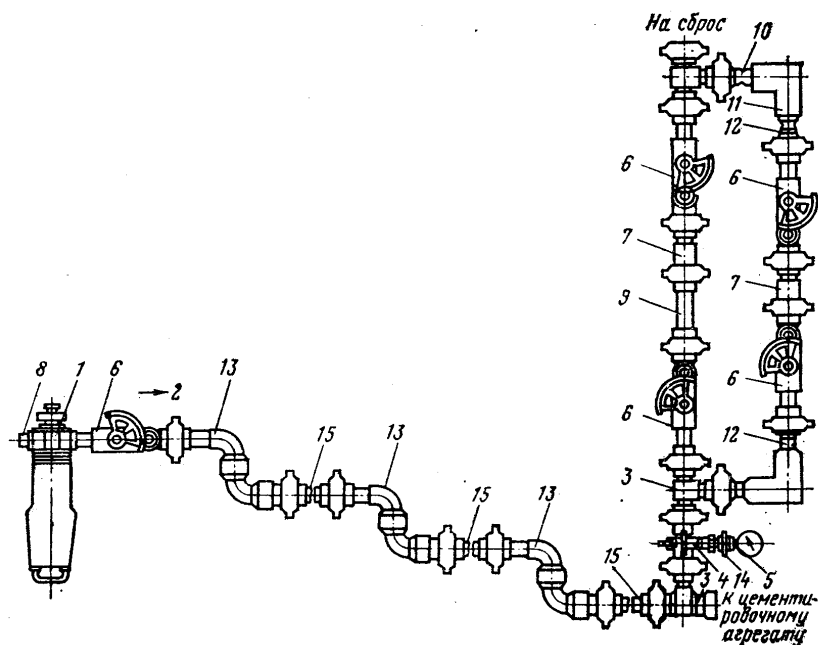


Рис. 34. Устьевое оборудование:

1 — вертлюжная головка; 2 — устьевой manifold; 3 — тройник; 4 — пробоотборная секция; 5 — устройство для замера давления и отбора проб; 6 — кран высокого давления; 7 — штуцерная камера; 8 — заглушка; 9 — патрубок; 10, 12 — соединительные патрубки; 11 — угольник; 13 — шарниры; 14 — разделитель; 15 — труба высокого давления

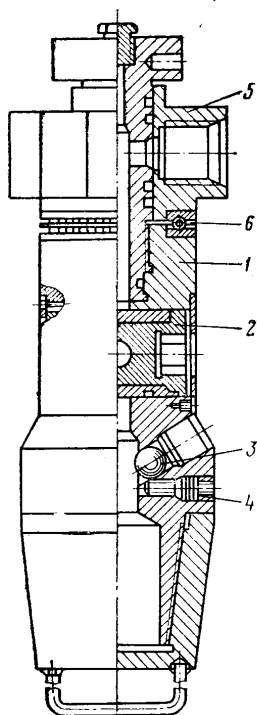


Рис. 35. Вертлюжная головка

§ 4. МНОГОЦИКЛОВОЕ ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

К настоящему времени для проведения операций по испытанию пластов все шире применяют специальное оборудование, обеспечивающее испытание нескольких объектов без подъема оборудования на поверхность: осуществление мероприятий по интенсификации притока и изоляции испытанных объектов путем закачки цементного раствора.

Таким оборудованием являются созданные СевКавНИПИ-нефть комплексы многоциклового испытательного оборудования диаметрами 146, 127 и 80 мм. Их техническая характеристика приведена в табл. 13. Типовые компоновки показаны на рис. 36.

Таблица 13

Показатели	Испытатель пластов		
	МИГ-146	МИГ-127	МИГ-80
Наружный диаметр, мм	146	127	80
Максимальная длина сборочной единицы, мм	2 920	2 890	3 470
Общая длина комплекса, мм	27 450	27 150	23 410
Допустимая нагрузка, тс:			
сжимающая	150	175	40
растягивающая	70	60	20
Крутящий момент, кгс·м	1000	750	540
Максимальный перепад давления, кгс/см ²	450	450	450
Максимальная температура, °С	200	200	200
Общая масса комплекса, кг	5442	5682	635
Диаметр обслуживаемых скважин мм	190—295	161—243	97—112

Тип компоновки *а* предусматривает возможность испытания пласта, расположенного ниже пакерующего элемента. Для осуществления любого числа открытых и закрытых периодов испытания в компоновку включено устройство для раздельного вращения колонны бурильных труб, установленное между испытателем пластов и пакером.

Тип компоновки *б* предусматривает использование запорного поворотного клапана двойного закрытия, устанавливаемого над испытателем пластов. В этом случае устройство для раздельного вращения колонны бурильных труб не используется. При таком варианте компоновки проводят два открытых и два закрытых периода испытания путем вращения колонны бурильных труб на заданное число оборотов в определенной последовательности.

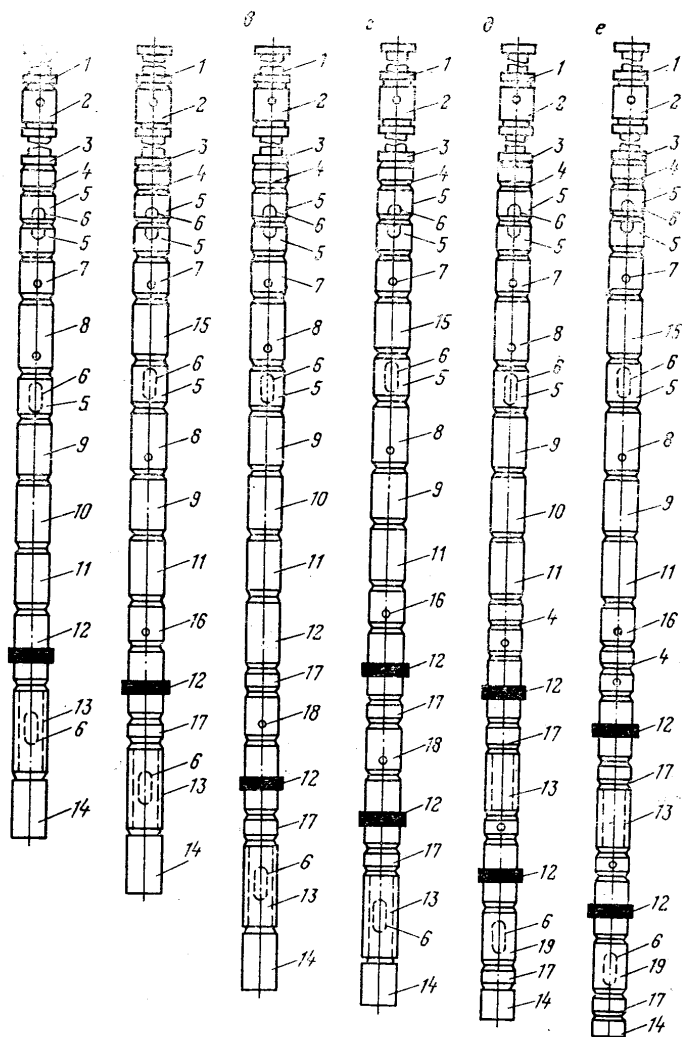


Рис. 36. Типовые компоновки многоциклового испытательного оборудования:

1 — бурильные трубы; 2 — циркуляционный клапан; 3 — секция бурильных труб; 4 — переводник; 5 — подгонный патрубок; 6 — манометр; 7 — гидравлический штуцер; 8 — испытатель пластов; 9 — пробоотборник; 10 — устройство для вращения; 11 — ясс; 12 — пакер; 13 — фильтр; 14 — хвостовик; 15 — запорный клапан; 16 — безопасный замок; 17 — левый переводник; 18 — распределительное устройство; 19 — переводник для приборов

Тип компоновки *в* предусматривает установку распределительного устройства между двумя пакерами с использованием запорного поворотного клапана двойного закрытия. Открытые и закрытые периоды испытания в этом случае проводят по аналогии с компоновкой типа *б*.

Вариант компоновки *г* предусматривает установку двух пакеров с размещенным между ними распределительным устройством. Ниже испытателя пластов установлено устройство для раздельного вращения колонны бурильных труб. Запорный поворотный клапан в этом случае не используется.

Компоновки *в* и *г* рекомендуется использовать в том случае, если по условиям испытания начальный перепад давления превышает 250 кгс/см^2 . Наличие специального устройства позволяет распределить общий перепад давления в заданной пропорции между верхним и нижним пакерующими элементами, что обеспечивает более благоприятные условия пакеровки.

Для селективного испытания пласта рекомендуется компоновка типа *д* с использованием запорного поворотного клапана двойного закрытия с целью получения двух открытых и двух закрытых периодов испытания путем вращения колонны бурильных труб.

Компоновка типа *е* также предусматривает селективное испытание пласта между двумя пакерами, причем открытые и закрытые периоды испытания (неограниченное число) проводят путем осевых перемещений колонны бурильных труб.

Обвязка устьевой головки должна обеспечивать возможность вращения колонны труб и ее возвратно-поступательные осевые перемещения на длину до 3 м.

При испытании пластов в глубоких скважинах, а также при необходимости испытания с противодавлением на пласт бурильные трубы частично или полностью заполняют водой или глинистым раствором. В процессе спуска жидкость обтекает пакер снизу вверх, а часть ее перетекает через полые штоки узлов над пакером и выходит через отверстие уравнильного клапана испытателя пластов в затрубное пространство, в связи с чем обеспечивается более легкое прохождение пакера через суженные участки ствола скважины.

В конце спуска инструмента при достижении хвостовиком забоя скважины весом труб создают сжимаемую нагрузку, под действием которой резиновый элемент пакера увеличивается в диаметре и изолирует зону под пакером от остальной части скважины. Под действием этой нагрузки через 30—120 с закрывается уравнильный и открывается впускной клапаны испытателя пластов.

Момент открытия клапана фиксируется на устье скважины по показаниям гидравлического индикатора веса, что является дополнительным средством контроля за работой испытателя пластов.

После открытия клапана давление в подпакерной зоне снижается и становится равным гидростатическому давлению столба жидкости в трубах. Под действием пластового давления жидкость или газ из испытуемого пласта поступает в бурильные трубы. По истечении некоторого времени (обычно 3—5 мин) колонну бурильных труб медленно приподнимают до тех пор, пока на индикаторе веса не установится собственный вес инструмента, а затем еще на 500—600 мм. При этом впускной клапан испытателя пластов закрывается, а уравнильный клапан под действием гидравлической неуравновешенности остается в закрытом положении.

После закрытия впускного клапана перекрывается доступ пластового флюида в трубы, поэтому давление в подпакерной зоне начинает возрастать, и манометры, установленные ниже испытателя пластов, запишут кривую восстановления давления. Этот период испытания принято называть закрытым. После первого закрытого периода испытания колонну бурильных труб опускают до первоначального положения, которое было в момент пакеровки, впускной клапан испытателя пластов снова открывается и подпакерная зона сообщается с полостью бурильных труб.

С этого момента начинается второй открытый период испытания. По истечении заданного времени второго открытого периода испытания колонну бурильных труб снова приподнимают. Впускной клапан испытателя пластов закрывается, и начинается второй закрытый период испытания. Таким образом, путем осевых перемещений колонны труб можно получить неограниченное число открытых и закрытых периодов испытания.

Устройство для раздельного вращения колонны бурильных труб, установленное под испытателем пластов, предотвращает преждевременное открытие уравнильного клапана, а также позволяет вращать колонну труб для предотвращения ее прилипания к стенкам скважины, что является важным профилактическим мероприятием по предупреждению прихвата труб.

Описанный способ открытых и закрытых периодов испытания приемлем для компоновок испытательного оборудования типов *а*, *в*, *д* (см. рис. 36). Для остальных вариантов компоновок, предусматривающих использование запорных поворотных клапанов двойного закрытия, открытые и закрытые периоды испытания проводят следующим образом.

По истечении 3—5 мин после открытия впускного клапана испытателя пластов вследствие некоторого подъема бурильного инструмента сжимающую нагрузку снимают, что облегчает закрытие запорного клапана. Этот клапан закрывают путем вращения колонны бурильных труб вправо на десять оборотов. После первого закрытого периода испытания бурильный инструмент снова вращают вправо на десять оборотов. При этом кла-

пан открывается, и полость бурильных труб сообщается с подпакерной зоной. С этого момента начинается второй открытый период испытания.

Затем по истечении заданного времени второго открытого периода испытания колонну бурильных труб снова вращают вправо на десять оборотов; запорный клапан закрывается, и с этого момента начинается второй закрытый период испытания. После вторичного закрытия запорного поворотного клапана колонну бурильных труб можно проворачивать на неограниченное число оборотов. Клапан при этом будет оставаться в закрытом положении.

При дальнейшем вращении колонны труб радиальное отверстие в корпусе клапана сообщается с полостью бурильных труб и отобранный пластовый флюид вытесняется из труб. При подготовке клапана к спуску в скважину эти радиальные отверстия можно герметично закрыть, чтобы обеспечить неограниченное вращение колонны труб без создания обратной циркуляции.

Пакер снимается с места по истечении общего времени испытания, продолжительность которого оговаривается в плане проведения работ. Первоначально создают натяжение инструмента, превышающее на 10—15 % вес его перед установкой пакера. При этом впускной клапан испытателя пластов закрывается, а его уравнильный клапан открывается. После закрытия прободоотборника надпакерная зона сообщается с подпакерным пространством, т. е. происходит выравнивание давления. Если после этого пакер не снимается, натяжение инструмента ступенчато увеличивают до допустимых пределов. Если инструмент не освобождается, его оставляют под натяжкой на 5—10 мин. Дальнейшие работы по освобождению инструмента осуществляют с помощью яссов путем расхаживания колонны труб.

Для предотвращения открытия впускного клапана испытателя пластов при расхаживании инструмента не следует допускать длительного воздействия сжимающих нагрузок на испытательное оборудование. Поднимают инструмент при непрерывном доливе промывочной жидкости в затрубное пространство.

При появлении труб с жидкостью необходимо цементировочным агрегатом через заливочную головку создать в них избыточное давление для открытия циркуляционного клапана. Затем обратной циркуляцией следует заменить пластовую жидкость в трубах буровым раствором, отбирая при этом нужное число проб пластовой жидкости, и продолжать подъем инструмента.

После подъема испытательного оборудования на поверхность его разъединяют по секциям, тщательно промывают водой. Из глубинных манометров извлекают бланки с диаграммами восстановления давления, а из прободоотборника — пробу.

§ 5. ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТ ПО ИСПЫТАНИЮ ГОРИЗОНТОВ ТРУБНЫМИ ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ

Опыт применения испытателей пластов показывает, что наиболее благоприятные условия для получения данных обеспечиваются при условии минимального (до 10 сут) разрыва во времени между вскрытием пласта и его испытанием.

Буровые растворы, используемые при вскрытии пластов, должны иметь низкую водоотдачу. Для снижения отрицательного влияния проникшего в пласт фильтра буровой раствор целесообразно обрабатывать поверхностно-активными веществами. Тип ПАВ и их концентрация в растворе следует выбирать для каждого конкретного случая, исходя из геологических условий бурения, минералогического и литологического составов пород, химического состава пластовых вод и других факторов.

В целях предупреждения открытых выбросов при отсутствии в разрезе поглощающих пластов плотность бурового раствора должна обеспечивать некоторое превышение гидростатического давления над пластовым. Величина этого превышения устанавливается в каждом районе в зависимости от условий бурения скважин. Растворы на нефтяной основе для вскрытия и испытания перспективных горизонтов в разведочных скважинах следует применять лишь в исключительных случаях.

Применение испытателей пластов допускается лишь в том случае, если ствол скважины обеспечивает нормальные условия спуска, заполнен буровым раствором, показатели которого соответствуют требованиям геолого-технического наряда. Интервалы ствола, где отмечались посадки или затяжки инструмента, должны быть проработаны, а скважина перед спуском испытателя пластов промыта.

Для выяснения условий, при которых будет работать испытатель пластов, необходимо до вскрытия интервала, подлежащего опробованию, провести кавернометрию нижней части ствола. Если диаметр ствола близок к номинальному и при дальнейшем углублении существенных его изменений не ожидается, пласт следует вскрывать долотами (колонковыми или для сплошного бурения), которыми бурили основной ствол. Если же ствол скважины имеет расширение или каверны, появление которых ожидается и при последующем углублении, следует бурить зумпф долотами меньшего диаметра. Бурение зумпфа необходимо начинать на 5—10 м выше ожидаемой кровли пласта. Рекомендуется при этом сплошной отбор керна.

Интервал опробования уточняют по данным каротажа, каверномера и кернового материала. Место установки пакеров выбирают с учетом литологического состава пород и состояния ствола скважины (или зумпфа), оно должно находиться как

можно ближе к кровле испытуемого горизонта. В исключительных случаях пакер может быть установлен несколько ниже кровли.

В скважинах, бурение которых ведется с использованием утяжеленных буровых растворов, рекомендуется заполнить исследуемый интервал неутяжеленным раствором, объем которого должен в 1,5—2 раза превышать объем скважины в интервале испытания. Это снижает абразивный размыв клапанной системы испытателя пластов.

На площадях со сложными геолого-техническими условиями бурения рекомендуется проверять безопасный срок оставления колонны бурильных труб без движения. Для этого колонну бурильных труб разгружают на забой, создавая сжимающее усилие, на 25—30 % превышающее усилие при пакеровке, через 5—10 мин инструмент поднимают на 5—8 м, фиксируя показания индикатора веса при отрыве инструмента от забоя и его подъеме. Повторно создают сжимающую нагрузку и оставляют инструмент неподвижным на больший промежуток времени (15—20 мин), затем снова фиксируют показатели индикатора веса и так далее, увеличивая продолжительность каждого цикла проверки на 10—15 мин до остановки полуторачасовой продолжительностью или до появления затяжек.

После проведения электрометрических работ уточняют интервал испытания и место установки резинового элемента пакера. Если подлежащий испытанию пласт окажется на 200—300 м выше забоя скважины, рекомендуется использовать испытатель пластов, обеспечивающий испытание этого пласта между двумя пакерами. При более значительном удалении пласта от забоя скважины целесообразна установка цементного моста, служащего искусственным забоем для опоры хвостовика. Высота моста должна быть не менее 50 м. После его установки разбуривают верхнюю часть на глубину 10—15 м, а затем испытывают на прочность с помощью колонны бурильных труб.

ВЫБОР МЕСТА УСТАНОВКИ ПАКЕРА

При испытании пластов в открытом стволе скважины возможны три варианта выбора интервала для установки пакера: в непроницаемой кровле испытуемого объекта; в устойчивой части ствола скважины над кавернозной кровлей испытуемого горизонта и при отсутствии проницаемых участков над испытуемым пластом; в верхней части испытуемого интервала, когда выше него ствол скважины осложнен кавернами непосредственно над пластом, подлежащим испытанию, расположен другой высокопроницаемый горизонт.

При выборе места установки пакера испытателя пластов необходимо иметь в виду, что длина хвостовика не должна превышать 50 м.

Перед спуском КИИ замковые соединения бурильных труб и самого испытателя дополнительно герметизируют пеньковым шнуром и крепят машинными ключами.

В глубоких скважинах отношение диаметра скважины D к диаметру резинового элемента пакера D_n должно составлять $K=1,10 \div 1,15$. В этих пределах обеспечиваются нормальная проходимость пакера по стволу и удовлетворительная устойчивость резинового элемента при работе пакера.

ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАЧАЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ

Величина требуемой депрессии зависит от типа коллектора. При работе испытателем пластов допустимая величина депрессии зависит от:

устойчивости труб, на которых спускается испытатель пластов на смятие;

б) устойчивости пакера на воздействие перепада давления; в практике максимальные перепады давления при использовании КИИ2М-146, КИИ2М-95 составляют 350 кгс/см^2 , а наиболее широко используемые — $180\text{—}250 \text{ кгс/см}^2$;

в) устойчивости пород, слагающих испытуемый интервал. При испытании коллектора, представленного слабосцементированными песчаниками, депрессию следует ограничить $110\text{—}120 \text{ кгс/см}^2$, чтобы свести до минимума обвалы или вынос песка; целесообразно для указанных коллекторов подбирать депрессию путем проведения нескольких последовательных испытаний с наращиванием депрессии.

При испытании коллекторов газоконденсатного типа следует ограничивать величину депрессии. Это вызвано тем, что при больших депрессиях конденсат сжижается в пласте, ухудшая его проницаемость. При испытании трещиноватых коллекторов большие депрессии могут привести к смыканию трещины, что отрицательно сказывается на проницаемости коллектора.

Для защиты клапанов испытательного оборудования от абразивного износа для снижения интенсивности притока флюидов из высокопроницаемых коллекторов за счет создания дополнительной депрессии применяют забойные штуцера диаметром $6\text{—}12 \text{ мм}$. Чем больше начальная депрессия на пласт и чем выше ожидаемый дебит, тем меньший диаметр штуцера следует использовать. Однако диаметр штуцера не должен быть меньше диаметра отверстий в фильтре или ширины его щелей.

Если условия испытания не могут быть обоснованы геолого-географическими данными, не рекомендуется устанавливать забойный штуцер.

СПУСКО-ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ

При спуске КИИ для предупреждения преждевременного открытия циркуляционного клапана недопустимы резкие изменения скорости спуска труб. Герметичность колонны труб в процессе ее спуска контролируют по изменению уровня бурового раствора в кольцевом пространстве.

При посадках инструмента сжимающая нагрузка на испытательное оборудование должна действовать не более 15—25 с, чтобы не допустить преждевременного срабатывания клапанной системы.

При спуске оборудования до забоя скважины верхний конец колонны труб должен находиться на высоте — 1,5—2 м от поверхности стола ротора, что необходимо для поддержания заданной сжимающей нагрузки на пакер. К верхней трубе предварительно присоединяют устьевую головку с манифольдом. После открытия приемного клапана испытателя пластов проверяют герметичность пакеровки по уровню бурового раствора в кольцевом пространстве. Быстрое падение уровня, а также невозможность его при доливе раствора указывают на негерметичность пакеровки. В этом случае колонну буровых труб следует приподнять на 2—3 м и, увеличив на 20—35 % сжимающую нагрузку, снова попытаться запакеровать скважину. Если и при этом наблюдается быстрое снижение уровня, то КИИ поднимают из скважины и проводят опробование пласта только после повторной подготовки скважины.

После окончания испытания трубы медленно приподнимают с таким расчетом, чтобы натяжка на 15—20 % превышала собственный вес колонны труб. Если пакер не снимается, то натяжку увеличивают, чтобы включить в работу ясс. Путем расхаживания колонны с одновременными ударами яссом освобождают пакер, после чего приступают к подъему испытательного оборудования. В процессе подъема необходимо доливать буровой раствор в затрубное пространство. При появлении труб, заполненных жидкостью, при помощи цементировочного агрегата открывают циркуляционный клапан. Находящуюся в трубах пластовую жидкость вытесняют на поверхность, отбирая необходимые пробы, после чего КИИ поднимают.

ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ОПРОБОВАНИЯ

Полный процесс опробования пласта состоит из следующих операций: первый открытый период — приток; первый закрытый период — начальное восстановление давления; второй открытый период — приток; второй закрытый период — конечное восстановление давления.

В процессе первого открытого периода призабойная зона очищается, восстанавливается ее проницаемость и происходит

дренирование пласта для получения начальной кривой восстановления давления, которая, как правило, используется для определения величины пластового давления. Продолжительность этого периода составляет 3—5 мин. Однако чем ниже проницаемость пласта и чем сильнее загрязнена призабойная зона испытываемого пласта, тем больше должна быть продолжительность этого периода.

Продолжительность первого закрытого периода не должна быть меньше продолжительности открытого периода. Чаще всего она в 1,5—2 раза превышает продолжительность открытого периода.

В процессе второго открытого периода происходит более глубокое дренирование испытываемого пласта. В этот период получают наиболее представительные пробы пластового флюида и более точную оценку активности его притока в скважину. Продолжительность второго открытого периода колеблется от 15 мин до 1 ч и более. Чем слабее приток флюида, тем продолжительнее должен быть период притока для обеспечения отбора представительной его пробы.

При большом притоке может происходить фонтанное проявление пласта на устье скважины, при котором отбор проб не затруднен. При малых притоках его величину контролируют по скорости вытекания воздуха из буровых труб. В момент, когда интенсивность вытеснения воздуха начинает падать, необходимо закрыть запорный поворотный клапан.

Продолжительность второго закрытого периода не должна быть менее продолжительности открытого периода, рекомендуется превышать это время в 1,5—2 раза.

В целом же время испытания горизонта (от распаковки до ее снятия) не должно превышать времени безаварийного стояния в скважине колонны буровых труб без движения. Если состояние ствола не позволяет провести полный цикл опробования, пласт может быть опробован по упрощенной схеме с одним периодом притока и с одним периодом восстановления давления.

ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ОПРОБОВАНИИ ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ КИИ

Осложнения могут происходить вследствие сложных геологических условий проводки скважины, большой кавернозности и сужения ствола, а также в результате технических просчетов и ошибок.

Наиболее характерны следующие осложнения.

1. Недоспуск пакера до места его установки. Возможными причинами этого могут быть: неправильно подобранный диаметр резинового элемента, недостаточная промывка скважины перед спуском КИИ, низкое качество бурового раствора. Если проработка ствола скважины долотом номинального диаметра не дает

положительных результатов, следует применить пакер с резиновым элементом меньшего диаметра.

2. Негерметичность пакеровки, которая может быть результатом недостаточной сжимающей нагрузки на пакер. Особенно характерно это для искривленных скважин, ствол которых осложнен желобными выработками. Довольно часты случаи негерметичности пакеровки в результате ошибки в замере глубины скважины или длины хвостовика и установки по этим причинам резинового элемента в кавернозном участке скважины. Негерметичность пакеровки может быть также следствием механического разрушения пакера при спуске в скважину, разрушения пласта при установке пакера в слабосцементированных рыхлых коллекторах, а также негерметичности колонны бурильных труб или испытательного оборудования.

3. Снятие труб наружным давлением столба бурового раствора ввиду их значительного износа.

4. Проседание колонны бурильных труб в момент открытия впускного клапана вследствие слома хвостовика или провала его в слой осевшего на забое шлама или в результате разрушения недостаточно прочного цементного моста.

5. Большие затяжки при снятии пакера, вызванные затеканием резины в кольцевой зазор между опорой пакера и стенками скважины, прихватом колонны бурильных труб и хвостовика, а также выпадением из бурового раствора шлама в надпакерной зоне.

6. Поршневание скважины при подъеме испытательного оборудования вследствие большой остаточной деформации резинового элемента пакера или его частичного разрушения.

7. Нефтегазопоявление в кольцевом пространстве скважины, вызываемое снижением гидростатического давления столба бурового раствора вследствие его недолива в скважину.

Анализ операций по опробованию пластов испытателями КИИ ГрозУфНИИ в тресте Белнефтегазразведка и объединении Белоруснефть показал, что в первые годы их внедрения 30 % операций оказались неудачными из-за осложнений с хвостовиком (погнут, сломан, прихвачен). Каждая третья операция была неудачной вследствие нарушений резинового элемента, остальные из-за неработоспособности клапана испытателя, негерметичности бурильных труб, закупорки отверстия штуцера шламом. Особое место занимают неудачные операции, связанные с осложнениями, обусловленными значительным перепадом давлений и возникающими при этом дополнительными нагрузками на пакер и хвостовик.

В процессе опробования на хвостовик действуют статическая и динамическая нагрузки. Статическая нагрузка складывается из веса бурильных труб, передаваемого хвостовику при сжатии пакера, и гидравлической нагрузки, передаваемой хвостовику при открытии клапана испытателя пластов. Динамической нагрузке

подвергаются пакер и хвостовик при резком открытии клапана испытателя при штуцерах большого диаметра и малой величине давления столба жидкости в трубах. Динамическая нагрузка может в несколько раз превышать статическую.

Статическая нагрузка на хвостовик определяется из выражения

$$G_{\text{ст}} = G_p + G_r, \quad (\text{II.1})$$

где G_p — нагрузка, необходимая для сжатия пакера, тс; G_r — гидравлическая нагрузка, тс.

Величина G_p зависит от диаметра скважины и резинового элемента и подбирается по табл. 10.

Н. Ф. Рязанцев и К. И. Лошкарёв [39] предложили определять гидравлическую нагрузку по формуле

$$G_r = \frac{\pi}{4} [(D_c^2 - d_n^2) H \rho_p - (D_c^2 - d_b^2) H_b \rho_b], \quad (\text{II.2})$$

где D_c — диаметр скважины, м; d_n , d_b — соответственно наружный и внутренний диаметры буровых труб, м; H — глубина установки пакера, м; H_b — уровень заливки воды в буровые трубы, м; ρ_p , ρ_b — плотность бурового раствора и жидкости, залитой в трубы, т/м³.

Величина динамической или ударной нагрузки зависит от гидравлической нагрузки и перепада давлений под штуцером и в трубах. Она может быть определена по уравнению

$$G_{\text{уд}} = G_r \sqrt{1 + \frac{2EF \Delta p}{l \rho_p G_r} \left(\frac{d_{\text{шт}}}{D_c} \right)^4}, \quad (\text{II.3})$$

где E — модуль упругости; F — площадь поперечного сечения хвостовика; Δp — перепад давления до и после штуцера; l — длина хвостовика; $d_{\text{шт}}$ — диаметр штуцера; D_c — диаметр скважины ниже пакера.

Максимальная нагрузка, действующая на хвостовик в процессе опробования:

$$G_{\text{уд max}} = G_r \sqrt{1 + 4,4 \cdot 10^3 \frac{F(H - H_n)}{l G_r} \left(\frac{d_{\text{шт}}}{D_c} \right)^4}, \quad (\text{II.4})$$

(H_n — высота столба жидкости залитой в трубах, приведенная к высоте столба бурового раствора).

Критическую (допускаемую) нагрузку на хвостовик рекомендуется определять из выражения

$$G_{\text{кр}} \leq F_{\text{тр}} \left[\sigma_{\text{т}} - 5,04 (D_c - D_n) \frac{\sqrt{EIq^2}}{W} \right], \quad (\text{II.5})$$

где $F_{\text{тр}}$ — площадь поперечного сечения труб, см²; $\sigma_{\text{т}}$ — предел текучести труб, кгс/см²; D_n — наружный диаметр труб хвостовика см; E — модуль упругости, кгс/см² ($E = 2,2 \cdot 10^6$ кгс/см²); I —

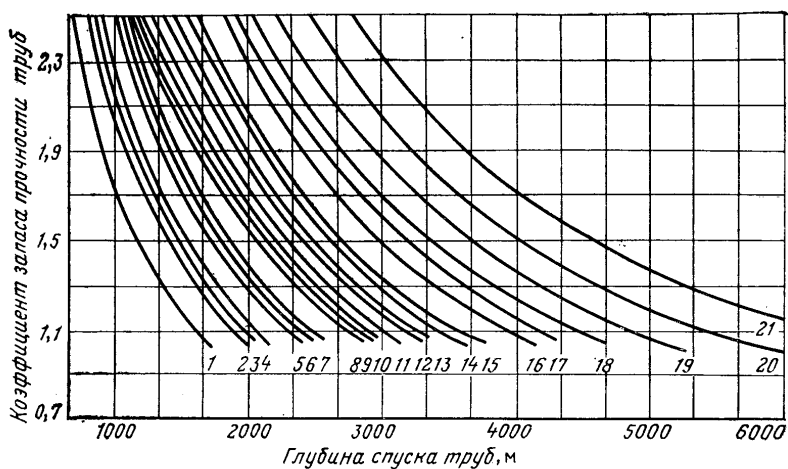


Рис. 37. Кривые допустимых глубин для спуска пустых буровых труб (диаметр трубы в мм, в скобках толщина стенки трубы в мм):

1 — 168 (8); 2 — 146 (8); 3 — 168 (9); 4 — 141 (8); 5 — 146 (9); 6 — 168 (10); 7 — 141 (9); 8 — 168 (11); 9 — 141 (10); 10 — 146 (10); 11 — 114 (8); 12 — 146 (11); 13 — 141 (11); 14 — 146 (12) и 114 (9); 15 — 121 (10); 16 — 114 (10); 17 — 89 (8); 18 — 73 (7); 19 — 89 (9); 20 — 73 (9); 21 — 89 (11)

осевой момент инерции, см^4 ; q — вес единицы длины труб с учетом веса замков и высаженной части труб, кгс; W — момент сопротивления, см^3 .

После преобразования получим

$$G_{\text{кр}} \leq F_{\text{тр}} [\sigma_{\text{т}} - 2,62(D_{\text{с}} - D_{\text{н}})] \quad (\Pi.6)$$

Поскольку в каждом нефтяном районе существуют свои особенности геологического и технологического характера, для упрощения проектирования опробования пластов применяют графо-аналитические методы расчетов основных параметров процесса. Для этого устанавливают зависимости и строят соответствующие графики.

Нагрузки, определяемые по приведенным выше уравнениям, действуют не только на хвостовик, но и на пакер. Поэтому очень важно правильно подбирать размеры резиновых элементов пакеров, устанавливать последние в местах наилучших условий для пакеровки.

Важная роль при опробовании пластов отводится качеству буровых труб, их техническому состоянию. Трубы должны иметь необходимый запас прочности при расхаживании прихваченного пакера или хвостовика, обеспечивать герметичность внутренней полости, быть достаточно прочными на смятие. Допустимая глубина спуска не заполненных жидкостью буровых труб может быть определена из графиков, приведенных на рис. 37.

§ 6. ДИАГРАММЫ ДАВЛЕНИЯ

Процесс опробования пласта КИИ отражается в записи динамики давления глубинными манометрами, которые входят в комплект испытательного инструмента. Эти записи получили название диаграммы (карты) давления.

На рис. 38 показаны положения, в которых находятся клапанные устройства КИИ при выполнении различных операций, и типовые записи на диаграмме давлений, соответствующие данной операции.

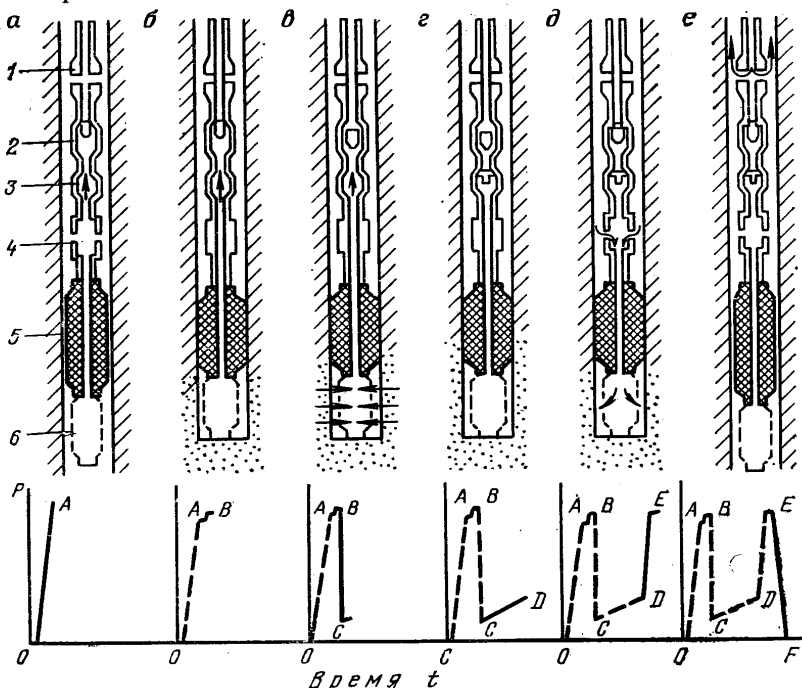


Рис. 38. Положение клапанных и других устройств на различных этапах работы с испытателями пластов и характер записи на диаграмме давлений:

a — спуск испытателя пластов (OA); *б* — пакеровка (AB); *в* — открытие впускного клапана (BC); *г* — закрытие запорного поворотного клапана для замера пластового давления (CD); *д* — открытие уравнительного клапана (DE); *е* — подъем испытания пластов (EF); 1 — циркуляционный клапан; 2 — впускной клапан; 3 — запорный поворотный клапан; 4 — уравнительный клапан; 5 — пакер; 6 — фильтр-хвостовик

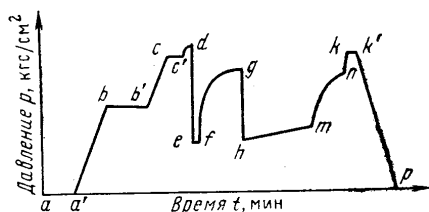
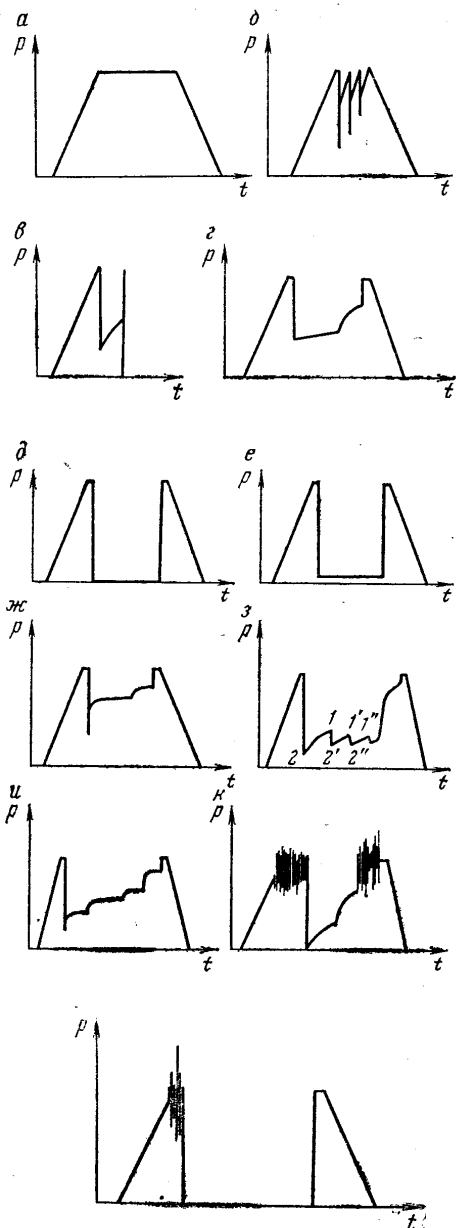


Рис. 39. Типовая диаграмма давлений

Рис. 40. Диаграммы давлений при различных состояниях пластов, ствола скважины и испытательного инструмента:

а — отказ клапанов; *б* — пропуск жидкости вследствие негерметичной установки пакера; *в* — остановка часового механизма; *г* — давление столба жидкости в колонне буровых труб очень высокое; *д* — испытание непроницаемого пласта; *е* — испытание пласта с низкой проницаемостью; *ж* — испытание высокопроницаемого пласта; *з* — притоки жидкости и газа (2—1, 2'—1' и т. д. — рост давления вследствие притока жидкости; 1—2, 1'—2' и т. д. — падение давления вследствие выноса жидкости поступающим из пласта газом); *и* — высокий дебит газа (дебит быстро стабилизируется); *к* — ствол скважины осложнен: при спуске испытателя наблюдаются гидроудары, перед объемом освобождения прихваченного инструмента яссом; *л* — при спуске испытателя хвостовик остановился на ложном забое, при пакеровке наблюдалось скольжение пакера, вследствие чего возникла серия гидроударов; при испытании притока не получено из-за низкой проницаемости пласта



Типовая диаграмма давления приведена на рис. 39. Ниже дается расшифровка этой диаграммы:

аа' — сборка элементов испытателя пластов на поверхности;

а'б — спуск испытателя пластов в скважину;

бб' — остановка спуска (долив жидкости в трубы);

б'с — продолжение спуска испытателя пластов; в точке *с* давление соответствует гидростатическому давлению бурового раствора;

сс' — подготовка к пакеровке;

с'д — пакеровка, заметное возрастание давления вызвано некоторым скольжением пакета под действием сжимающей нагрузки;

де — открытие впускного клапана; давление в точке *е* соответствует давлению столба жидкости, находящейся в колонне буровых труб;

ef — время перераспределения давления после открытия впускного клапана;

fg — кривая роста давлений при закрытом запорном поворотном клапане;

gh — второе открытие запорного клапана;

hm — рост давления за счет притока флюидов из пласта; кривая дебита за время второго открытия периода;

mn — второй закрытый период;

nk — открытие уравнительного клапана;

kk' — подготовка к подъему;

$k'r$ — подъем испытателя пластов на поверхность.

На рис. 40 приведены характерные диаграммы давлений, полученные в процессе работы с испытательным оборудованием в реальных скважинах.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ДИАГРАММЫ ДАВЛЕНИЙ

Возможны следующие виды контроля качества диаграмм давления:

сопоставление изменений фактических давлений с теми, которые должны быть во времени с учетом открытия и закрытия клапанов испытателя пластов;

сопоставление характеристических давлений, полученных на диаграмме, с расчетными.

Так, гидростатическое давление столба бурового раствора, записанное прибором в точке c (см. рис. 39), должно совпадать с расчетным.

Давление в точке e (см. рис. 39) должно совпадать с расчетным давлением столба жидкости в колонне бурильных труб и т. д.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ, ОПРОБОВАННЫХ КИИ

При опробовании пластов с помощью КИИ, спускаемых в скважины на трубах, записываются диаграммы восстановления давления, по которым с учетом притока флюидов оценивают гидродинамические параметры пластов. В СССР и за рубежом наиболее широко используют метод Хорнера, который по сравнению с другими менее трудоемок и обеспечивает достаточную точность расчетов.

Гидродинамические параметры пласта рассчитывают по формуле

$$p_{пл} - p_{заб} = 0,183 \frac{q\mu B}{kh} \lg \frac{T' + t}{t}, \quad (II.7)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление, кгс/см²; $p_{заб}$ — забойное давление, кгс/см²; q — дебит скважины, см³; μ — вязкость пластового флюида.

ида, сП; B — коэффициент сжимаемости флюида; k — коэффициент проницаемости, Д; h — толщина пласта, см; T' — время притока, мин; t — время восстановления забойного давления, мин.

Для определения параметров по кривой восстановления давления, записанной с помощью глубинных манометров в координатах $p_{\text{заб}} - T$, ее преобразовывают в график Хорнера, который строится в координатах

$$p_{\text{заб}} - \lg \frac{T' + t}{t}.$$

Чтобы построить такой график, кривую восстановления давления разбивают на интервалы, величина которых в зависимости от продолжительности закрытого периода может быть равна 1—10 мин. Общее число интервалов должно быть не менее десяти. Определяют забойное давление для каждого интервала времени и находят величину

$$\lg \frac{T' + t}{t},$$

после чего строят график.

Точки, построенные в этих координатах, должны образовывать прямую линию. В начальном периоде кривой восстановления давления может наблюдаться значительное отклонение от прямой, что обусловлено наличием «послеприточного эффекта», который со временем исчезает и наступает установившийся режим. Время, необходимое для достижения установившегося режима, зависит в первую очередь от коллекторских свойств пласта и условий притока. На построенном графике три-четыре точки должны находиться на прямолинейном участке.

Для определения пластового давления проводят прямую по последним трем-четырем точкам до пересечения с осью ординат. Точка пересечения будет соответствовать величине пластового давления.

При установившемся режиме фильтрации однофазной жидкости в однородной среде величины q , μ , B , k и h принимаются постоянными. Следовательно, пользуясь уравнением (II.7), можно записать

$$\frac{0,183q\mu B}{kh} = M, \quad (\text{II.8})$$

где M — постоянная величина.

Уравнение (II.8) можно записать в следующем виде:

$$M = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}}{\lg \frac{T' + t}{t}} = \frac{0,183q\mu B}{kh}. \quad (\text{II.9})$$

Величину M определяем графическим методом.

Решив уравнение (II.9) относительно неизвестных параметров, найдем величину гидропроводности:

$$\frac{kh}{\mu B} = \frac{0,183q}{M}. \quad (\text{II.10})$$

Средний дебит вычисляем из соотношения

$$q_{\text{ср}} = V/T, \quad (\text{II.11})$$

где V — объем притока пластового флюида, полученного при опробовании, см^3 ; T — время притока, мин.

Определив величину гидропроводности по уравнению (II.9), находим среднюю эффективную проницаемость, предварительно оценив по данным геофизических исследований эффективную мощность пласта. Так, если $kh/\mu = 5$; $h = 4$ м; $\mu = 1,5$ сП; $B = 1,15$, то

$$k = \frac{5\mu B}{h} = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 1,15}{400} = 0,0116 \text{ Д.}$$

Потенциальный коэффициент продуктивности определяем из соотношения

$$\eta_{\text{п}} = 0,0864kh/\mu. \quad (\text{II.12})$$

Фактический коэффициент продуктивности при испытании

$$\eta_{\text{ф}} = Q_{\text{ср}}/\Delta p_{\text{ср}}, \quad (\text{II.13})$$

где $Q_{\text{ср}}$ — средний дебит за время притока; $\Delta p_{\text{ср}}$ — средний перепад давления между пластом и скважиной в период притока, кгс/см^2 :

$$\Delta p_{\text{ср}} = p_{\text{пл}} - \frac{1}{2} p_{\text{скв}} = p_{\text{пл}} - \frac{H\rho}{20}. \quad (\text{II.14})$$

Здесь H — давление столба жидкости в трубах, кгс/см^2 ; $p_{\text{скв}}$ — давление столба жидкости, кгс/см^2 ; ρ — средняя плотность отобранной жидкости, г/см^3 .

Отношение потенциального коэффициента продуктивности к фактическому характеризует степень снижения проницаемости околоствольной зоны пласта и называется коэффициентом закупорки:

$$П = \eta_{\text{п}}/\eta_{\text{ф}}. \quad (\text{II.15})$$

Заметим, что коэффициент закупорки — величина, обратная коэффициенту совершенства. Прискважинная зона считается чистой, если $0,8 \leq П_3 \leq 1,5$.

При отборе из пласта только жидкости степень снижения проницаемости можно оценивать по показателю гидродинамического несовершенства скважины¹:

$$C = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}}{M(\lg T' + 2,65)}, \quad (\text{II.16})$$

¹ В других источниках эта величина названа величиной скин-эффекта.

где $p_{\text{заб}}$ — забойное давление в конце притока, кгс/см²; T' — время притока, мин.

Уравнение (II.16) непригодно, если из испытуемого пласта отобран газ. Потенциальный дебит:

$$Q_{\text{пот}} = p_{\text{пл}} \gamma_{\text{п}}. \quad (\text{II.17})$$

Для определения теоретического дебита рекомендуется формула

$$Q_{\text{теор}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{\Pi_3} = Q_{\text{ср}} \delta \quad (\text{II.18})$$

(δ — коэффициент совершенства скважины).

При $\delta = 1$ теоретический дебит будет равен фактическому, полученному при испытании.

В случае необходимости можно определить радиус исследования, т. е. расстояние от стенок скважины, в интервале которого наблюдается изменение статических условий в пласте при его испытании. Известно несколько формул для определения этого радиуса, основными из которых являются следующие:

$$r = \sqrt{\frac{kT}{m\mu B40}}, \quad (\text{II.19})$$

$$r = \sqrt{\frac{4kT}{mB}}, \quad (\text{II.20})$$

$$r = \sqrt[4]{4,63kT}, \quad (\text{II.21})$$

где m — коэффициент пористости.

Наиболее распространенной является формула (III.19).

Известны и другие методы обработки диаграмм давления, полученных при опробовании пластов с помощью испытателей. Укажем некоторые из них: дифференциальный метод УфНИИ для расчета кривых притока; интегральный метод Э. Б. Чекалюка, методика СевКавНИПИнефть (Н. Ф. Рязанцева) [39]. Сравнение величин параметров, полученных по этим методикам, показывает, что они могут значительно отличаться.

Кривые восстановления давления, полученные при опробовании пластов испытателями и во время испытания скважин (или во время эксплуатации), обрабатывают по несколько отличающимся методикам с употреблением различных терминов. Например, употребляется коэффициент призабойной закупорки (Π_3) — величина, обратная коэффициенту совершенства скважин. По-видимому, есть необходимость сблизить методики обработки кривых восстановления давления, полученных в незначительно отличающихся условиях.

§ 7. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТА ПРИБОРАМИ, СПУСКАЕМЫМИ В СКАЖИНУ НА КАБЕЛЕ

Для оценки нефтегазоносности пластов в процессе бурения используют испытатели, спускаемые в скважину на кабеле. При планировании и проведении работ, а также при интерпретации полученных данных необходимо учитывать особенности испытателей такого типа. К ним относятся:

- 1) точная привязка опробованных пластов к каротажным диаграммам;

- 2) высокая избирательность — опробование проводится на очень маленьком участке пласта (точечное опробование) — и возможность исследования близко расположенных участков;

- 3) небольшие затраты времени на проведение операции; даже в глубоких скважинах на одну операцию затрачивается 2—4 ч;

- 4) отсутствие необходимости специально готовить скважину; опробование можно провести после промежуточного каротажа этой же каротажной партией;

- 5) получение притока нефти и газа из пласта различной проницаемости за счет высокой депрессии и небольшого объема отобранных проб; приборами можно отбирать даже незначительные притоки углеводородов;

- 6) полностью исключена возможность нефтегазопроявлений и открытого фонтанирования, которые возможны при работе испытателями пластов, спускаемыми в скважину на трубах.

Приборы типов ОПК и ОПТ позволяют выявлять признаки, определяющие характер насыщенности пласта. В частности, изучение состава газа и сравнение его с имеющейся по данному региону информацией о газосодержании водоносных, нефтеносных или газоносных пластов могут позволить правильно интерпретировать результаты, полученные по опробованному пласту, а сравнение материалов геофизических исследований с результатами опробования позволяет выделять пласты-коллекторы.

Опробование испытателями, спускаемыми на кабеле, способствует повышению достоверности интерпретации данных промыслово-геофизических исследований, выделению нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, установлению водонефтяных и газожидкостных контактов. Результаты опробования приборами на кабеле позволяют оценивать свойства пласта, изучать его проницаемость.

Отечественной промышленностью освоен выпуск каротажных опробователей пластов трех типов: ОПК7-10; ОПК4-5 и термостойкий ОПТ7-10. Первые два типа приборов аналогичны по конструкции и принципу действия и отличаются только размерами. В приборе ОПТ7-10 для управления работой гидравлической си-

стеймой вместо пороховых зарядов используется золотниковый переключатель, который приводится в действие электромагнитом. Основные данные каротажных испытателей приведены в табл. 14.

Таблица 14

Показатели	Тип прибора		
	ОПК7-10	ОПК4-5	ОПТ7-10
Диаметр, мм	100	70	102
Максимальный поперечный размер прибора по башмаку, мм	132	90	135
Длина прибора, мм	3000	3000	2800
Масса, кг	90	50	90
Объем баллона, л	6,3	3,8	8,0
Диаметр скважины, мм	190—270	118—145	190—270
Максимальное допустимое рабочее давление, кгс/см ²	500	350	1000
Максимальная допустимая рабочая температура, °С	100	100	200
Максимальное давление в скважине, обеспечивающее работу прибора, кгс/см ²	50	40	40

Приборы работают на трехжильном, а при установке специальной головки на одножильном кабеле с типовым наземным оборудованием для промыслово-геофизических работ.

Конструкцией прибора ОПК предусмотрена возможность до создания перепада давлений сделать канал кумулятивным перфоратором, размещенным в опробователе. Объект опробования выбирают по результатам бурения, и это во многом зависит от опыта геологов. Если в процессе бурения замечены нефтегазоводопроявления (по газокаротажу, шламу, выходам углеводородов с буровым раствором), то, как правило, проводится промежуточный каротаж для изучения вскрытой зоны. Интерпретация результатов каротажа может быть основанием для планирования опробования пласта. В этом случае обязательно проведение кавернометрии для определения интервала, где можно установить прибор, так как при попадании его в каверну герметизирующее и прижимающее устройства могут не сработать и процесс окажется неудачным. Для установки прибора необходимо подбирать участок скважины без каверн.

Чем меньше времени прошло после вскрытия пласта бурением до начала опробования, тем лучший результат можно ожидать. Успешность процесса зависит также от величины пластового давления испытываемого интервала. Чем выше пластовое

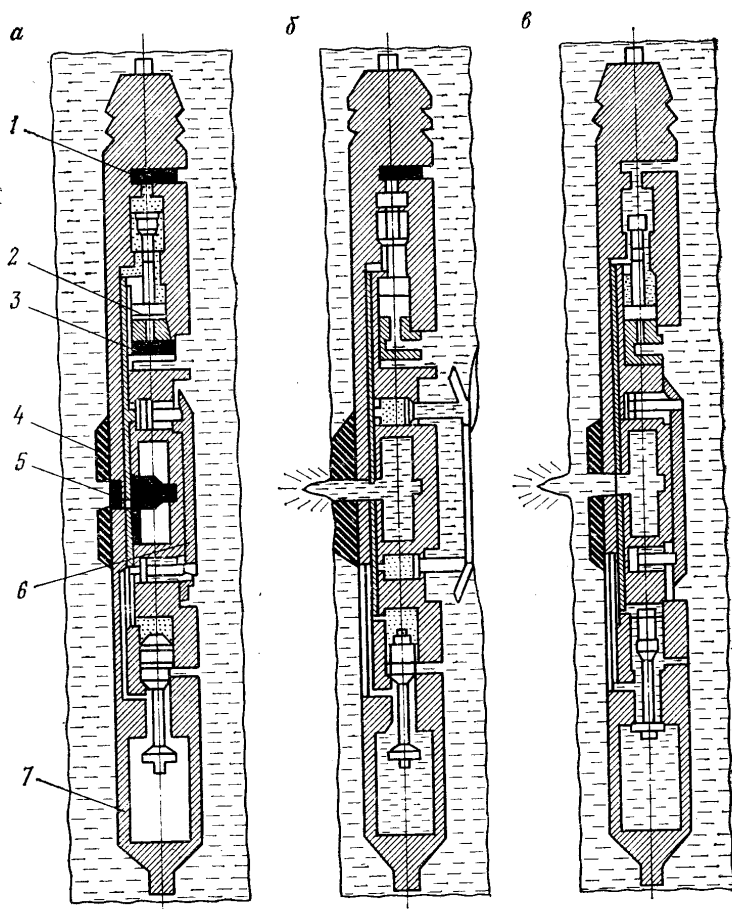


Рис. 41. Схема работы ОПК:

1 — верхняя пробка; 2 — поршень; 3 — нижняя пробка; 4 — уплотнительный башмак; 5 —кумулятивный заряд; 6 — прижимное устройство; 7 — баллон

давление, тем меньше времени необходимо на наполнение баллона. Обычно баллон держат открытым 5—20 мин.

На рис. 41 показана схема работы опробователя типа ОПК. Положение *а* — прибор в сборе спущен в скважину. Положение *б* — произведен выстрел нижней пробки, поршень переместился, приведя в рабочее положение элементы прижимной системы, произведен выстрел кумулятивным перфоратором, флюид из пласта поступает в баллон. Положение *в* — произведен выстрел верхней пробки, прижимное устройство и герметизирующий элемент возвращены в нормальное положение.

Не рассматривая комплекса подготовительно-заключительных работ при опробовании пласта прибором, спускаемым на кабеле,

можно выделить три стадии, связанные непосредственно с поведением пласта по время опробования:

- 1) возникновение и распространение гидродинамического возмущения в пласте;
- 2) уменьшение давления в некотором объеме пласта вследствие перемещения жидкости и газа из пласта в баллон;
- 3) восстановление пластового давления в зоне опробования после прекращения перетока.

Представляет интерес определение расстояния, на которое может повлиять процесс опробования, или радиуса дренирования. Работами, выполненными лабораторией опробования пластов Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизики, определены радиусы дренирования для различных пластов. Подсчитано, что для пластов большей мощности при применении баллонов вместимостью до 10 л радиус дренирования составляет 50 см. На радиус дренирования существенно влияет пористость пласта. При опробовании пропластков радиус дренирования больше. В связи с неоднородностью пластов можно предполагать, что он может составлять 80—100 см.

При бурении скважин с использованием глинистого раствора возможны случаи, когда проникновение фильтрата раствора будет превышать эту величину. Однако следует учитывать, что фильтратом замещается не все количество нефти и газа, находящегося в пласте. Поэтому при резкой депрессии в баллон вместе с фильтром могут поступить остаточные нефть и газ, анализ и исследование которых помогут установить, чем насыщен пласт.

Практика показывает, что баллоны наполняются пластовыми жидкостями и газом, фильтратом бурового раствора, буровым раствором. Соотношения их объемов различны. В зависимости от объема пластовой жидкости выбирают метод ее использования. Так, если объем нефти более 0,5 л, приводят полный анализ нефти. Для проб меньшего объема ограничиваются измерением плотности, вязкости и люминесцентными исследованиями. Способ определения характеристик пластовых воды и газа зависит от их объема и наличия лабораторий для проведения исследований.

Опробование пластов испытателями, спускаемыми на кабеле, в процессе бурения может оказать помощь в исследовании разреза, а сравнение результатов исследований с данными, полученными другими методами опробования, позволит накапливать опыт работы, совершенствовать процессы и уверенней интерпретировать их.

Кроме описанных, известны другие конструкции опробователей пластов, спускаемых на кабеле, например, опробователь пластов ГрозНИИ, принцип работы которого аналогичен ОПК7-10.

Опробователь пластов ОП-150 конструкции ВНИИКанефтегаза — ВНИИгеофизики выполнен на базе сверлящих грунтоносов, применяющихся для отбора керна из стенки необсаженной скважины. При использовании этого опробователя возможен одновременный отбор образца грунта и насыщающих его жидкостей, причем пробу не загрязняют газы, образующиеся от ВВ. Наличие двух баллонов (верхнего и нижнего) позволяют отбирать как загрязненные, так и более чистые образцы пластового флюида. Опробователь опускается в скважину на кабель-тросе с помощью лебедки самоходной станции сверлящих грунтоносов ССГ-1А.

Глава III

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

§ 1. МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ПЛАСТ

УСЛОВИЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

Движение жидкости из пласта к забою скважины происходит при условии

$$p_{\text{пл}} > p_{\text{заб}} + p_{\text{соп}}, \quad (\text{III.1})$$

где $p_{\text{пл}}$ — давление в пласте; $p_{\text{заб}}$ — давление в скважине, созданное столбом жидкости; $p_{\text{соп}}$ — давление, необходимое для преодоления сопротивлений движению жидкости в призабойной зоне пласта и по подъемным трубам.

Из неравенства (III.1) следует, что при прочих равных условиях чем выше пластовое давление, тем быстрее можно получить приток. Следовательно, при падении пластового давления в процессе разработки условия для вызова притока будут ухудшаться. Величина забойного давления в большинстве случаев оказывает решающее влияние на условия притока. Она зависит от высоты столба и плотности жидкости, находящейся в скважине.

Если в скважине жидкость плотностью ρ , а высота столба жидкости H , то в статическом состоянии давление на забой будет

$$p_{\text{заб}} = \rho H / 10^4. \quad (\text{III.2})$$

Подставляя в неравенство (III.1) значение $p_{\text{заб}}$, получим

$$p_{\text{пл}} > \frac{\rho H}{10^4} + p_{\text{соп}}. \quad (\text{III.3})$$

Из этого выражения следует, что для получения притока необходимо снизить высоту столба жидкости H , плотность ρ и величину сопротивления движению флюида по пласту и по подъемным трубам $p_{\text{соп}}$.

Давление $p_{\text{соп}}$ определяют после получения притока флюида из пласта, поэтому мероприятия по его снижению проводят по полученным данным. Величину давления на забой можно изменять в широких пределах путем изменения высоты столба и плотности жидкости.

В практике испытания скважин, особенно разведочных, нередко случаи, когда силы сопротивления движению флюидов в пласте превышают величину пластового давления и даже при

максимальной депрессии (скважина полностью опорожнена) притока флюидов не получают. В этом случае для уменьшения сил сопротивления применяют методы гидромеханического, химического, термического или комбинированного воздействия на призабойную зону пласта.

Силы сопротивления, возникающие в подъемных трубах, существенно влияют только при высоких дебитах флюидов, поэтому при вызове притока они могут не рассматриваться. Выбор метода вызова притока зависит от многих факторов: геолого-физических характеристик пород, слагающих коллектор, и насыщающих эти породы жидкостей; величины пластового давления; технического состояния скважины (прочностные характеристики колонн, наличие цементного кольца и его качество и др.); наличия оборудования и его технических характеристик.

Основным методом вызова притока из пласта является снижение давления на забой. Этот метод может быть осуществлен несколькими способами: заменой бурового раствора, находящегося в колонне, более легкой жидкостью (буровым раствором меньшей плотности, водой, нефтью, пеной, аэрированной жидкостью); промывкой; снижением уровня в скважине с помощью компрессора или глубиннонасосной установки; поршневанием (свабированием), тартанием.

Если методом снижения давления на забой вызвать приток из пласта не удастся, применяют методы гидромеханического, химического, термического или комбинированного воздействия на призабойную зону пласта, а затем снова снижают давление на пласт. В практике всегда предпочтение отдают наиболее простому и доступному для осуществления на этой скважине методу, а затем идут к усложнению процесса.

ЗАМЕНА БУРОВОГО РАСТВОРА ЖИДКОСТЬЮ МЕНЬШЕЙ ПЛОТНОСТИ

Процесс замены бурового раствора жидкостью меньшей плотности осуществляется по схеме, приведенной на рис. 42. В зависимости от характеристики коллектора и насыщающих его флюидов процесс может быть проще или сложнее, но все сводится к выполнению следующих технологических операций:

1. Установка на площадке необходимого оборудования и обвязка его линиями.

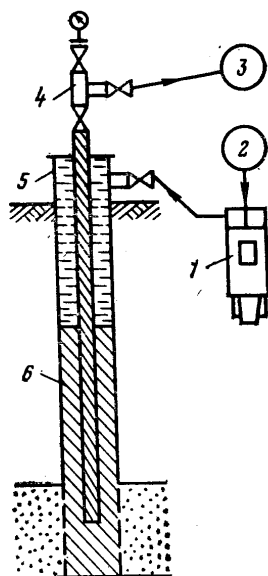
2. Опрессовка нагнетательных линий давлением, превышающим максимальное ожидаемое в процессе замены раствора:

$$p_{\max} = (\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{ж}}) \frac{H}{10^3} + p_{\text{тр}}, \quad (\text{III.4})$$

где $\rho_{\text{бр}}$, $\rho_{\text{ж}}$ — плотности соответственно бурового раствора в скважине и жидкости, которая будет закачиваться, кг/м^3 ; H —

Рис. 42. Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора водой:

1 — насосный агрегат; 2 — емкость для воды (или водовод); 3 — емкость для сбора бурового раствора; 4 — устье скважины; 5 — вода; 6 — буровой раствор



глубина спуска насосно-компрессорных труб, м; $p_{тр}$ — давление, необходимое для преодоления сил сопротивления движению жидкости, кгс/см².

По величине p_{max} выбирают оборудование для проведения процесса.

3. Закачка жидкости меньшей плотности в затрубное пространство до полной замены ею раствора. Иногда закачку жидкости ведут в трубки. Преимущество процесса закачки жидкости в затрубное пространство заключается в том, что при получении притока до окончания замены раствора создаются нормальные условия для работы скважины и вынос твердых частиц из интервала перфорации более полный в связи с высокой скоростью движения жидкости. Когда p_{max} выше предела прочности колонны, необходимо снизить плотность бурового раствора, заменив его сначала легким, а затем другой жидкостью еще меньшей плотности.

При замене бурового раствора более легкой жидкостью возможны случаи, когда приток флюидов из пласта начинается до окончания процесса. При этом давление на выкиде насосов уменьшается, и их подачи может не хватить для поддержания притока. В таких случаях, а особенно при испытании слабосцементированных и подверженных разрушению коллекторов, на выкидной линии устанавливают штуцер, которым регулируют скорость потока и давление. Регулировать давление на забой рекомендуется также при вызове притока из скважин с высоким газовым фактором и газовых, так как быстрое освобождение колонны от жидкости может привести к ее деформации.

Установка штуцеров и регулирование потока рекомендуются для плавного запуска скважины, при котором давление на забой снижается постепенно. В результате роста давления на устье при закачке в скважину жидкости меньшей плотности может наблюдаться поглощение раствора. В этом случае рекомендуется устранить все искусственные сопротивления (убрать штуцера, полностью открыть задвижки) и уменьшить подачу насосных агрегатов. Целесообразно также предусматривать обработку закачиваемой жидкости ПАВ, чтобы попадающая в пласт жидкость не ухудшала коллекторских свойств пласта.

Иногда депрессия, полученная в результате замены жидкостей, недостаточна для вызова притока из пласта, тогда для создания большей депрессии используют другие способы снижения давления на забой.

СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ С ПОМОЩЬЮ КОМПРЕССОРА

Снижение давления на забой с целью вызова притока с помощью компрессора является одним из наиболее распространенных способов. Этот способ позволяет производить вызов притока при установленном на устье оборудовании и создать значительные депрессии на пласт — резко или плавно.

Организации, ведущие работы по испытанию скважин, не всегда располагают компрессорными установками высокого давления, поэтому в зависимости от глубины скважины, прочности колонн и наличия оборудования снижение давления на забой осуществляют разными технологическими приемами: вытеснением (заменой) части жидкости, находящейся в скважине, газом (воздухом), изменением направления потока сжатого воздуха, применением пусковых отверстий и клапанов, нагнетанием в скважину «воздушных пачек», аэрированием жидкости, промывкой пенами. Каждый из этих приемов осуществляется по своей технологической схеме.

Вытеснение жидкости газом (воздухом). Наиболее распространенными в настоящее время на промыслах являются передвижные компрессорные установки У КП-80, подача которых 8 м³/мин и максимальное давление 80 кгс/см². Реже применяют установки КС-16-100 (КПУ-16-100) с подачей 16 м³/мин, давлением 100 кгс/см² и КПУ-16-250 с той же подачей и давлением 250 кгс/см².

Зная диаметры эксплуатационной колонны и спущенных в скважину насосно-компрессорных труб (НКТ), плотность находящейся жидкости, можно определить глубину, до которой будет снижен уровень при использовании компрессоров различной мощности:

а) при закачке воздуха в затрубное пространство

$$h_1 = \frac{10^4 p}{\rho} \cdot \frac{v_3}{v_k}; \quad (\text{III.5})$$

б) при закачке воздуха в НКТ

$$h_2 = \frac{10^4 p}{\rho} \cdot \frac{v_T}{v_k}. \quad (\text{III.6})$$

Здесь h_1 и h_2 — глубины снижения уровня соответственно в затрубном пространстве и НКТ, м; p — максимальное давление, создаваемое компрессором, кгс/см²; ρ — плотность жидкости, находящейся в скважине, кг/м³; v_3 , v_T , v_k — объем единицы затрубного пространства, НКТ и колонны.

Расчеты показывают, что при использовании компрессора У КП-80 в скважине, заполненной водой, с диаметром колонны 146 мм, куда спущены НКТ диаметром 73 мм, уровень можно снизить на 600 м, закачивая в затрубное пространство, и на 200 м — в НКТ. Когда диаметр колонны 168 мм и диаметр НКТ 73 мм, h_1 и h_2 имеют значения соответственно 670 и 135 м. Следовательно, не используя других приемов в работе, можно создать депрессию на пласт в 146-мм колонне 60 кгс/см² и в 168-мм колонне 67—70 кгс/см², если закачивать газ в затрубное пространство, и соответственно 20 и 14 кгс/см² при закачке газа в НКТ.

Для того чтобы произошел прорыв газа через башмак насосно-компрессорных труб в заполненной жидкостью скважине, необходимо выполнить условие

$$p_{\text{пуск}} = \rho H / 10^4, \quad (\text{III.7})$$

где $p_{\text{пуск}}$ — пусковое давление, кгс/см²; H — глубина спуска НКТ, м; ρ — плотность жидкости, находящейся в скважине, кг/м³.

Если статический уровень находится на каком-то расстоянии от устья, то пусковое давление определяют по эмпирическим формулам:

для закачки газа в затрубное пространство

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h\rho}{10^4} \cdot \frac{D^2}{d^2}; \quad (\text{III.8})$$

для закачки газа в НКТ

$$p_{\text{пуск}} = \frac{h\rho}{10^4} \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2}. \quad (\text{III.9})$$

Здесь h — глубина спуска башмака труб под уровень, м; D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d — внутренний диаметр НКТ, м.

Заметим, что величина пускового давления для второго случая может быть значительно меньше, поскольку она зависит от отношения удельных объемов затрубного пространства и труб.

По формуле (III.9) можно вычислить максимальную глубину спуска башмака насосно-компрессорных труб под уровень жидкости при работе компрессором:

$$h = \frac{10^4 p_{\text{пуск}} (D^2 - d^2)}{\rho D^2}. \quad (\text{III.10})$$

Для 146-мм колонны 73-мм НКТ при $p_{\text{пуск}} = 80$ кгс/см² эта величина равна 600 м. Путем вытеснения жидкости сначала из затрубного пространства, а затем из НКТ можно осуществить продувку скважин на большую глубину. Так, в 146-мм колонне при давлении 80 кгс/см² уровень установится на глубине 600 м от устья. Затем закачивают газ в НКТ. При давлении, близком к 80 кгс/см², начнется вытеснение воды из скважины, которая

затем аэрируется и будет полностью замещена газом. Следовательно, осуществляя процесс последовательно в два приема, можно довести депрессию на пласт до 120 кгс/см².

При использовании насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм и колонн большего диаметра это значение может быть выше (табл. 15).

Таблица 15

Глубина снижения уровня воды компрессором методом переключения потока

Показатели	Давление компрессора, кгс/см ²	Диаметр колонны и НКТ, мм			
		146		168	
		73	60	73	60
Снижение уровня при закачке газа в затрубное пространство	80	600	670	670	700
	100	750	840	830	890
Дополнительное снижение уровня при закачке газа в НКТ	80	600	670	670	700
	100	750	840	830	940
Общее снижение уровня за два приема	80	1200	1340	1340	1410
	100	1590	1680	1660	1830

Приведенные выше расчеты справедливы только для случая, когда отсутствует приток из пласта. При наличии притока уровень в скважине будет увеличиваться и давления компрессора может не хватить.

Нагнетание воздушных пачек. Одним из способов снижения давления на забой с помощью компрессоров в глубоких скважинах является нагнетание в скважину воздушных пачек. Технологическая схема процесса приведена на рис. 43.

К затрубному пространству скважины подключают компрессорную установку и насосный агрегат. После промывки скважины в затрубное пространство нагнетают газ (воздух), пока давление не достигнет максимальной величины для установленной компрессорной установки. Затем жидкостью, которую закачивает насосный агрегат, проталкивают находящийся в затрубном пространстве газ к башмаку насосно-компрессорных труб. При снижении давления на выкиде насосного агрегата ниже $p_{\max}$ компрессорной установки снова нагнетают газ. При давлении $p_{\max}$ компрессор останавливают, и снова включают в работу насосный агрегат.

Чередование операций работы компрессорной установки и насосного агрегата проводят до момента выхода газа через башмак

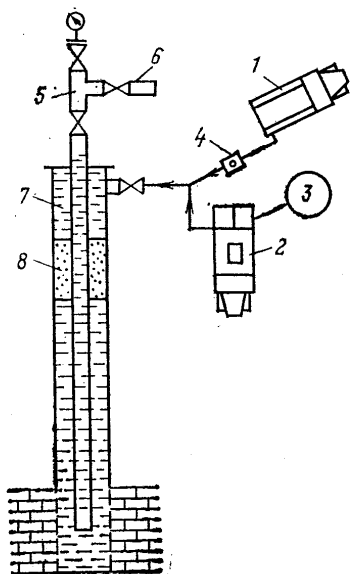


Рис. 43. Схема нагнетания в скважину воздушных пачек для снижения давления на забой:

1 — компрессор; 2 — насосный агрегат; 3 — емкость для воды или водовод; 4 — обратный клапан; 5 — устье скважины; 6 — штуцерная камера; 7 — вода; 8 — газ

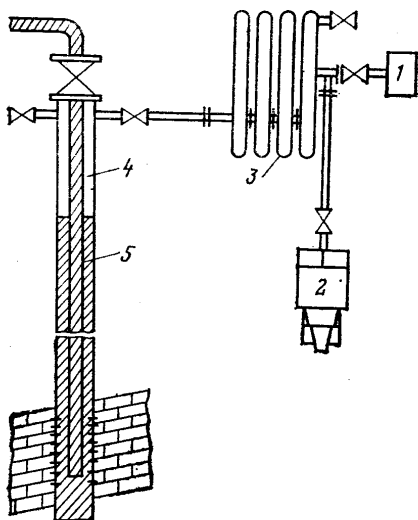


Рис. 44. Схема замещения жидкости воздухом с использованием компрессоров низкого давления:

1 — компрессор; 2 — насосный агрегат; 3 — воздушная батарея; 4 — воздух; 5 — жидкость

НКТ. В момент, когда первая газовая пачка начала подниматься по НКТ, за счет сил нагнетания и энергии расширяющегося газа происходит выброс находящейся в насосно-компрессорных трубах жидкости и прорыв газа. Это может сопровождаться созданием резкой депрессии на пласт. Выход последующих пачек жидкости и газа также сопровождается выбросом. При нормальной работе компрессорной установки и регулировании выхода газожидкостной смеси из НКТ опытным мастерам удастся описываемым способом осуществить продувку скважин газом глубиной более 2500 м.

Иногда для создания кратковременных, но резких депрессий на пласт в скважину закачивают только одну пачку газа и продавливают ее до башмака насосно-компрессорных труб. Расширяющийся газ, как поршень, выталкивает жидкость из НКТ, вследствие чего у башмака НКТ возникает зона пониженных давлений, увеличивается депрессия на пласт и создаются условия для притока жидкости из пласта. В последующем жидкость из затрубного пространства заполнит насосно-компрессорные трубы и установится на каком-то уровне, депрессия на пласт уменьшится. При отсутствии притока операция может быть повторена неоднократно. Хотя в глубоких скважинах с помощью

одной газовой пачки не удастся получить максимальную депрессию, эксплуатационная колонна и пласт претерпевают большие знакопеременные нагрузки, которые могут быть причиной деформации колонны. Поэтому перед планированием и осуществлением процесса должно быть тщательно изучено состояние скважины.

В работе [30] описан опыт использования компрессоров низкого давления для создания воздушных подушек в затрубном пространстве. Технологическая схема этого процесса приведена на рис. 44. Особенностью процесса является наличие воздухопборной батареи, в которую нагнетается воздух компрессором под небольшим давлением и откуда он затем вытесняется в скважину.

Описываемым способом практически можно проводить замещение жидкости воздухом с помощью цементировочного агрегата в скважинах любой глубины. Для этого надо иметь воздухопборник необходимой прочности. От объема воздухопборника зависит время проведения процесса. Чем больше объем скважины, тем больше при данном объеме воздухопборника и давлении воздуха требуется времени на осуществление процесса.

Авторами работы [30] предложен метод расчета процесса. Так, глубина снижения уровня может быть определена из выражения

$$H_{ур} = 0,8 \left(\frac{V_B}{S} + \frac{H_K p_K}{p_K + \frac{V_B \rho}{10S}} \right) \left(1 - \frac{S_{HKT}}{S + S_{HKT}} \right), \quad (\text{III.11})$$

где 0,8 — коэффициент потерь, определенный экспериментальным путем; V_B — объем воды, закачиваемой на воздушную подушку, м³; S — площадь сечения кольцевого пространства, м²; H_K — высота воздушной подушки перед закачкой воды, м; p_K — давление воздуха в кольцевом пространстве перед закачкой воды, кгс/см²; ρ — плотность воды, г/см³; S_{HKT} — площадь внутреннего сечения насосно-компрессорных труб, м².

По данным этого уравнения построена номограмма.

Число операций по нагнетанию воздуха компрессором малой мощности и продавки его насосным агрегатом для создания воздушной подушки в скважине определяют из уравнения

$$n = \frac{10^4 v_K p_K^2}{\rho V_C p_C}. \quad (\text{III.12})$$

Здесь v_K — объем 1 м кольцевого пространства, м³; p_K — конечное давление воздушной подушки в скважине, кгс/см²; ρ — плотность жидкости, г/см³; V_C — объем воздухопборной батареи, м³; p_C — рабочее давление компрессора, кгс/см².

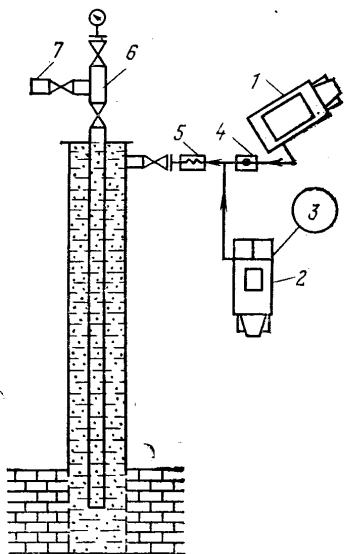
Общая продолжительность процесса (в ч)

$$T = nt/60. \quad (\text{III.13})$$

(t — время одной операции, мин).

Рис. 45. Схема процесса аэрирования:

1 — компрессор; 2 — насосный агрегат; 3 — емкость для воды или водовод; 4 — обратный клапан; 5 — азратор; 6 — устье скважины; 7 — штуцерная камера



Промысловые данные показывают, что при $V_c = 0,75 \text{ м}^3$, $p_c = 10 \text{ кгс/см}^2$ для создания воздушной подушки в 146-мм колонне и 63,5-мм НКТ с давлением 80 кгс/см^2 потребовалось 80 операций, на что было затрачено 6,7 ч. Компрессором УКП-8-80 эта работа была бы выполнена за 1,5 ч. Но учитывая, что в условиях бездорожья доставка тяжелого УКП-8-80 связана с большими затратами, на отдельных разведочных скважинах использование описанного выше способа замещения жидкости воздухом может быть экономически и технологически оправдано.

Заметим, что этот способ позволяет создать воздушную подушку во всем затрубном пространстве и что последующим выбросом жидкости из НКТ могут быть созданы условия для полного осушения скважины, т. е. максимальной депрессии на пласт.

Аэрирование жидкости. Схема подключения оборудования к скважине при проведении аэрирования показана на рис. 45.

Технологическая схема процесса включает следующие операции:

- промывку скважины;
- промывку скважины аэрированной жидкостью при совместной работе компрессорной установки и насосного агрегата;
- продувку скважины газом.

Осуществление процесса требует особого внимания, так как во время работы возможно его нарушение, образование газовых пачек, наличие которых приведет к необходимости прервать процесс вследствие высоких давлений на устье и начинать его заново.

Процесс аэрирования начинается промывкой скважины на нескольких режимах для установления подачи насосного агрегата при различных давлениях. Заметим, что максимальное давление промывки аэрированной жидкостью не должно быть выше максимального давления компрессорной установки. Поэтому в расчетах, кроме давления, на преодоление сил трения при движении жидкости, необходимо учитывать плотность

аэрированной жидкости, поступающей в скважину. Например, в скважине глубиной 2500 м, заполненной водой, при достижении плотности аэрированной жидкостью $0,9 \text{ г/см}^3$ перепад между давлением в трубах и затрубном пространстве будет около 25 кгс/см^2 . В связи с этим в начальный период до выхода аэрированной жидкости из скважины расход газа минимальный, увеличивают его плавно с учетом скорости движения жидкости в скважине.

Известно, что аэрирование позволяет довести среднюю плотность газожидкостной смеси до $0,3\text{—}0,4 \text{ г/см}^3$. Наличие такой жидкости в скважине позволяет использовать мощность компрессорной установки для последующей продувки скважины газом. Однако следует отметить, что продувка скважин глубиной свыше 2000 м газом проводится в исключительных случаях, при этом учитывают как расчетные, так и фактические характеристики эксплуатационных колонн.

Способ аэрирования жидкости позволяет плавно снижать давление на забой в глубоких скважинах за непродолжительное время.

Снижение уровня компрессором с помощью пусковых отверстий можно было бы считать разновидностью способа аэрирования, если бы не учитывать вытесняющую способность закачиваемого в скважину газа. Для проведения этого процесса нет необходимости в насосном агрегате. Аэрирование осуществляется через отверстия (клапаны) в НКТ. Этот процесс объединяет вытесняющую способность нагнетаемого газа и снижение плотности смеси жидкости и газа.

Аэрирование движущегося потока облегчает его движение, уменьшает давление нагнетания на компрессорной установке, создает условия для продвижения газа к следующему отверстию. Таким образом, процесс продолжается до получения заданных параметров.

Прежде чем описать методы расчета глубины расположения пусковых отверстий, укажем, что используется величина давления, которое может создавать компрессорная установка. При этом не учитывается тот факт, что сжатый газ, нагнетаемый в скважину, своим весом создает дополнительное давление, величина которого зависит от давления сжатия.

В расчетах будет использоваться пусковое давление

$$p_{\text{пуск}} = p_{\text{к}} + p_{\text{сг}}. \quad (\text{III.14})$$

Здесь $p_{\text{к}}$ — максимальное давление, развиваемое компрессором; $p_{\text{сг}}$ — давление, создаваемое весом сжатого газа.

В общем случае для изотермического сжатия

$$p_{\text{сг}} = \frac{p_{\text{г}} V_{\text{г}} p_{\text{у}}}{10^4 F}, \quad (\text{III.15})$$

Рис. 46. График для определения пусковых давлений

где ρ_r и V_r — плотность и объем газа в нормальных условиях; p_y — модуль величины давления на устье; F — площадь сечения, заполненного газом.

Если

$$V_r = FH, \text{ а } H = 10^4 p_k / \rho_{ж},$$

то для максимального давления компрессора с учетом веса жидкости, находящейся в скважине, получим

$$p_{сг} = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} p_k^2. \quad (\text{III.16})$$

Тогда пусковое давление

$$p_{пуск} = p_k + \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} p_k^2. \quad (\text{III.17})$$

Диаметр пусковых отверстий, просверленных в муфтах НКТ, обычно составляет 1—3 мм. Глубину расположения первого от устья скважины отверстия находят по формуле

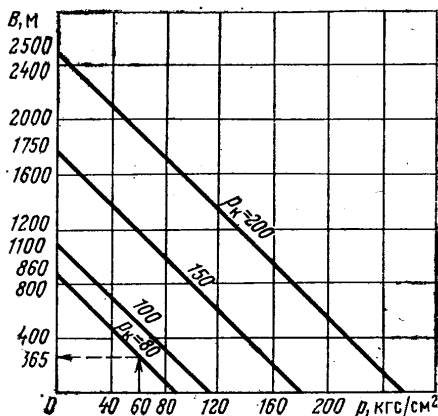
$$B_1 = \frac{10^4 p_{пуск}}{\rho} - 20. \quad (\text{III.18})$$

(ρ — плотность жидкости; 20 — резерв мощности агрегата).

Для удобства определения глубины расположения первого и последующих отверстий построен график (рис. 46), на котором указаны глубины B расположения первого пускового отверстия 860, 1100, 1750, 2500 м для компрессоров с давлениями соответственно 80, 100, 150, 200 кгс/см².

Глубину расположения второго отверстия находим с учетом давления p_r внутри НКТ против первого пускового отверстия. В зависимости от плотности смеси жидкости с воздухом давление p_r может изменяться в широких пределах. Предположим, что $p_r = 60$ кгс/см², тогда при использовании компрессора УПК-80 расстояние между первым и вторым отверстиями составит 365 м (см, построение на рис. 46), а глубина L_2 его расположения

$$L_2 = B_1 + 365 = 860 + 365 = 1225 \text{ м.}$$



Установлено, что при работе компрессора УПК-80 через 2-мм отверстие проходит около 1/3 теоретической подачи компрессора, через 3-мм — более половины, а через 4-мм — весь закачиваемый объем воздуха. Поэтому следует иметь в виду, что если диаметр пусковых отверстий 2 мм, их должно быть в колонне НКТ не более трех, а при диаметре 3-мм — не более двух.

Процесс снижения уровня в скважине с помощью пусковых отверстий осуществляется по следующей технологической схеме: сжатый воздух (газ) подается в затрубное пространство, находящаяся там жидкость вытесняется через башмак НКТ и пусковые отверстия в насосно-компрессорные трубы и изливается на поверхность (процесс можно осуществлять и закачивая воздух в трубы).

Когда газ достигает первого пускового отверстия, он входит в него и, расширяясь, вытесняет некоторый объем жидкости, аэрирует жидкость, движущуюся по трубам. Вследствие аэрации жидкости снижается давление у башмака НКТ, создаются условия для вытеснения газом жидкости из затрубного пространства в трубы и движения газа по затрубному пространству.

Газ достигает следующего пускового отверстия, процессы вытеснения и аэрации усиливаются, и снова создаются условия для вытеснения жидкости из затрубного пространства к башмаку НКТ.

Таким образом, для нормального хода процесса необходимо, чтобы объем жидкости, вытесняемый из затрубного пространства, был такой, что при заполнении им НКТ не были нарушены условия:

$$p_{\text{пуск}} > \frac{H\rho}{10^4} \quad \text{или} \quad \frac{10^4 p_{\text{пуск}}}{\rho} > \frac{v_3}{v_t} \quad \text{или} \quad \frac{10^4 p_{\text{пуск}}}{\rho} \geq \frac{v_3 h_t}{v_t},$$

откуда

$$h_1 = \frac{10^4 p_{\text{пуск}} v_t}{\rho v_3} \quad (III.19)$$

Здесь V_3 — объем затрубного пространства между отверстиями; v_3 , v_t — удельный объем затрубного пространства и насосно-компрессорных труб соответственно; h_1 — высота столба жидкости в затрубном пространстве, м.

Для успешного проведения процесса с учетом технического состояния компрессорной установки пусковые отверстия надо располагать несколько выше рассчитанных по данной формуле, например, на 20 м.

Пример. Рассчитаем глубину расположения пусковых отверстий для скважины глубиной 2000 м, заполненной водой. Диаметр колонны 146 мм, насосно-компрессорных труб 73 мм, при аэрировании будет использована компрессорная установка УПК-8-80.

Глубина расположения первого пускового отверстия

$$B = \frac{10^4 p_{\text{пуск}}}{\rho} - 20 = \frac{10^4 \cdot 88}{403} - 20 = 860 \text{ м.}$$

Второе пусковое отверстие расположится на расстоянии h от первого отверстия

$$h_1 = \frac{10^4 p_{\text{пуск}} v_1}{\rho v_3} = \frac{10^4 \cdot 88 \cdot 3,1 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 9,4 \cdot 10^{-3}} = 290 \text{ м.}$$

Располагаем второе отверстие на глубине

$$L_2 = B + h_1 = 860 \text{ м} + 290 \text{ м} = 1150 \text{ м.}$$

Если исходить только из объема вытесненной из затрубного пространства жидкости, каждое следующее пусковое отверстие сделало бы располагать на расстоянии 290 м от предыдущего. При таком упрощенном расчете нельзя учесть противодавление столба жидкости в НКТ, поэтому для каждого последующего пускового отверстия следовало бы несколько уменьшить расстояние. Но с увеличением количества сжатого газа в колонне возрастает пусковое давление. Это позволяет не предусматривать уменьшение глубины расположения последующих отверстий.

Тогда

$$L_3 = 1500 \text{ м} + 290 \text{ м} = 1440 \text{ м.}$$

$$L_4 = 1440 \text{ м} + 290 \text{ м} = 1730 \text{ м.}$$

До башмака остается $2000 \text{ м} - 1730 \text{ м} = 270 \text{ м}$. В этом случае нет необходимости в еще одном пусковом отверстии.

Приводимый выше расчет сделан упрощенно для скважины $D=146 \text{ мм}$ и насосно-компрессорных труб $d=73 \text{ мм}$. Для других случаев эти величины будут отличаться. При наличии более мощных компрессорных установок число отверстий будет значительно меньше.

Расход газа на одно отверстие обычно определяют из уравнения газов, движущихся через сходящийся штуцер:

$$Q_T = \mu F v_0 \sqrt{2g \frac{\kappa}{\kappa - 1} \frac{p_K}{v_K} \left[\left(\frac{p_T}{p_K} \right)^{2/\kappa} - \left(\frac{p_T}{p_K} \right)^{\frac{\kappa+1}{\kappa}} \right]}, \quad (\text{III.20})$$

где Q_T — объемный расход газа через отверстие, $\text{м}^3/\text{с}$; $\mu \approx 0,85$ — коэффициент расхода, учитывающих сужение струи жидкости и трения в штуцере; F — площадь отверстия, м^2 ; g — ускорение свободного падения $\text{м}/\text{с}^2$; p_K , p_T — абсолютное давление газа соответственно на выходе отверстия и входе в него, $\text{кгс}/\text{см}^2$; κ — показатель политропы газа (для воздуха $\kappa=1,43$; для сухого попутного газа $\kappa=1,3$); v_K , v_0 — удельный объем газа соответственно при давлении p_K и в стандартных условиях, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Для критического отношения давлений

$$\frac{p_T}{p_K} = \left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{\kappa}{\kappa - 1}}, \quad (III.21)$$

а уравнение (III.20) принимает вид

$$Q_T = \mu F_0 v_0 \left(\frac{2}{\kappa + 1} \right)^{\frac{1}{\kappa - 1}} \sqrt{2g \frac{\kappa}{\kappa + 1} \cdot \frac{p_K}{v_K}}. \quad (III.22)$$

Известно, что для воздуха критическое отношение давлений $p_T/p_K \approx 0,528$, а для сухого попутного газа $p_T/p_K \approx 0,546$.

Подставляя известные величины в уравнение (III.20) или (III.22), можно определить расход газа через одно отверстие.

На рис. 47 приведены графики расхода воздуха через отверстия. Исходя из производительности компрессорной установки, можно определить максимальное число отверстий для осуществления процесса. Таким образом, составляя программу проведения процесса снижения уровня в скважине с помощью компрессора при наличии пусковых отверстий, необходимо исходить из конкретных условий и учитывать все факторы, влияющие на качество и продолжительность процесса.

Технологическая схема снижения уровня в скважине с помощью компрессора с использованием клапанов несколько отличается от схемы с использованием пусковых отверстий. Различие заключается в том, что пусковые отверстия все время проведения процесса остаются открытыми, а клапаны при создании определенных условий закрываются. Глубина установки клапа-

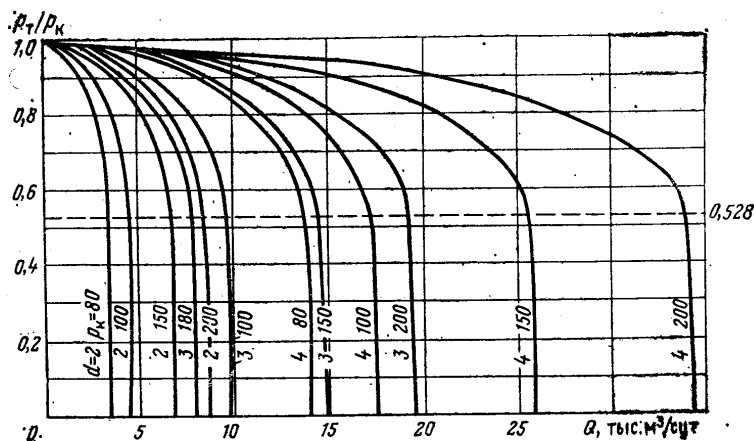
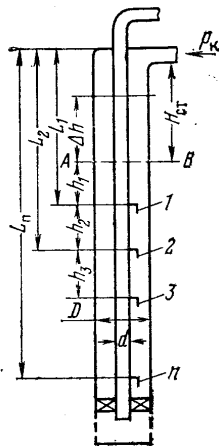


Рис. 47. Зависимость расхода воздуха от отношения давлений до и после входа в отверстие для различных диаметров отверстий d и пусковых давлений p_K (0,528 — критическое значение p_T/p_K для воздуха)

Рис. 48. Схема скважины для расчета глубины установки пусковых клапанов:

1 — п — клапаны



нов может быть рассчитана, причем обычно рассматриваются два случая:

1) забойное давление в скважине равно или больше пластового;

2) забойное давление в скважине меньше пластового.

Условие $p_{\text{заб}} \geq p_{\text{пл}}$ наблюдается при заполнении скважины жидкостью, которая создает давление на пласт большее, чем пластовое давление, но пласт не поглощает или в скважине установился статический уровень.

В начале процесса вытеснения жидкости из колонны и насосно-компрессорных труб приток из пласта отсутствует. После достижения уровня, при котором давление на забой становится меньше пластового, пластовая жидкость начинает поступать в скважину. Если обозначить статический уровень через $H_{\text{ст}}$, то глубина L , при которой будет сохраняться условие $p_{\text{заб}} \geq p_{\text{пл}}$, может быть определена из выражения

$$L = H_{\text{ст}} + \frac{10^4 p_{\text{пуск}}}{\rho}. \quad (\text{III.23})$$

Если

$$L > H_{\text{ст}} + \frac{10^4 p_{\text{пуск}}}{\rho}, \quad (\text{III.24})$$

то условие будет нарушено и начнется приток жидкости из пласта.

На рис. 48 приведена схема скважины для расчета установки пусковых клапанов. Затрубное пространство сообщается с трубами только через клапаны, так как они разобщены пакером. При подаче газа в кольцевое (затрубное) пространство жидкость поступает в трубы через 1-й клапан. Объемы вытесненной и перетекающей жидкости равны:

$$h_1 F_{\text{к}} = \Delta h F_{\text{т}}, \quad (\text{III.25})$$

где $F_{\text{к}}$ и $F_{\text{т}}$ — соответственно площади кольцевого пространства и труб.

Допуская, что в клапане давление не теряется, определяем давление у 1-го клапана:

$$p_k = (\Delta h + h_1) \frac{\rho}{10^4}. \quad (\text{III.26})$$

Из выражений (III.25) и (III.26) находим

$$h_1 = \frac{10^4 p_{k1}}{\rho} \cdot \frac{1}{1 + F_k/F_T}. \quad (\text{III.27})$$

или

$$h_1 = \frac{10^4 p_{k1}}{\rho} \cdot \frac{d^2}{D^2}, \quad (\text{III.28})$$

где D , d — соответственно внутренние диаметры колонны и насосно-компрессорных труб.

Используя уравнение (III.28), определяем глубину установки первого клапана:

$$L_1 = H_{\text{ст}} - \frac{10^4 p_{k1}}{\rho} - \frac{d^2}{D^2}, \quad (\text{III.29})$$

предусматривая некоторый резерв мощности и времени, получаем

$$L_1 = H_{\text{ст}} + \frac{10^4 p_{k1}}{\rho} - \frac{d^2}{D^2} - 20. \quad (\text{III.30})$$

При продолжении процесса жидкость в трубах будет аэрироваться и выбрасываться на поверхность. Давление в трубах будет снижаться, в то время как у 1-го клапана оно постоянно, если будут соблюдены условия непрерывной подачи газа и через клапан не проходит газа больше, чем подает компрессорная установка.

После того как в трубах против 1-го клапана будет только газ, клапан должен закрываться. Тогда создадутся условия для движения жидкости и газа через 2-й клапан. Давление у 2-го клапана можно определить из выражения

$$p_{k2} = \frac{h\rho}{10^4} + p_{T1}, \quad (\text{III.31})$$

а расстояние между 1-м и 2-м клапанами

$$h_2 = \frac{10^4 (p_{k2} - p_{T1})}{\rho}. \quad (\text{III.32})$$

Тогда глубина установки 2-го клапана

$$L_2 = L_1 + h_2 = L_1 + \frac{10^4 (p_{k2} - p_{T1})}{\rho} - 10. \quad (\text{III.33})$$

Глубина установки n -го клапана может быть определена из выражения

$$L_n = L_{n-1} + \frac{10^4}{\rho} (p_{kn} - p_{Tn-1}) - 10. \quad (\text{III.34})$$

Давление p_{kn} с достаточной для практики точностью может быть рассчитано по формуле (III.17), а p_{tn-1} для каждого клапана можно определить. Для процесса важным является вычисление перепада давления, когда клапан должен закрыться.

Разность давлений при закрытии 1-го клапана

$$\Delta p_{закр1} = p_{к1} - p_{т1}; \quad (III.35)$$

для n -го клапана

$$\Delta p_{закрn} = p_{kn} - p_{tn}. \quad (III.36)$$

Расчет ведут до тех пор, пока $L_n > L$, т. е. больше длины насосно-компрессорных труб, и останавливаются на $(n-1)$ -м клапане.

При $p_{пл} > p_{заб}$ расчет глубины установки пусковых клапанов ведется, исходя из условий:

1) давление в НКТ на уровне клапана не падает ниже уровня, соответствующего периоду нормальной работы скважины, причем расход газа через клапан не должен быть меньше расхода газа через башмак НКТ;

2) давление в трубах изменяется по линейному закону. Если допустить, что $(n-1)$ -й клапан закроется в момент, когда из пласта в скважину начала поступать жидкость, то максимальная разность давлений в момент закрытия клапана

$$\Delta p_{n-1} = p_{к(n-1)} - p_{т(n-1)}. \quad (III.37)$$

Так как давление в трубах изменяется по линейному закону,

$$p_{т(n-1)} = p_2 + \frac{L_{n-1}}{L} (p_1 - p_2), \quad (III.38)$$

где p_1 , p_2 давление соответственно у башмака НКТ и на буфере скважины; L_{n-1} — глубина установки клапана; L — длина НКТ.

При пуске скважины $p_2 \approx 0$. Тогда выражение (III.38) принимает вид:

$$p_{т(n-1)} = \frac{L_{n-1}}{L} p_1. \quad (III.39)$$

Приняв $p_{к(n-1)} \approx p_k$ и учитывая выражение (III.39), уравнение (III.37) запишем в виде:

$$\Delta p_{n-1} = p_k - \frac{L_{n-1}}{L} p_1. \quad (III.40)$$

Глубина установки n -го клапана

$$L_n = L_{n-1} + \frac{10^4}{p} \left(p_k - \frac{L_{n-1}}{L} p_1 \right) - 10. \quad (III.41)$$

Это выражение аналогично формуле, определяющей глубину установки n -го клапана для условий $p_{заб} \geq p_{пл}$ и отличается только способом определения давления в зоне клапана $(n-1)$.

ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТОВ, ПОГЛОЩАЮЩИХ ЖИДКОСТЬ ПРИ СОЗДАНИИ ДАВЛЕНИЯ БОЛЬШЕ ПЛАСТОВОГО

При вызове притока из поглощающих пластов с помощью компрессора могут создаваться условия, при которых давление на забой будет выше пластового и возникает поглощение жидко-

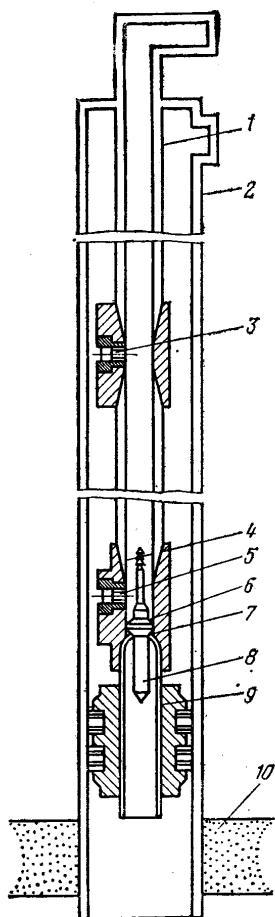


Рис. 49. Схема оборудования для вызова притока из глубоких скважин с низким давлением в поглощающих пластах при закачке газа в затрубное пространство:

1 — насосно-компрессорные трубы; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — пусковой клапан; 4 — захватное устройство; 5 — клапан; 6 — тарелка клапана; 7 — седло клапана; 8 — шток утяжелителя; 9 — пакер; 10 — пласт

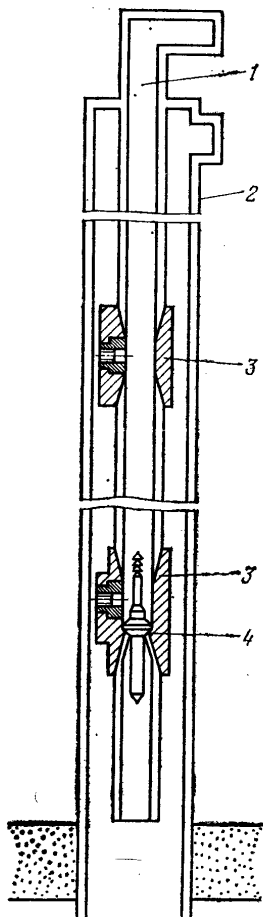


Рис. 50. Схема оборудования для вызова притока из глубоких скважин с низким давлением в поглощающих пластах при закачке воздуха в НКТ:

1 — насосно-компрессорные трубы; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — муфта с клапаном; 4 — извлекаемый клапан

сти. Поэтому применяют специальные технологические приемы, связанные с нагнетанием газа или аэрированной жидкости в затрубное пространство и НКТ.

Схема оборудования скважины для закачки газа в затрубное пространство приведена на рис. 49. К особенностям оборудования относится использование пакера для разобщения пласта и затрубного пространства и пусковые отверстия в НКТ, причем нижнее пусковое отверстие должно иметь высокую пропускную способность для обеспечения как промывки, так и движения потока жидкости, вытесняемой газом.

Клапан в НКТ предусмотрен для предупреждения поглощения при повышении в них уровня неаэрированной жидкости. Поступление жидкости из пласта в НКТ начнется лишь после того, как давление над клапаном будет меньше, чем под ним, т. е. будет существовать депрессия.

По схеме, показанной на рис. 50, можно снизить давление на забой без установки пакера при закачке газа или аэрированной жидкости при прямой промывке. Клапан, установленный в трубах, не допускает передачи давления на пласт. Газ поступает до первого и последующих пусковых отверстий и поднимает жидкость на поверхность, уменьшает плотность смеси. Важным этапом при выполнении настоящей схемы является выбор места расположения первого пускового отверстия. Оно должно быть там, где повышение уровня в затрубном пространстве, связанное с закачкой воздуха в НКТ, не привело к увеличению давления на забой настолько, чтобы началось поглощение жидкости. Как и в первой схеме, нижнее отверстие должно иметь достаточную пропускную способность для циркуляции жидкости без больших перепадов давления.

СВАБИРОВАНИЕ (ПОРШНЕВАНИЕ)

Одним из способов снижения давления на забой является свабирование (поршневание). Сваб — поршень, снабженный клапаном, который спускают на канате в колонну НКТ. Клапан при ходе поршня вниз открывается, а при ходе вверх закрывается. Уплотнение сваба достигается за счет резиновых манжет, укрепленных на металлическом стержне. Глубина погружения сваба зависит от мощности агрегата, на котором установлена лебедка, размеров лебедки и прочности каната, на котором спускается сваб.

Различают максимальную глубину погружения и глубину погружения под уровень. Первая зависит от прочности каната и мощности агрегата, вторая — от диаметра НКТ, плотности жидкости и прочности каната. По мере снижения уровня в скважине глубина погружения под уровень уменьшается.

Уровень жидкости в скважине при свабировании снижается постепенно в течение сравнительно длительного времени, что

способствует плавному запуску скважины. Если за один рейс будет извлечена жидкость из 250 м НКТ диаметром 73 мм, общее снижение уровня в скважине диаметром 146 мм составит около 60 м.

Постепенное снижение давления на забой не позволяет осуществлять резкую депрессию на пласт, которая иногда необходима для очистки каналов в призабойной зоне пласта. Поэтому по отсутствию притока при свабировании необходимо убедиться в наличии связи пласта со скважиной и принять меры по устранению сопротивления движению жидкости.

Свабирование скважин с высоким пластовым давлением производят при установленной на устье фонтанной арматуре и противовыбросовом сальниковом устройстве (лубрикаторе). Если давление ниже гидростатического, используют только устройство для направления жидкости, извлекаемой из скважины, в емкости. Во всех случаях одностороннее трение каната об устьевую арматуру должно быть устранено, а при наличии в извлекаемой жидкости газа необходимо принимать дополнительные меры противопожарной безопасности.

Приток из нефтяного пласта при свабировании определяют по появлению в извлекаемой жидкости газа, эмульсии и нефти. При получении интенсивного притока уровень в скважине возрастает и встречается свабом на глубине, откуда жидкость уже была извлечена. При испытании фонтанной скважины в этом случае свабирование можно прекратить и наблюдать за притоком путем периодического спуска сваба. Если пластовое давление ниже гидростатического, свабирование ведут до полного извлечения находящейся в скважине жидкости, т. е. замены ее пластовым флюидом.

Свабирование при испытании скважин используется в СССР только в некоторых районах, и общий объем при вызове притока недостаточен.

Свабирование широко распространено за рубежом. Все агрегаты для испытания скважин и легкие буровые станки там снабжены лебедками для свабирования. Имеются специальные агрегаты для свабирования на больших глубинах. Несмотря на более низкую производительность труда при свабировании скважины по сравнению с работой компрессора, этот способ имеет и некоторые преимущества. В частности, работы по свабированию скважины проводятся без привлечения дополнительного оборудования. При использовании сваба можно контролировать приток, а также производить длительное дренирование пласта.

Основными видами аварии при свабировании являются обрывы каната и заклинивание сваба. Поэтому нижний конец НКТ снабжают приспособлением для удерживания сваба в трубах. Насосно-компрессорные трубы в скважинах, где намечается свабирование, необходимо тщательно шаблонировать, а заусенцы на концах удаляют с помощью райбера.

СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ С ПОМОЩЬЮ ГЛУБИННОГО НАСОСА

Иногда в процессе испытания эксплуатационных скважин при наличии гидродинамической связи скважины с пластом уровень в скважине снижают с помощью глубинного насоса.

Использование центробежного или плунжерного глубинного насоса позволяет освободить бригаду и оборудование от малопродуктивной работы по снижению уровня и обеспечить круглосуточную работу по вызову притока и дренированию пласта. Последнее ускоряет работы по испытанию скважины и определению показателей притока.

При испытании разведочных скважин глубинно-насосные установки используются редко.

ТАРТАНИЕ

Снижение уровня в скважине с помощью желонки — один из способов уменьшения давления на забой. Это один из самых старых методов вызова притока из пласта. Тартание может быть использовано при испытании неглубоких скважин с низкими пластовыми давлениями.

Желонка изготавливается из тонкостенных труб диаметрами 89 и 114 мм, в нижней части ее имеется клапан, а в верхней — приспособление для крепления каната. Желонка спускается в скважину на канате под уровень жидкости, наполняется, а затем поднимается на поверхность. Иногда желонку опускают в интервал перфорации и многократным подъемом и спуском ее создают эффект поршневого действия. Работы по снижению уровня в скважине ведутся медленно, так как объем желонки невелик. Например, для снижения уровня на 500 м в колонне диаметром 168 мм желонкой диаметром 114 мм и длиной 10 м необходимо сделать более 110 рейсов.

Глубина спуска ограничивается прочностью и длиной каната, на котором спускается желонка. В последние годы тартание при испытании скважин используется редко.

ПРОМЫВКА ПЕНАМИ

Использование пен для снижения давления на забой скважины может рассматриваться как разновидность метода аэрирования жидкости. Вопросу исследования пен и применению их в промысловой практике посвящен ряд работ [2, 20, 37].

Пенами называют высококонцентрированные дисперсные системы газа в жидкости, в которой дисперсной фазой является газ (воздух), а дисперсионной средой — жидкость. Пены могут быть двух- и трехфазными. Двухфазная пена представляет собой аэрированный водный раствор ПАВ. Трехфазная пена,

кроме того, содержит твердую фазу, являющуюся дополнительным стабилизатором.

Для получения пены в системе жидкость—газ необходимо присутствие третьего компонента — пенообразователя, которым являются различные поверхностно-активные вещества, отличающиеся по механизму действия и химическому строению. По механизму действия ПАВ в соответствии с классификацией П. А. Ребиндера разделены на четыре группы.

Первая группа — вещества, концентрирующиеся на поверхности раздела жидкость—газ (вода—воздух), не образующие коллоидных структур ни в объеме, ни в абсорбционном слое. ПАВ этой группы являются пеногасителями.

Вторую группу составляют вещества, адсорбирующиеся на границе раздела двух антиполярных жидкостей или на границе жидкость—твердое тело. Эта группа ПАВ является диспергаторами и дезэмульгаторами.

Третью группу образуют вещества, называемые стабилизаторами. Они образуют гелеобразную структуру как в растворе, так и в абсорбционном слое, предотвращают коагуляцию частиц, обеспечивая предельно равномерное распределение их в водной среде.

К четвертой группе относятся моющие вещества, обладающие всем комплексом свойств, характерных для ПАВ первых трех групп. ПАВ четвертой группы являются одновременно и диспергаторами, и сильными стабилизаторами суспензий и эмульсий.

Для образования пены можно применять ПАВ третьей и четвертой групп.

По химическому строению пенообразователи делятся на два класса: ионогенные и неионогенные. Первые, в свою очередь, делятся на анионоактивные и катионоактивные.

Анионоактивные ПАВ при растворении в воде диссоциируют на два иона — положительно заряженный катион и отрицательно заряженный анион. Последний является носителем поверхностно-активных свойств. Наиболее важными представителями этой группы являются алкилсульфаты, алкилсульфонаты, алкиларилсульфонаты и др. Алкилсульфаты — натриевые или калиевые соли сульфозэфиров высших жирных кислот. Алкилсульфонаты — натриевые или калиевые соли сульфокислот, подвергшиеся сульфохлорированию. Алкиларилсульфонаты — соединения, основу которых составляют углеводороды ароматического ряда, подвергнутые алкированию (замещению атомов водорода углеводородным радикалом), а затем сульфированию и обработке щелочью. При использовании алкиларилсульфонатов образуется наиболее устойчивая пена.

Сульфонол НП-3 — смесь натриевых солей алкилбензолсульфокислот с алкильными остатками — содержит 50—60 % активного вещества, 10—15 % сульфата натрия и небольшое количе-

ство влаги. Являясь хорошим смачивателем и пенообразователем, сульфол НР-3 хорошо растворим в воде. Другое распространенное поверхностно-активное вещество ДС-РАС является также смесью натриевых солей алкиларилсульфокислот. Молекула ДС-РАС содержит 8—12 атомов углерода.

Катионоактивные ПАВ при растворении в воде диссоциируют на ионы и катионы, но поверхностной активностью здесь обладают катионы.

Наиболее известными из этой группы являются соли алкиламинов и соли четырехзамещенного аммония. Катионоактивные ПАВ являются хорошими гидрофобизаторами горных пород.

Неионогенные ПАВ не диссоциируют в водных растворах, их молекулы проявляют поверхностную активность как целые электронейтральные единицы. Из неионогенных ПАВ наиболее распространенными являются полиэтиленгликолевые эфиры алкилфенолов. К ним относятся ОП-7, ОП-10, ОП-20 и ОП-45 и эмульгатор ОП-4. Цифры, следующие за ОП, выражают среднее число групп окиси этилена на один моль алкилфенола. Водные растворы ОП-7 и ОП-10 обладают высокой смачивающей пенообразующей способностью и хорошим моющим действием, причем ОП-7 более эффективен.

Другое распространенное поверхностно-активное вещество — УФЭ₈ — смесь полиэтиленгликолевых эфиров алкилфенола, применяется как ингибитор сероводородной коррозии и как деэмульгатор эмульсий воды в нефти.

Стабилизаторы. Для получения более устойчивых двухфазных пен к водному раствору пенообразователя следует добавлять стабилизатор, например КМЦ, гипан, реагенты РС-2 и РС-4, силикат натрия и др. В ряде случаев целесообразно их комбинированное применение. КМЦ хорошо растворяется в холодной и горячей воде.

Для образования устойчивой пены целесообразно применять КМЦ-500 и КМЦ-600.

Свойства пен. Для образования пен используют пенообразователи сульфол и ДС-РАС в различных сочетаниях с учетом свойств воды, используемой для растворения ПАВ. В нашей практике для приготовления пен успешно использовали пенообразователь ПО-6К. К характеристикам пены относятся ее кратность K , плотность, устойчивость, вязкость.

Отношение объема первоначально образовавшейся пены $V_{\text{п}}$ к объему пенообразующей жидкости $V_{\text{ж}}$ называется кратностью пены:

$$K = V_{\text{п}}/V_{\text{ж}}. \quad (\text{III.42})$$

Плотность пены может быть определена из уравнения

$$\rho_{\text{п}} = (M_{\text{ж}} + M_{\text{г}})/V_{\text{п}}, \quad (\text{III.43})$$

где $M_{\text{ж}}$ и $M_{\text{г}}$ — масса жидкости и газа в пене.

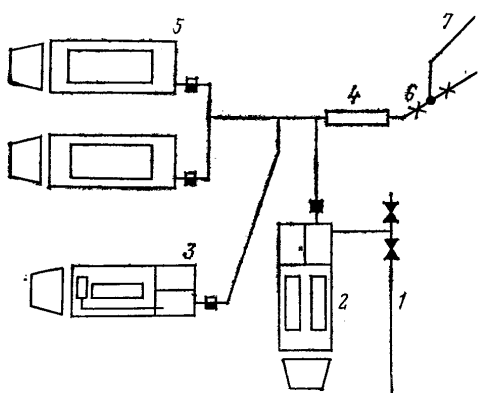


Рис. 51. Схема обвязки оборудования для приготовления пены с помощью дозирующего устройства:

1 — водовод; 2 — насосный агрегат; 3 — дозирующий насос; 4 — аэрактор; 5 — компрессоры; 6 — устье скважины; 7 — выкидная линия

Устойчивость пены характеризуется способностью составляющих ее пузырьков сохраняться во времени и зависит от качества воды, свойств

пенообразователя и стабилизатора. Вязкость пены зависит от состава воды и свойств ПАВ. Она изменяется в широких пределах — от десятков до сотен сантипуаз.

Известно несколько технологических приемов приготовления и закачки пен в скважины. На рис. 43 показана схема закачки в скважину аэрированной жидкости, которая может использоваться для закачки пены. Отметим, что насосный агрегат в этом случае подает в аэрактор водный раствор пенообразующего агента.

На промыслах Белоруссии применяется схема, при которой предварительное приготовление водного раствора пенообразователя не предусматривается. Здесь пенообразователь подается вместе с воздухом (в распыленном виде) в аэрактор, где он смешивается с водой, и образуется пена. Эта схема приведена на рис. 51. Для дозировки пенообразователя используется шестеренчатый насос, подачу которого можно изменить. В некоторых

районах применяют схему приготовления пены с помощью эжектора (рис. 52).

Несмотря на то, что пены известны давно, в нефтяной практике они не находят широкого применения. Причины состоят в недостаточном исследовании пенных систем и слабой информации об их

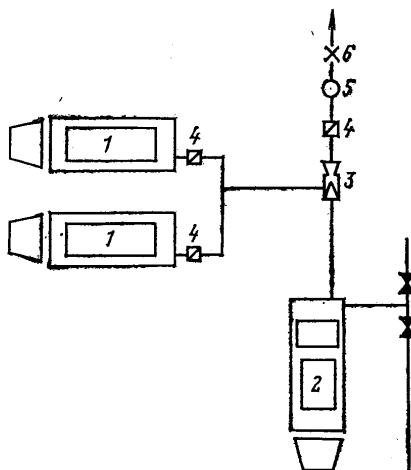


Рис. 52. Схема обвязки оборудования для закачки пенной системы в скважину с помощью эжекторов:

1 — компрессор; 2 — насосный агрегат; 3 — эжектор; 4 — обратный клапан; 5 — устье скважины; 6 — сброс

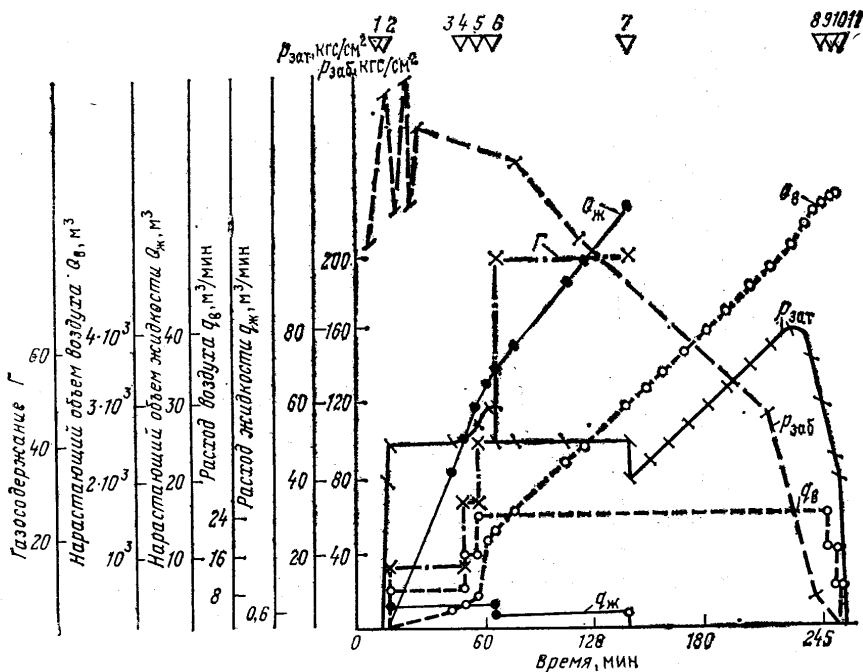


Рис. 53. График снижения уровня в скв. 87 Речица (вверху треугольники указывают изменение условий закачки)

свойствах, а также в невозможности обеспечения круговой циркуляции. Пену, выходящую из скважины, сбрасывают, разлагают, а затем снова создают. Многие исследователи считают, что для использования пен в глубоких скважинах нужны компрессоры высокого давления. Все это ограничивает объемы внедрения пен.

На рис. 53 приведено графическое описание процесса снижения уровня в скв. 87 Речица с помощью пены.

Для приготовления пены использовали пенообразователь ПО-6К, который добавляли в воду в количестве 1—3 % по жидкому веществу. В работе было занято два компрессора (УПК-8-80 и КПУ-16-100) и один насосный агрегат ЦА-320М. Пенообразователь смешивали с водой в мерниках насосного агрегата. За 3 ч скважина глубиной 2200 м была опорожнена полностью. Замеренный на следующий день уровень в скважине был отбит на глубине 2136 м. Давление закачки пены в скважину было не выше 60 кгс/см², и только после того, как насосный агрегат отключили, давление стало увеличиваться и достигло 80 кгс/см².

Большой интерес представляло снижение уровня с помощью пены в скв. 8 Восточно-Первомайская, глубина которой более 4500 м. Здесь была использована схема обвязки оборудования,

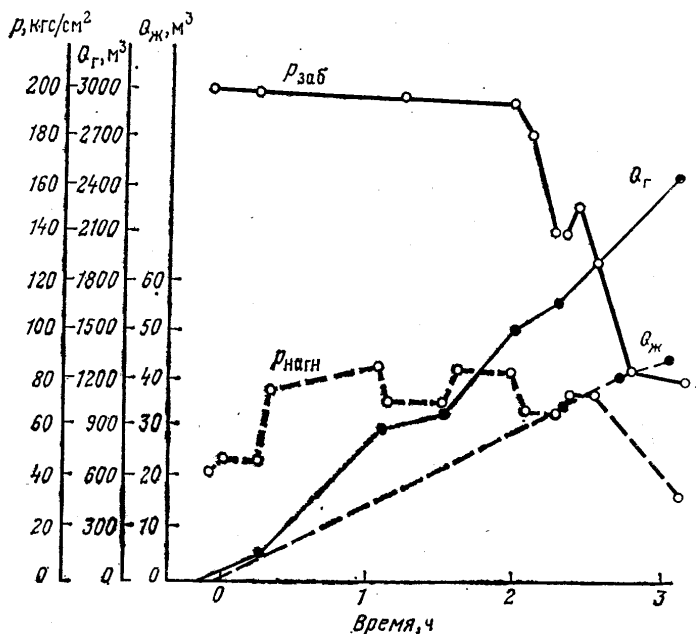


Рис. 54. График вызова притока с помощью пены из скв. 8 Восточно-Первомайская (забойное давление замеряли на глубине 2100 м)

приведенная на рис. 51. Были использованы один насосный агрегат ЦА-330М и два компрессора УКП-8-80, дозировочный агрегат на базе Азинмаш-35.

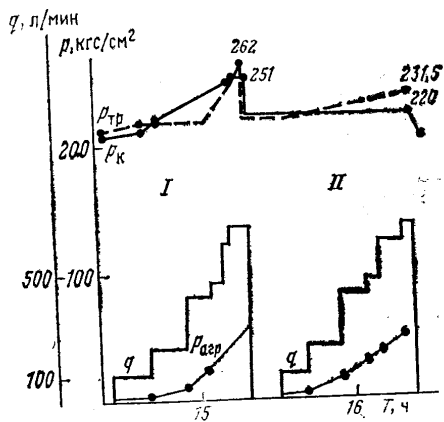
На рис. 54 приведено графическое описание процесса. Следует обратить внимание на то, что давление нагнетания не превысило 90 кгс/см^2 при глубине спуска составного лифта из 60-мм НКТ 2400 м и 73-мм — 2200 м. Весь процесс занял 3 ч. Если бы не ограничения по глубине снижения уровня, скважину можно было осушить, так как после остановки насосного агрегата рабочее давление на компрессорах снизилось до 40 кгс/см^2 .

Приведенные выше примеры указывают на то, что давления компрессорных установок достаточно для проведения операций с применением пен на скважинах глубиной до 5000 м при условии, если будет приготовлена пена необходимого качества.

ПРОМЫВКА (ЦИРКУЛЯЦИЯ ЖИДКОСТИ)

В практике известно немало случаев, когда после снижения давления на забой путем замены бурового раствора водой или нефтью вызвать фонтанный приток из пласта не удавалось. Однако после неоднократных периодических промывок этой жидкостью пласт начал работать, и скважина переходила на

Рис. 55. Изменение давления в трубах $p_{тр}$ и в колонне p_k при обратной I и прямой II промывках



устойчивое фонтанирование. Такое явление часто можно наблюдать в тех случаях, когда пластовое давление равно забойному или незначительно превышает его.

В процессе промывки скважины пузырьки газа и капельки нефти проскальзывают в движущийся поток. Происходит постепенная очистка каналов в призабойной зоне, создаются благоприятные условия для движения пластовой жидкости к скважине, и пласт начинает работать.

Промывку скважины можно применять сразу после окончания замены бурового раствора более легкой жидкостью или после продолжительной остановки (4—12 ч), как при отсутствии явных признаков притока, так и при их наличии. Нередки случаи, когда скважина начинает фонтанировать, а затем останавливается. Причиной этому может быть противодействие, созданное накопившимся в подъемных трубах буровым раствором или пластовой водой. Удаление их промывкой вновь создает условия для притока флюида из пласта.

Необходимо отметить, что промывку, как способ вызова притока, можно использовать только в фонтанных скважинах. Следует также учитывать, что при прямой и обратной промывках на забое скважины возникают различные давления.

Нами были проведены экспериментальные работы по оценке забойного давления при промывке скважин с различной подачей агрегатов. Расход жидкости изменяли от 2,9 до 19 л/с. Промывку осуществляли в скважине глубиной 2200 м в обсадной колонне диаметром 168 мм, в которую спущены 73-мм НКТ. Данные исследования приведены на рис. 55, из которого видно, что разность в величинах забойного давления при прямой и обратной промывках доходит до 30 кгс/см².

§ 2. МЕТОДЫ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

К методам гидромеханического воздействия на пласт относятся: дренирование пласта, возбуждение знакопеременными нагрузками, разрыв пласта для создания новых каналов и очистки имеющихся от различных закупоривающих веществ и др.

ДРЕНИРОВАНИЕ ПЛАСТА

Дренирование пласта — один из способов гидромеханического воздействия на пласт. При движении с большой скоростью поток жидкости увлекает твердые частицы, постороннюю воду и тем самым очищает каналы в пласте.

При фонтанном притоке дренирование пласта осуществляют за счет использования штуцеров большого диаметра и газлифта или компрессорной установки. Для нефонтанирующих скважин, в которых статический уровень находится ниже устья, используют эргазлифт, интенсивное свабиrowание, глубинно-насосные установки большой мощности.

МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ

Метод переменных давлений (МПД) был предложен б. ГрозНИИ как метод создания новых каналов в трещиноватых коллекторах при испытании скважин на новых месторождениях. На промыслах Башкирии и Татарии этот метод известен под названием гидропоршневание.

Возбуждение скважины резко меняющейся депрессией известно давно. Во многих нефтяных районах производили возбуждение пластов путем нагнетания в скважину воздуха и быстрого его сброса. Однако создание резких депрессий при наличии рыхлых, подвижных песков в скважинах Азнефти приводило к смятию обсадных колонн и ликвидации скважин.

Предложенный в ГрозНИИ метод переменных давлений не изменил методику ранее проводимого процесса, но изменил его характер:

1) вместо газа используется вода или водные растворы ПАВ, которыми заполняют скважину;

2) избыточное давление, создаваемое в колонне, не превышает давления, на которое испытана колонна после цементирования;

3) процесс рекомендован только для плотных и устойчивых коллекторов.

Сущность метода заключается в создании в призабойной зоне пласта переменных нагрузок за счет создания в колонне избыточного давления, а затем резкого его снижения. Процесс выполняется по следующей технологической схеме. Насосным агрегатом, подсоединенным к затрубному пространству, в закрытую скважину закачивают воду при давлении, близком к давлению, на которое опрессована колонна. Агрегат останавливают, затем резко открывают трубы, и давление снижается до прекращения или уменьшения притока из скважины.

Один цикл метода переменного давления состоит из нагнетания воды и снижения давления в колонне. Поскольку используется несжимаемая жидкость, снижение давления должно быть

резким. Поэтому обязательно применение быстро и легко открывающихся кранов или клапанов. Могут быть использованы клапаны диафрагменного типа. Число циклов для каждой скважины устанавливается опытным путем и может составлять 10—50. Практике известны случаи, когда пласт начал работать после проведения 100 циклов.

Окончанием процесса считается обратная промывка скважины. При промывке, как правило, наблюдается выход разгазированных или загрязненных пачек, число которых совпадает с числом проведенных циклов. В первых пачках наблюдается большое количество механических примесей, содержание которых в последующих пачках уменьшается. Если из пласта нет притока и отсутствует приемистость, последние пачки не отличаются от воды, находящейся в скважине.

Необходимым условием при проведении процесса является замер объема жидкости, закачиваемой в скважину. Опыт показывает, что количество жидкости, закачиваемой в скважину, с каждым циклом может увеличиваться за счет улучшения связи с пластом. Но и в этом случае ограничиваться малым числом циклов (5—6) не следует.

Метод переменных давлений может быть рекомендован для скважин, вскрывших трещинно-поровые и поровые коллекторы. Он должен быть использован в первую очередь в скважинах, где после замены бурового раствора водой не наблюдается притока, а исследование приемистости показывает на отсутствие или на наличие малой связи с пластом.

Наличие в жидкости, выходящей из скважины после МПД, механических примесей указывает на то, что создание переменных давлений способствует прежде всего очистке перфорационных каналов и призабойной зоны пласта. Важное значение может иметь процесс раскрытия трещин в призабойной зоне пласта и вытеснения оттуда веществ, мешающих притоку пластовой жидкости.

Использование водных растворов ПАВ способствует улучшению условий притока жидкости из пласта.

В табл. 16 приведены данные о результатах применения МПД при испытании некоторых скважин на месторождении Карабулак-Ачалуки.

Опыт использования МПД при испытании скважин показал, что он наиболее эффективен для трещинно-поровых коллекторов. Следует иметь в виду, что если воздействие на пласт МПД было неэффективным, применение других методов и, в частности, солянокислотной обработки в большинстве случаев также было малоэффективным.

МПД не требует специального оборудования и может проводиться с помощью насосных агрегатов, которые использовали для замены бурового раствора водой.

Таблица 16

Номер скважины	Глубина залегания пласта, м	Геологический возраст	Основные параметры процесса		Приток жидкости из пласта, м ³ /сут	
			давление, кгс/см ²	число циклов	до МПД	после МПД
I	3018—3023	Готерив	200—0	14	1	15
	2956—2966		200—0	8	1	150—140
	2910—2927		220—0	8	5	80—45
	2875—2895		200—0	12	3	3
41	2842—2851	Баррем	200—0	9	18	36—20
	2812—2824		240—0	10	0,2	6
	2730—2755		100—0	8	8	105
	2699—2720		250—0	10	0,3	5
	2666—2688		200—0	10	0	6—3,5
	2692—2676		200—0	10	2,2	4,2—2,6
82	2637—2652	Апт	200—0	3	0	0
	2797—2810		200—0	9	4	4
16	2740—2755		200—0	10	1,5	14,4
	2501—2524		200—0	5	0	0
83	2501—2524		200—0	5	0	0
	2633—2645		200—0	5	—	4
100	2583—2596		180—0	10	3	56

СПОСОБ МГНОВЕННОГО СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЙ СКВАЖИНЫ — ИМПЛОЗИОННЫЙ МЕТОД

Метод имплозии — создание мгновенной депрессии на пласт с помощью различных приспособлений — используется в СССР и за рубежом. Мгновенная и большая депрессия на пласт создается за счет резкого открытия клапанного устройства в НКТ, уровень жидкости в которых предварительно снижен. Осуществление этого процесса возможно при разобщении трубного и затрубного пространства пакером.

Процесс проводится по следующей технологической схеме.

1. В скважину на насосно-компрессорных трубах спускают клапанное устройство и пакер. Клапан не пропускает жидкость в НКТ. Чтобы жидкость достигла заданного уровня, ее подливают с поверхности.

2. Пакер устанавливают в колонне. Для этой операции можно использовать только механические пакеры (шлипсовые и опорные). Так как эффективность операции находится в прямой зависимости от объема жидкости в колонне под пакером, место установки пакера должно максимально приближаться к обрабатываемой зоне.

3. Высота столба жидкости в НКТ существенно влияет на эффективность процесса, поэтому она должна быть минимальной.

4. Открывают клапанное устройство, и создается депрессия на пласт. Чем резче будет открыто клапанное устройство, тем большую депрессию можно создать.

5. Интенсивность притока наблюдают по повышению уровня в НКТ.

6. При отсутствии притока пакер освобождают и осуществляют обратную промывку скважины с целью извлечения твердых частиц и механических взвесей, образовавшихся в результате очистки стенок и приствольных каналов скважины.

Практика показывает, что использование способа мгновенной депрессии на пласт позволяет очистить перфорационные каналы и улучшить условия притока жидкости в приствольной части пласта, подвергавшейся воздействию бурового раствора и его фильтра.

При планировании процесса мгновенного снижения давления на пласт необходимо учитывать прочность обсадной колонны в обрабатываемой зоне и особенности самого процесса. При проведении процесса могут быть получены два максимума депрессии.

Первый — момент открытия клапана. Величину депрессии можно определить при условии герметичности пакера и наличия разрыва потока между пластовой жидкостью и жидкостью, находящейся в скважине, по формуле

$$\Delta p_{1 \max} = \frac{\rho_{\text{ж}} H}{10^4} - \frac{\rho_{\text{ж}} h_1}{10^4} = \frac{\rho_{\text{ж}}}{10^4} (H - h_1), \quad (\text{III.44})$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости в скважине; H и h_1 — соответственно глубина установки башмака НКТ и высота столба жидкости в НКТ.

Второй — после поступления жидкости, находящейся в затрубном пространстве между пакером и башмаком НКТ. Величину депрессии можно найти из выражения

$$\Delta p_{2 \max} = \frac{\rho_{\text{ж}}}{10^4} [H - (h_1 - h_2)] \quad (\text{III.45})$$

(h_2 — высота столба жидкости в НКТ, созданного перетоком жидкости из затрубного пространства),

$$h_2 = V_{\text{з.п.}} / V_{\text{тр}}, \quad (\text{III.46})$$

где $V_{\text{з.п.}}$ — объем жидкости в затрубном пространстве под пакером; $V_{\text{тр}}$ — объем 1 м НКТ.

Таким образом, чем меньше объем жидкости в затрубном пространстве, тем большая депрессия может быть создана. По величине депрессии можно определить возможность проведения процессов с учетом прочностных характеристик обсадной колонны и выбрать максимально возможную депрессию. При наличии притока из пласта величина депрессии будет меньше, чем определенная по уравнениям (III.44) и (III.45). Для контроля герметичности пакера проверяют положение уровня в затрубном пространстве.

Были попытки осуществить имплозионный метод воздействия на пласт с помощью различных сосудов, которые открываются или разрушаются в интервале перфорации. Однако небольшие объемы этих сосудов не позволяют создать значительную депрессию, поэтому их использование малоэффективно.

ВИБРОУДАРНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ

Метод воздействия виброударных волн на призабойную зону пласта, разработанный в МИНХиГП, может рассматриваться как один из способов гидромеханического воздействия на пласт при испытании скважин. Очистка каналов призабойной зоны пласта и образование сети мелких трещин здесь происходит за счет создания виброударными волнами продольных и поперечных колебаний породы, слагающей пласт. При этом порода вследствие усталостных явлений разрушается под действием значительно меньших усилий, чем при обычном гидроразрыве.

Вибровоздействию подвергается также жидкость, находящаяся в пласте. В результате уменьшения вязкости и сил сцепления ее с породой улучшаются условия для ее движения к забою и выноса твердых частиц в скважину.

Виброударное воздействие рекомендуется проводить в скважинах, где вскрыты пласты с высокими давлениями, литологически неоднородные и с низкой проницаемостью. Виброударное воздействие также может быть эффективно для пластов, загрязненных раствором и его фильтратом. Для проведения виброударного воздействия на пласт могут использоваться гидравлические вибраторы нескольких конструкций, среди которых клапанный ударный вибратор КУВ, золотниковые гидровибраторы ГВЗ или ГВП.

Гидровибратор типа КУВ показан на рис. 56. Основными деталями его являются корпус 1, клапанный узел 2, поршень-ударник 3, шпindel 5, верхний и нижний переводники. В нижний переводник ввернут ниппель 4, удерживающий шпindel. Верхняя часть последнего служит наковальней и вместе с хвостовиком-ударником образует дросселирующее устройство. Ударник представляет собой дифференцированный поршень, разделяющий свободный объем корпуса на две полости: полость, соединяющуюся с затрубным пространством, и полость перетекания рабочей жидкости.

При прокачке рабочей жидкости через гидровибратор за счет некомпенсированной площади создается подъемное усилие, перемещающее его вверх. В момент касания ударником клапана происходит резкое перемещение клапана и ударника вниз, причем клапан удерживается упорной втулкой, а ударник достигает шпинделя и ударяет о наковальню. В связи с перекрытием выходного сечения создается гидравлический удар, после которого гидроударник поднимается и цикл повторяется.

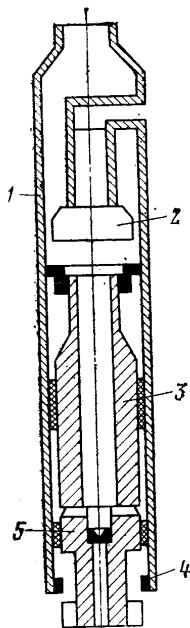


Рис. 56. Клапанный ударный вибратор типа КУВ

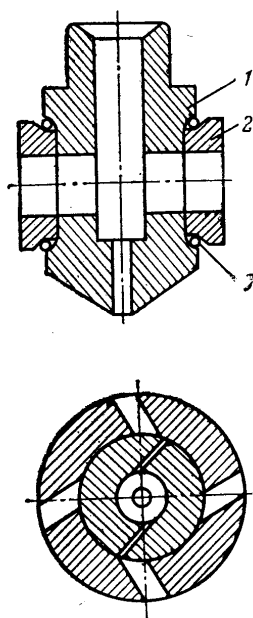


Рис. 57. Генератор гидравлического вибратора золотникового типа (ГВЗ)

Гидровибраторы с клапанным устройством в зависимости от объема прокачиваемой жидкости способны производить 2500—3000 ударов в 1 мин.

В гидровибраторе с золотниковым устройством (ГВЗ) создаются колебания за счет периодического перекрытия потока рабочей жидкости. Устройство генератора показано на рис. 57. Основные детали ГВЗ: жестко закрепленный ствол 1, имеющий вид стакана со щелевыми прорезями на образующей цилиндра. В донной части стакана имеется отверстие. На стволе свободно вращается цилиндрический золотник 2, имеющий разрезы в противоположных направлениях. Образуется турбинное устройство, у которого направляющим аппаратом является ствол с косыми прорезями, а рабочим колесом — золотник с направленными в противоположные стороны прорезями. Кроме щелевых в стволе имеются пусковые отверстия.

Вращение золотника осуществляется на шариковых опорах 3. Частота вращения золотника зависит от расхода жидкости, протекающей через гидровибратор, а число ударов — от числа щелей в корпусе и частоты вращения золотника и может быть доведено до 30 000 в 1 мин.

Процесс воздействия гидроударами можно осуществлять при установленном в скважине пакере или без него, рабочую

жидкость можно закачивать в пласт или осуществить круговую циркуляцию. Все это предусматривается технологической схемой процесса, составляемой для каждой скважины. Оптимальный расход жидкости для виброударников составляет 15 л/с, при этом частота пульсации вибраторов с золотниковым устройством достигают 300, а с клапанным — только 35 Гц.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) начали внедрять в нефтепромысловую практику как мощное средство интенсификации нефтедобычи в конце 40-х и начале 50-х годов. Эффективность ГРП была столь высока, что за короткий промежуток времени были проведены десятки тысяч операций. Было получено значительное увеличение добычи нефти и введены в строй месторождения, промышленная ценность которых из-за низкой проницаемости пластов считалась невысокой.

При ГРП в результате гидромеханического воздействия на пласт за счет высоких давлений, создаваемых в призабойной зоне, образуются трещины, которые во много раз увеличивают проницаемость пласта. Для того чтобы трещины не смыкались, их закрепляют расклинивающим материалом.

По-видимому, правильнее считать, что при ГРП могут раскрываться имеющиеся и создаваться новые трещины, что в конечном счете не является главным в осуществлении процесса. Главным является увеличение проницаемости и производительности скважин.

Давление разрыва — один из параметров, который заранее должен быть известен при выборе объекта для гидроразрыва.

Приводим формулу Ю. П. Желтова и С. А. Христиановича, позволяющую приближенно определять величину давления разрыва:

$$q_z = p_{\text{вн}} - n p_{\text{пл}} - \beta_0, \quad (\text{III.47})$$

где q_z — величина призабойного напряжения; $p_{\text{вн}}$ — внешнее давление при постоянных значениях расхода жидкости; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; n — коэффициент, изменяющийся от 0,7 до 1,0 для нормальных условий; β_0 — коэффициент разгрузки горного давления.

Как следует из выражения (III.47), величина давления разрыва зависит от величины разгрузки горного давления, что в свою очередь зависит от расстояния между разгружающимися зонами. Так, подсчитанное для скважины глубиной 2000 м давление разрыва при расположении разгрузочных пластов по высоте на расстоянии 25 м составило 228 кгс/см², а при 10 и 5 м соответственно 169 и 125 кгс/см². Последние величины давлений значительно меньше горного.

Для приближенной оценки давления нагнетания на поверхности может быть использована зависимость

$$p_{\text{рп}} = p_{\text{р}} - p_{\text{ст}} + p_{\text{тр}} \quad (\text{III.48})$$

или

$$p_{\text{рп}} = 10^{-4} H (\alpha \rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}}) + p_{\text{тр}}. \quad (\text{III.49})$$

Здесь $p_{\text{рп}}$ — давление нагнетания на поверхности, кгс/см²; $p_{\text{р}}$ — давление разрыва на уровне пласта, кгс/см²; $p_{\text{ст}}$ — гидростатическое давление столба жидкости в скважине, кгс/см²; $p_{\text{тр}}$ — потери давления на трение, кгс/см²; $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{ж}}$ — плотности соответственно породы и жидкости с песком, г/см³; H — глубина залегания пласта, м; $\alpha = 0,3 \div 0,6$ — коэффициент, характеризующий величину передачи горного давления.

Пренебрегая потерями на трение в перфорационных отверстиях выражение (III.49) можно записать в виде:

$$p_{\text{р.п}} = 10^{-4} H (\alpha \rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}}) + \lambda \frac{QH\rho_{\text{ж}}}{1,6 \cdot 10^{12} d^5}, \quad (\text{III.50})$$

где λ — коэффициент трения; Q — расход жидкости; d — диаметр труб, через которые производится закачка.

Величину давления нагнетания на устье можно получить только приближенно. Она уточняется при осуществлении процесса ГРП, и уже в ходе процесса корректируются запланированные параметры.

Рабочие жидкости — жидкости, применяемые при гидроразрыве пластов. Они должны удовлетворять следующим требованиям:

1) не снижать проницаемость пласта, не содержать механических примесей, а при взаимодействии с пластовыми жидкостями и породами не образовывать нерастворимых осадков; обладать свойствами, обеспечивающими наиболее полное извлечение их из созданных трещин и порового пространства пород после осуществления процесса;

2) обладать стабильной вязкостью в условиях скважины и пласта, хотя бы в пределах времени проведения ГРП;

3) должны быть недорогими и недефицитными.

Все рабочие жидкости, используемые при ГРП: жидкости разрыва, жидкости-песконосители и продажная делятся — на следующие группы:

гели на углеводородной основе;

гели на водной основе;

эмульсии;

сырая нефть;

углеводородные жидкости;

вода и водные растворы ПАВ и соляной кислоты.

При осуществлении одного процесса могут быть использованы жидкости одной, двух и даже трех групп, так как они имеют разные характеристики и выполняют различную работу.

В начале процесса обычно используют маловязкие жидкости, чтобы очистить стенки скважины и трещин от загрязняющих отложений. Для этого применяют нефть, углеводородные жидкости, воду и водные растворы ПАВ и соляной кислоты. Выбор жидкости зависит от того, в какой скважине проводится работа. В нефтяных скважинах используют углеводородные жидкости, а в нагнетательных — воду и водные растворы.

Жидкости разрыва. От жидкости, используемой во время ГРП, во многом зависит успех процесса. Главными факторами при этом являются объем нагнетаемой жидкости и ее физические характеристики (вязкость, фильтрующая способность, плотность и др.).

Для разрыва пласта используют высоковязкие жидкости — гели, эмульсии. Эти жидкости, как правило, слабо фильтруются, поэтому требуется меньший их объем для выполнения ГРП. Но для прокачки высоковязких жидкостей требуется создавать большие давления на устье. Когда по техническим условиям невозможно создать необходимое давление, используют менее вязкие жидкости, но с низкой фильтрационной способностью.

В первые годы внедрения ГРП считали, что отфильтровавшаяся в пласт жидкость создает гидравлический клин, обеспечивающий разрыв пласта. В дальнейшем фильтрацию жидкости стали считать отрицательным фактором, так как во время нагнетания вследствие фильтрации жидкости через поровое пространство резко снижается скорость движения жидкости в каналах пласта, что снижает эффективность гидроразрыва.

Жидкость-песконоситель. Низкая фильтрационная способность особенно важна для жидкости-песконосителя, потому что снижение скорости потока приводит к выпадению из него расклинивающего материала и остановки его на близких расстояниях от фильтра. Другой характеристикой жидкости-песконосителя является ее удерживающая способность. Высокая удерживающая способность предупреждает осаждение части песка на забое скважины и обеспечивает более глубокое перемещение песка по трещинам. Она зависит главным образом от вязкости, тиксотропности и однородности жидкости-песконосителя. Двухфазные жидкости (эмульсии) имеют более высокую взвешивающую способность, чем однородные жидкости одинаковой вязкости.

Продавочная жидкость не выполняет особых функций, поэтому в нефтяных скважинах для продавки жидкости-песконосителя используют нефть, а в нагнетательных — воду.

Расклинивающий материал, попадая в трещины и оставаясь там, не дает возможности расширившимся или образовавшимся трещинам снова сомкнуться после снятия давления. Он должен выдерживать высокие горные давления и не разрушаться. Сначала для этих целей использовали кварцевый песок с диаметрами зерен 0,5—0,8 мм. Выбор такого размера зерен

оправдывался и теоретически: максимальный эффект от ГРП получается при ширине трещины 0,8 — 1,0 мм. Песок более мелких фракций используется на промыслах, где не удается закачать в пласт крупный песок.

При исследовании глубоких скважин после ГРП было замечено, что кварцевый песок не всегда выдерживает высокие давления и разрушается. Лабораторные исследования [32] песков при различных давлениях подтвердили возможность разрушения зерен при высоких давлениях. Это явилось основанием для изыскания новых расклинивающих материалов для скважин глубиной свыше 4500 м. Были испытаны корундовые зерна, стеклянные шарики различных размеров. При меньших давлениях в качестве расклинивающего материала может использоваться гранулированная скорлупа грецких орехов, алюминиевые шарики из ковкого алюминия и др.

Расклинивающий материал должен отвечать следующим требованиям: иметь повышенное сопротивление на сжатие, обеспечивать хорошую проницаемость, не реагировать с жидкостью разрыва и добываемой жидкостью и иметь низкую стоимость. Эти требования являются основными при выборе расклинивающего материала для ГРП.

Количество расклинивающего материала на одну операцию изменяется в широких пределах (4—40 м³ и более). Для каждой скважины устанавливают объем, исходя из данных о ГРП, проведенных ранее на залежи. Концентрация песка также варьирует в широких пределах и зависит, прежде всего, от удерживающей способности жидкости-песконосителя. Наиболее часто встречающиеся в практике концентрации песка составляют 100—700 кг в 1 м³ жидкости.

Гидравлические разрывы пластов в настоящее время проводят по различным технологическим схемам. Они отличаются числом разрыва, использованием вспомогательного оборудования и материалов, объемами жидкости и расклинивающего материала. Различают следующие методы ГРП: простой, сложный, селективный с использованием пакера, селективный с применением жидкостей различной вязкости, селективный с применением временно закупоривающих материалов, поэтапный.

Простой ГРП заключается в создании новых или расширении существующих трещин в пласте путем нагнетания в него жидкости под высоким давлением и последующего закрепления их расклинивающим материалом. Технологическая схема простого ГРП предусматривает выполнение следующих операций:

- промывка скважины и удаление из зоны фильтра механических взвесей;

- спуск НКТ до верхних отверстий фильтра; при использовании пакера башмак труб обычно устанавливают на расстоянии 10—15 м выше отверстий;

определение приемистости скважины при работе агрегатов на различных режимах, при этом закачивают в скважину 10—15 м³ нефти или воды;

закачка жидкости разрыва и жидкости-песконосителя с максимально возможным расходом; при использовании гелей закачивают разобщающую пробку между гелями и продавочной жидкостью (5—10 м³ нефти или воды), затем жидкость, разрушающую гель;

закачка продавочной жидкости.

Сложный разрыв отличается от простого тем, что при его осуществлении временно вводят блокирующие материалы (нафталин, канифоль и др.), позволяющие отключать высокопроницаемые зоны и производить разрыв менее проницаемых зон.

Последовательность операций следующая. Проводят ГРП с вводом в пласт расклинивающего материала, затем нагнетают жидкость с материалом, который временно блокирует первую трещину (например, нафталин с зернами размером от 0,5 до 5 мм). Проводят работы по созданию трещин и закреплению их, снова блокируют трещины. Процесс может повторяться многократно, в результате чего возможно образование не только горизонтальных, но и вертикальных трещин. В конце процесса закачивают жидкость, растворяющую временно закупоривающий материал, а затем — жидкость для растворения гелей. Через 24—36 ч (время на реакцию) вызывают приток из скважины. Временная блокировка зоны может осуществляться как в самом пласте, так и в фильтре. Для закупоривания отверстий в фильтре используют резиновые, капроновые и другие шарики. Все селективные разрывы пласта являются сложными.

Селективный разрыв с использованием пакера заключается в разделении пласта, подлежащего ГРП, на зоны и отдельном воздействии на каждую зону. Известно несколько схем процесса с использованием одного, двух и более пакеров. Иногда закачки ведут одновременно по трубам и затрубному (кольцевому) пространству. ГРП осуществляется по технологической схеме простого разрыва.

Селективный ГРП с применением жидкостей различной вязкости и фильтруемости принципиально не отличается от описанного выше сложного процесса. Здесь временно закупоривающими жидкостями являются высоковязкие и плохо фильтрующиеся жидкости, которые закачивают в зоны с высокой проницаемостью. В зоны, подлежащие разрыву, закачивают более подвижные жидкости. В результате передачи давления на эти жидкости при закачке жидкости разрыва открываются трещины в зоне, где находится подвижная жидкость. Этим достигается селективность ГРП.

Селективный ГРП с применением временно закупоривающих материалов предусматривает вре-

Рис. 58. Схема поинтервального гидроразрыва пластов:

1 — якорь; 2 — пакер; 3 — разобщитель; 4 — тонущие шарики; 5, 6 — верхний и нижний цилиндры; 7 — плавающие шарики

менное отключение высокопроницаемых зон в процессе ГРП с помощью эластичных шариков. Шарик вводят в жидкость разрыва, и она доставляет их в интервал перфорации. Поскольку жидкость разрыва устремляется в первую очередь в зону повышенной проницаемости, она увлекает за собой шарики, которые плотно прилегают к перфорационным отверстиям и закупоривают их. Жидкость изменяет направление и вынуждена проникать в зоны с меньшей проницаемостью.

Способ поинтервального ГРП, предложенный б. ТатНИИ, позволяет за один спуск забойного оборудования осуществлять в любой последовательности ГРП нескольких заранее намеченных пластов. Сущность процесса заключается в том, что перфорационные отверстия против вышележащих пластов перекрываются тонущими, а против нижележащих пластов плавающими в жидкости разрыва эластичными шариками. Принципиальная схема процесса и оборудования приведена на рис. 58.

Особенностью оборудования является наличие двух полых цилиндров, соосно надетых и приваренных на НКТ. Цилиндр 5 с отверстиями в дне открыт сверху, а цилиндр 6 с отверстиями в крышке — снизу. Труба, на которой расположены цилиндры, заглушена внизу и имеет отверстие над нижним цилиндром.

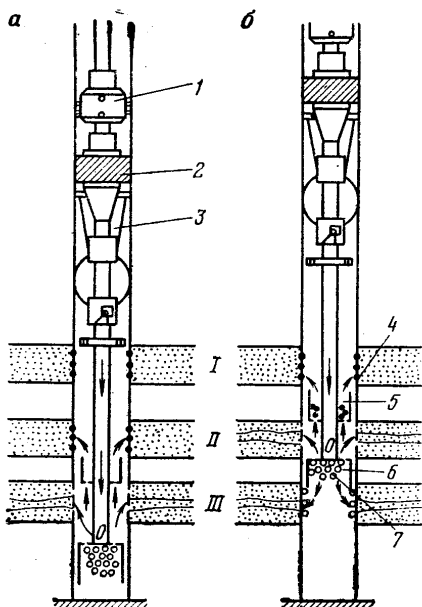
Технологическая схема процесса предусматривает выполнение следующих операций:

промывку скважины и фильтра;

заправку цилиндров шариками (в верхний — тонущих, в нижний — плавающих), диаметр шариков 18—20 мм;

спуск цилиндров, пакера и якоря до интервала перфорации и установку в заданном интервале, цилиндры расположены так, чтобы обрабатываемый горизонт находился между ними, для обработки нижнего горизонта нижний цилиндр должен быть установлен ниже подошвы пласта (рис. 58, а, пласт III);

нагнетание после опрессовки пакера жидкости гидроразрыва,



которая проходит через верхний цилиндр и увлекает за собой тонущие шарики, они доходят до перфорационных отверстий и закупоривают их;

гидроразрыв пласта с низкой проницаемостью;

изменение положения оборудования для разрыва следующего интервала (рис. 58, б, пласт II); операции повторяют; здесь в работе участвуют и плавающие шарики, закупоривающие нижний горизонт после снятия избыточного давления шарики занимают место в цилиндрах, куда они были запроважены.

Поэтапный ГРП — это процесс, предусматривающий обработку пластов методом «снизу вверх», когда перфорируют намеченный для обработки пропласток, проводится ГРП и этот участок временно изолируют. Затем перфорируют расположенный выше пропласток. После разрыва второго пропластка его также изолируют и приступают к обработке горизонта, расположенного выше. Эту технологическую схему можно выполнить только при наличии хороших пакерующих устройств. Наивысший эффект может быть получен при проведении перфорации и ГРП при герметичном устье.

Техника и технология процессов ГРП, осуществляемых в различных нефтяных районах в настоящее время, находится на достаточно высоком уровне, но имеются еще трудности. Одна из них — негерметичность пакеров, которая приводит к большим потерям времени и срывам процессов. Это осложняет проведение ГРП и ограничивает его применение в глубоких скважинах, где необходимо создавать высокие давления.

Оценка эффективности ГРП. В процессе гидравлического разрыва пласта раскрываются имеющиеся или открываются новые трещины. Пропускная способность этих трещин во много раз превышает проницаемость породы без трещин.

Трещины могут иметь самое различное направление — горизонтальное, вертикальное, наклонное. Они образуют систему каналов, по которым движется пластовая жидкость. Теоретически обоснованы пропускные способности вертикальных и горизонтальных трещин. В частности, задача притока жидкости в скважину через вертикальную трещину решена М. Маскетом.

Расход жидкости только через вертикальную трещину определяется зависимостью

$$Q_{\text{тр. в}} = \frac{2 \cdot 10^8 \omega^3 \Delta p h}{12 \mu l}, \quad (\text{III.51})$$

где ω — ширина трещины, см; Δp — перепад давления, кгс/см²; h — толщина (мощность) пласта, см; μ — вязкость жидкости, сП; l — протяженность трещины, см.

Пропускная способность плоской горизонтальной трещины по формулам гидравлики может быть вычислена из выражения:

$$Q_{\text{тр. г}} = \frac{\omega^2 F \Delta p}{12 \mu l} \quad (\text{III.52})$$

(F — площадь трещины).

Расход жидкости через трещину можно найти, исходя из закона Дарси:

$$Q_{\text{тр.г}} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p F}{l}. \quad (\text{III.53})$$

(k — проницаемость трещины, Д).

Приравняв выражения (III.52) и (III.53) и вводя одинаковые размерности, получим:

$$\frac{10^8 \omega^2 F \Delta p}{12 \mu l} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p F}{l},$$

откуда

$$k = 10^8 \omega^2 / 12. \quad (\text{III.54})$$

Для вертикальной и горизонтальной трещин условия идеализированы. Они ни в коей мере не соответствуют реальным условиям в пласте. Поэтому в промысловой практике проверить данные этих расчетов невозможно. Последние используют для разработки теоретических предпосылок и расчетов.

Исходя из количества закачанного в пласт песка, можно приближенно определить радиус проникновения его в пласт.

Для единственной горизонтальной трещины

$$R_0 = 17,83 \sqrt{G / \omega \rho \beta}. \quad (\text{III.55})$$

Для единственной вертикальной двусторонней трещины

$$R_0 = 125 \frac{G}{h \omega}. \quad (\text{III.56})$$

Здесь G — масса закачанного песка, т; ρ — плотность песка, т/м³; β — коэффициент заполнения трещины песком.

Для случая более близкого к практике, когда трещиноватость породы не ограничивается единичными трещинами, вводят коэффициент, учитывающий степень трещиноватости пород α . Тогда выражения (III.55) и (III.56) примут следующий вид:

$$R_0 = 17,83 \sqrt{\frac{G}{\omega \rho \beta}} \cdot \frac{1}{\alpha}; \quad (\text{III.57})$$

$$R_0 = 125 \frac{G}{h \omega} \cdot \frac{1}{\alpha}. \quad (\text{III.58})$$

Отсюда следует, что чем выше трещиноватость пород, тем больше песка необходимо закачивать в пласт для получения заданной зоны проникновения песка. Формулы (III.55) — (III.58) позволяют сделать приближенную оценку радиуса проникновения песка, исходя из одного-двух хорошо известных параметров (количества песка, мощности пласта и плотности песка). Размерами щелей и коэффициентами заполнения трещины песком в этих случаях задаются.

Эффективность ГРП оценивается из сравнения дебита скважины после ГРП с дебитом до операции:

$$n = Q_2/Q_1. \quad (\text{III.59})$$

Дебит скважины после гидроразрыва пласта может рассматриваться как дебит скважины с радиусом x . Тогда

$$Q_2 = \frac{2\pi k_2 h}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\ln R_K/x}, \quad (\text{III.60})$$

а

$$Q_1 = \frac{2\pi k_2 h}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\ln R_K/r_c}, \quad (\text{III.61})$$

где k_2 — проницаемость породы, Д; R_K — радиус контура питания, м; r_c — радиус скважины, м; x — радиус распределения по трещине крупнозернистого песка, м.

Очевидно, прирост дебита после ГРП не может превысить величины

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\ln R_K/r_c}{\ln R_K/x}. \quad (\text{III.62})$$

Для $R_K=200$ м и $r_c=0,1$ м при $x=5$ $n=2,06$. В последующем значение эффекта возрастает на 0,096—0,075 на каждый метр увеличения радиуса проникновения песка.

Описанная выше методика определения эффективности была предложена Г. К. Максимовичем.

И. В. Кривоносовым и И. А. Чарным предлагалась другая методика определения эффективности процесса. Здесь система пласт—трещина рассматривалась в пределах распространения трещины как два параллельных пласта с проницаемостями $k_{тр}$ и k_2 . Средняя эквивалентная проницаемость этой системы

$$k_1 = \frac{\delta k_{тр} + k_2 h}{\delta + h}, \quad (\text{III.63})$$

где $k_{тр}$ — проницаемость трещины, Д; k_1 — средняя эффективная проницаемость зоны, подвергнутой разрыву, Д; k_2 — естественная проницаемость пласта, Д; h — эффективная мощность пласта, м; δ — высота трещины, м.

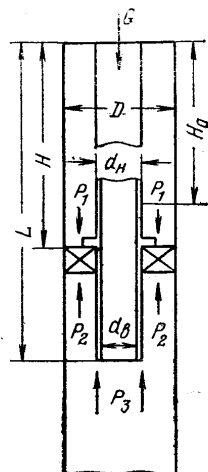
Дебит скважины после ГРП

$$Q_2 = \frac{2\pi k_1 k_2 \Delta p h}{\mu (k_1 \ln R_K/r_c + k_2 \ln r_{тр}/r_c)}. \quad (\text{III.64})$$

Если учесть, что $\delta \ll h$, можно допустить, что $h \approx h + \delta$. Тогда из выражений (III.59), (III.60) и (III.61) с учетом уравнений (III.63) и (III.64) получаем

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{(\delta k_{тр} + k_2 h) \ln R_K/r_c}{\delta k_{тр} \ln R_K/r_{тр} + k_2 h \ln R_K/r_c}. \quad (\text{III.65})$$

Рис. 59. Схема действия сил на пакер, установленный в колонне



Исследование формулы (III.65) показывает, что эффект от ГРП надо ожидать у пластов с низкой проницаемостью, а также у пластов сравнительно небольшой мощности (10—15 м). Иногда после ГРП получают дебит больше рассчитанного по приведенным формулам. Это увеличение может быть объяснено улучшением проницаемости удаленной зоны пласта, т. е. изменением значения естественной проницаемости k_2 .

Расчет установки пакеров. При ГРП рабочие жидкости можно закачивать по эксплуатационной колонне, если давление нагнетания на устье ниже давления, на которое опрессована колонна. Когда это давление не обеспечивает проведения процесса, используют пакеры различных конструкций, спускаемые на насосно-компрессорных трубах.

На пакер, установленный в скважине, действуют силы различных величин и направлений. Положительным считается направление действия силы тяжести. На пакер, установленный в скважине, действуют следующие силы (рис. 59).

1. Сила сжатия G , представляет собой нагрузку на пакер, созданную частью веса НКТ или бурильных труб.

2. Сила F_1 , созданная давлением столба жидкости в колонне на площадь пакера:

$$F_1 = \frac{\pi}{4} (D^2 - d_n^2) p_1, \quad (\text{III.66})$$

где D — внутренний диаметр колонны, см; d_n — наружный диаметр труб, см; p_1 — давление в кольцевом пространстве над пакером, кгс/см².

Здесь и в последующих расчетах размеры муфт во внимание не принимаются.

3. Сила F_2 , созданная давлением под пакером:

$$F_2 = \frac{\pi}{4} (D^2 - d_n^2) p_2 \quad (\text{III.67})$$

(p_2 — давление в кольцевом пространстве под пакером, кгс/см²).

4. Сила F_3 , созданная давлением столба жидкости над пакером на полное сечение НКТ:

$$F_3 = \frac{\pi}{4} (d_n^2 - d_b^2) p_3, \quad (\text{III.68})$$

где d_v — внутренний диаметр, НКТ, см; p_3 — давление столба жидкости под башмаком НКТ, кгс/см².

5. Сила F_p , созданная перепадом давлений за счет разности плотностей жидкостей в трубах и затрубном пространстве:

$$F_p = \pm 0,189q \Delta p \frac{d_n}{\delta}, \quad (\text{III.69})$$

где q — масса 1 м труб, кг; Δp — разность давлений в кольцевом пространстве и в трубах, кгс/см²; d_n , δ — соответственно наружный диаметр и толщина стенки НКТ, см.

Сила F_p имеет положительное значение, когда давление снаружи труб больше, чем среднее давление внутри труб, а отрицательное значение, когда давление снаружи труб меньше давления внутри них.

6. Сила F_t , созданная в результате изменения температуры после установки пакера:

$$F_t = \pm 30,6q \Delta t. \quad (\text{III.70})$$

(Δt — изменение температуры, °C).

Сила F_t — имеет положительное значение, если после установки пакера температура повысилась, и отрицательное значение, если температура понизилась.

Результирующая всех сил R , действующих на пакер, должна быть больше, чем сила сжатия $F_{сж}$, необходимая для деформации манжет:

$$R = G + F_1 - F_2 - F_3 \pm F_p \pm F_t \geq F_{сж}. \quad (\text{III.71})$$

Подставляя значения из уравнений (III.66) — (III.70), находим

$$G \geq F_{сж} - \frac{\pi}{4} (D^2 - d_n^2) (p_1 - p_2) + \frac{\pi}{4} (d_n^2 - d_v^2) p_3 \pm \pm 0,189q \Delta p \frac{d_n}{\delta} \pm 30,6q \Delta t. \quad (\text{III.72})$$

В промысловой практике нагрузка на пакер принимается равной 1,5—3,0 тс в зависимости от глубины скважины и типа пакера. Приводимое выше уравнение дает возможность расчетным путем определить нагрузку для обеспечения герметичности пакера.

Пакер, установленный в скважине, может быть предназначен для выполнения двух видов операций: закачки жидкостей в пласт и снижения уровня в скважине. Величина и направление сил, действующих на пакер, при указанных операциях различаются, что влияет на величину нагрузки, которую необходимо приложить для герметизации пакера.

Для первого случая величина нагрузки

$$G_{\text{зак}} \geq F_{\text{сж}} + \frac{\pi}{4} (D_2^2 - d_{\text{в}}^2) p_{\text{зак}} + \frac{\pi}{4} (d_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2) \times \\ \times \frac{H \rho_0}{10^4} \pm 0,189 q p_{\text{зак}} \frac{d_{\text{н}}}{\delta} \pm 30,6 q \Delta t, \quad (\text{III.73})$$

где $G_{\text{зак}}$ — нагрузка на пакер при закачке жидкости; H — глубина установки пакера; ρ_0 — плотность жидкости, закачиваемой в скважину.

Сравнивая уравнения (III.72) и (III.73), находим, что $G_{\text{зак}} \gg G$. Следовательно, при закачке жидкости в пласт при установленном в скважине пакере необходимо создавать дополнительную нагрузку на пакер, чтобы сохранить его в покое. Известно, что эти усилия могут быть уравновешены силой тяжести труб, путем применения якоря или путем закачки в кольцевое пространство жидкости большей плотности.

Когда пакер устанавливается для проведения операций по снижению уровня жидкости в скважине до башмака НКТ ($H_0 = L$), величина нагрузки на пакер

$$G_{\text{сн}} \geq F_{\text{сж}} - \frac{\pi}{4} (D^2 - d_{\text{н}}^2) \frac{H \rho}{10^4} - 0,189 \frac{H \rho}{10^4} \cdot \frac{d_{\text{н}}}{\delta} \quad (\text{III.74})$$

(ρ — плотность жидкости в скважине).

Из сравнения уравнений (III.72) и (III.74) следует, что величина $G_{\text{сн}} < G$. Следовательно, при использовании пакера для снижения уровня в скважине величина нагрузки может быть меньше, чем необходима для сжатия манжет.

Освобождение пакеров. Для освобождения пакера после проведения операций в скважине необходимо приложить к трубам на поверхности растягивающую силу T , величина которой может быть определена из условий:

$$T = G_{\text{т}} + F_1 - F_2 - F_3 \pm F_p \pm F_t + F, \quad (\text{III.75})$$

где $G_{\text{т}}$ — вес пакера, спущенного в скважину; F — сила сцепления пакера с колонной.

Для некоторых конструкций пакеров

$$F = c R_{\text{max}} \quad (\text{III.76})$$

(R_{max} — максимальное значение результирующей силы, переданной колонне за все время нахождения пакера в колонне).

Наибольшее значение результирующая сила имеет при снижении уровня в скважине до башмака НКТ:

$$R_{\text{сн}} = F_{\text{сж}} + \frac{\pi}{4} (D^2 - d_{\text{н}}^2) \frac{H \rho}{10^4} + 0,189 q \frac{H \rho}{10^4} \frac{d_{\text{н}}}{\delta} \quad (\text{III.77})$$

(c — коэффициент установки; для шлипсовых пакеров принимается $c = 0,25$).

Наибольшее закрепление пакера происходит при снижении уровня в скважине до башмака НКТ. Тогда усилия для освобождения пакера

$$T = G_{\tau} + \frac{\pi}{4} (D^2 - d_n^2) \frac{H_p}{10^4} + 0,189 \frac{H_p d_n}{2 \cdot 10^4} + \mu K_{\max}. \quad (\text{III.78})$$

При большом значении T , которое может привести к деформации труб, необходимо принимать меры по снижению этой величины. Основным методом снижения нагрузки является подлив жидкости в трубы и создание давления под пакером. Насосно-

компрессорные трубы в скважинах, где по условиям процесса пакер должен находиться длительное время, необходимо оборудовать специальными клапанами для осуществления циркуляции над пакером.

РАЗРЫВ ПЛАСТА ПОРОХОВЫМИ ГАЗАМИ

Использование энергии газов, образовавшихся при сгорании ВВ, является одним из способов гидромеханического воздействия на пласт. Способ основан на генерировании непосредственно в скважине давления, позволяющего задавить в пласт некоторое количество газожидкостной смеси через каналы перфорации или трещины пласта для их расширения и создания условий для

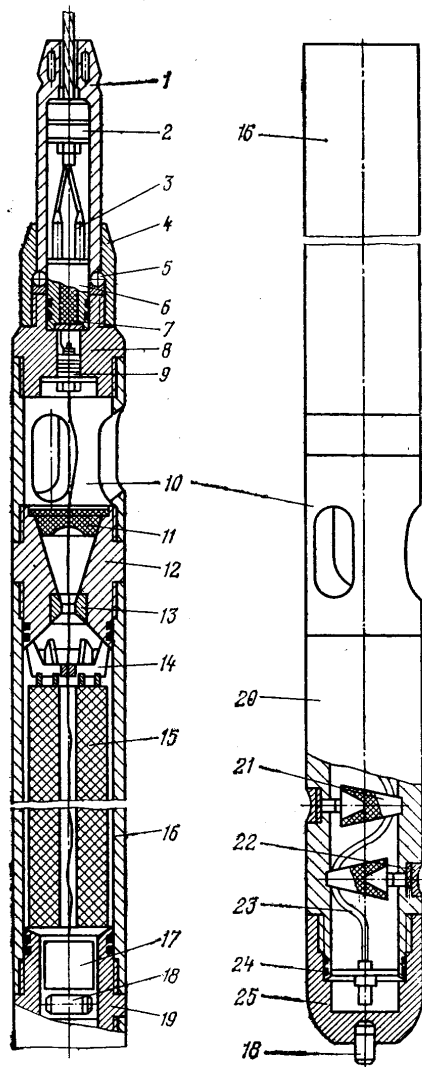


Рис. 60. Аппарат АСГ105К:

1 — кабельная головка; 2 — узел крепления кабеля; 3 — электровод; 4 — накладная гайка; 5 — фиксирующие шарики; 6 — втулка аварийного заряда; 7 — аварийный заряд; 8 — переводник; 9 — промежуточный электровод; 10 — муфта со сквозными окнами; 11 — резиновое уплотнение; 12 — сопловый переводник; 13 — сменный вкладыш сопла; 14 — диафрагма; 15 — пороховой заряд; 16 — корпус камеры сгорания; 17 — воспламенитель; 18 — крешерный прибор; 19 — межкамерный переводник; 20 — корпус перфоратора; 21 — кумулятивный заряд; 22 — уплотнение с опорным диском; 23 — детонирующий шнур; 24 — взрывной патрон; 25 — наконечник

притока пластового флюида к забою скважины. Замечено, что эффективность процесса можно ожидать при создании давлений не менее 0,85 величины горного давления. Лучшие результаты получаются при давлениях, близких к горному или несколько превышающих его.

Разрыв пласта зависит не только от соотношения развиваемого и горного давлений, но и от физико-химических свойств пласта. Применение способа разрыва пластов давлением газов имеет более высокую результативность в скважинах с плотными, малопроницаемыми коллекторами. В пластичных и высокопористых породах результативность способа низкая. Процесс осуществляется с помощью скважинного аппарата для разрыва пластов АСГ (рис. 60).

Основной частью аппарата является камера сгорания, в которой размещен пороховой заряд. Последний поджигается с помощью электровоспламенителя. Истечение пороховых газов из камеры сгорания в скважину происходит через конические сопла и боковые окна переводника.

К нижней части аппарата присоединен корпусной кумулятивный перфоратор, с помощью которого перед разрывом пласта можно прострелять каналы в стенках скважины, благодаря чему повышается эффективность всей операции.

Основная техническая характеристика аппарата АСГ105К

Наружный диаметр аппарата, мм	105
Длина аппарата с перфоратором ПКО89 (10 зарядов), мм	5000
Число камер сгорания	1—3
Общая масса комплекта заряда из семи пороховых шашек (на одну камеру), кг	3,5
Размер пороховой шашки, мм	26/6×600
Масса воспламенителя, г	70
Рабочее давление в камере сгорания, кгс/см ² . .	500—1200
Продолжительность горения заряда, с	0,1—0,5
Газопоступление (среднее), л/с	1000
Предельная глубина применения, м	3500

Аппарат АСГ105К предназначен для работы в скважинах, обсаженных трубами диаметром 146 мм и больше при гидростатическом давлении 50—350 кгс/см² и температуре не выше 100 °С, а при использовании специальных зарядов — до 150 °С. Срок службы его — 20 операций, хотя отдельные детали должны заменяться после 1—5 раз использования.

Давление в камере p_k зависит от энергетических характеристик порохового заряда и поверхности его горения, а также от

температуры заряда перед его воспламенением и размеров сопла. Размеры сопла подбирают так, чтобы давление в камере сгорания $p_{скв} \leq 0,8 p_k$. Для регулирования давления используют сменные сопла, а для контроля фактической величины давления в камере — регистраторы максимального давления (крешеры приборы).

ТОРПЕДИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

В последние годы этот вид работ используется редко. Основной причиной снижения объемов торпедирования является внедрение в практику высокоэффективных способов вскрытия пласта — кумулятивная и гидropескоструйная перфорация.

Известно, что эффект действия взрыва в радиальном направлении определяется диаметром, плотностью и удельной энергией ВВ заряда. Длина заряда влияет только до величины, равной 5—6 диаметрам трубы. Дальнейшее увеличение ведет к росту поверхности разрыва вскрытой трубы. Прочность цементного камня существенно влияет на характер действия взрыва на трубы.

Данные, характеризующие эффект действия взрыва на обсадные колонны при торпедировании в зависимости от свойств затрубной среды, приведены в табл. 17. Если стоит вопрос о необходимости сохранить колонну, отношение диаметра заряда к внутреннему диаметру колонны не должно превышать 0,35. В местах некачественного цементирования могут наблюдаться повреждения колонны. Следует учитывать также влияние взрывной волны на колонну. Замечено, что в воде она распространяется на большие расстояния, чем в нефти.

Создание трещин с помощью взрыва возможно только в твердых породах, причем радиус трещин находится в прямой зависимости от диаметра заряда. При торпедировании скважин важное место занимает расположение заряда в скважине. Торпеды должны иметь центраторы, применение которых способствует образованию равномерных трещин.

Для создания большой и глубокой зоны трещиноватости в последние годы в СССР и за рубежом используются взрывы большой мощности. Для этого твердые или жидкие ВВ помещают или закачивают в скважину и перекрывают ее цементным мостом. Взрыв осуществляется взрывателем, снабженным часовым механизмом, который обеспечивает замедление взрыва до 10 сут. Для регистрации взрыва иногда используют сейсмоприемники.

Все эти взрывы не являются частью процесса испытания скважин, а направлены на увеличение продуктивности скважин или нефтеотдачи пластов. Поэтому здесь приведены только краткие сообщения об использовании энергии взрывов большой мощности в промысловой практике.

Таблица 17

Отношение диаметра заряда к диаметру колонны	Характеристика затрубного пространства	Результат-действия на трубы при центральном расположении заряда	Результат действия на породу
До 0,08	Вода, насыпной грунт и грунт, пропитанный водой	Трубы целы	В некоторых случаях нарушена структура песка
0,14	То же	Вырваны куски труб	То же
0,20	Цементное кольцо и порода средней прочности	Трубы целы или незначительно разрушены («фонарь»)	Трещины в породе и цементном кольце
0,20—0,25	То же	Незначительное разрушение труб («фонарь») с небольшим числом вертикальных трещин в колонне труб	То же
0,26—0,32	"	«Фонарь» с сеткой трещин в колонне труб	"
0,32—0,40	"	Сетка трещин в колонне значительная, в отдельных случаях взрывы кусков труб при $d_3/D_{вн} \geq 0,4$	"

Примечания: 1. d_3 , $D_{вн}$ — диаметры соответственно заряда и внутренней обсадной колонны 2. Взрывы осуществлялись зарядами из флегматизированного гексогена плотностью 1,65 г/см³, длиной, равной величине шести диаметров труб.

ПРОМЫВКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРЕСНОЙ ВОДЫ

В промысловой практике встречаются случаи, когда на условия притока пластовых флюидов к забою скважины влияют кристаллы каменной соли, участвующие в породообразовании коллектора или переотложившиеся в процессе вскрытия пласта. Это наблюдается большей частью в карбонатных породах. Для удаления соли из порово-трещинной среды используют воду или водные растворы ПАВ.

При осуществлении процесса значительное количество (десятки и сотни кубических метров) пресной воды, подогретой или при нормальной температуре, закачивают в пласт на форсированных режимах. Освобождение порово-трещинных каналов происходит как за счет растворения соли, так и вследствие вымывания ее кристаллов. При повторении процесса объем закачиваемой в пласт воды должен быть увеличен, чтобы расширить обработанную зону пласта. Контроль за эффективностью процесса проводят в лабораторных условиях, где исследуют пробы воды, извлеченной на поверхность.

При испытании скважины процесс извлечения соли из порово-трещинного коллектора применяется редко. Промывка пластов пресной или опресненной водой направлена на улучшение эксплуатации скважин.

ЗАКАЧКА В ПЛАСТ НЕФТИ

При вызове притока из нефтяной скважины, вскрывшей залежь с низким пластовым давлением, в некоторых районах СССР и за рубежом закачивают в пласт нефть. При максимально возможных давлениях в пласт закачивают 3—20 м³ и более нефти, что позволяет промыть нефтью каналы в фильтре и призабойной зоне пласта, отеснить оттуда фильтрат и механические взвеси, образовавшиеся при вскрытии пласта, улучшить его фазовую проницаемость. Известно, что нефти обладают свойствами ПАВ, поэтому промывка фильтрационных каналов нефтью позволяет улучшить условия притока.

Обычно работы по вызову притока начинают сразу после закачки нефти. Эффективность процесса зависит от метода вскрытия пласта и используемой при вскрытии жидкости. Наиболее лучший эффект за рубежом получают после промывки нефтью скважин, где вскрытие пласта осуществляли ударным бурением.

ДРЕНИРОВАНИЕ ПЛАСТОВ СЖИЖЕННЫМИ ГАЗАМИ

Одним из способов гидромеханического воздействия на пласты с низким давлением является дренирование их сжиженными газами. Для этого можно использовать азот и углекислый газ, которые легко сжижаются и имеют низкие критические давление и температуру.

Сжиженные газы закачивают в пласт насосными агрегатами и оставляют на некоторое время в пласте для контактирования

и реагирования с жидкостями и породой. Углекислота, например, способна растворять карбонатные породы, хотя активность ее невысокая. Затем скважину открывают.

Если давление в скважине ниже критического для сжиженных газов, начинается интенсивное движение их по пласту в направлении забоя. Расширяющиеся при движении к забою скважины пузырьки газа увлекают с собой частицы породы, капельки жидкости, нарушают силы сцепления жидкости с породой, улучшая условия притока пластовой жидкости.

В СССР сжиженный азот и углекислота используются пока в незначительных объемах. Использование их для дренирования в процессе испытания скважины, а также для удаления продуктов реакции после кислотных обработок может получить дальнейшее развитие, если работы будут проводиться в больших объемах, чем в настоящее время.

§ 3. МЕТОДЫ ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Химические методы воздействия на призабойную зону пласта с целью вызова и интенсификации притока основаны на свойстве горных пород вступать во взаимодействие с некоторыми химическими веществами, а также на свойстве некоторых химических веществ влиять на поверхностные и молекулярно-капиллярные связи твердых и жидких фаз в породах.

Наиболее распространенными методами химического воздействия на пласт являются:

- 1) солянокислотная обработка пласта;
- 2) обработка пластов плавиковой (фтористоводородной) кислотой;
- 3) обработка пластов растворами ПАВ;
- 4) обработка пластов с использованием смесей перечисленных выше веществ.

В последние годы все шире применяются обработки пластов углекислой, сульфаминовой, серной и другими кислотами и солянокислотные обработки с применением ингибиторов гидратообразования.

Методы химического воздействия на пласт позволяют: очистить и расширить каналы для движения флюида из пласта к скважине;

образовать новые каналы за счет растворения минералов, входящих в **состав пород**;

изменить фазовую проницаемость пласта.

Широкое применение методов химического воздействия в промысловой практике разных районов привело к появлению различных технологических схем осуществления этих процессов. Схемы отличаются в основном темпами и объемами закачки кислоты, давлениями нагнетания, использованием специальных приспособлений и добавок.

Химическое воздействие на пласт является наиболее распространенным методом вызова и интенсификации притока. Использование химических реагентов в процессе вскрытия пластов бурением и перфорацией не только расширяет объемы обработки пластов, но и изменяет показатели вскрытия. Правильный выбор свойств и параметров буровых растворов при вскрытии пластов значительно сокращает объемы химических обработок пласта при испытании и последующей эксплуатации скважин.

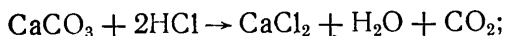
В последние годы расширился ассортимент реагентов, используемых при химических обработках пластов. Увеличилось число поверхностно-активных веществ. Все шире применяются сжиженные газы (углекислый, азот). Для обработки призабойной зоны пласта в процессе испытания и эксплуатации скважин в последние годы используют смеси различных химических веществ. Они состоят из растворителей, поверхностно-активных веществ, электролитов, имеют самую различную вязкость. Применение таких составов позволяет улучшать условия притока и повышать нефтеотдачу пластов. Мицеловые дисперсии, являющиеся смесью углеводородной жидкости с водой в присутствии ПАВ и электролита, применяются для увеличения нефтеотдачи пластов.

Бурное развитие химической промышленности, разработка и производство новых видов химических реагентов несомненно будут способствовать более широкому использованию их в нефтяной промышленности.

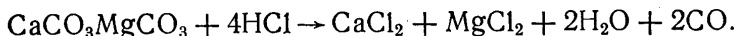
СОЛЯНОКИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Солянокислотные обработки в основном применяют для воздействия на карбонатные породы и породы, имеющие в составе карбонатные цементы. Реакция карбонатных пород с соляной кислотой описывается следующими формулами:

для известняков

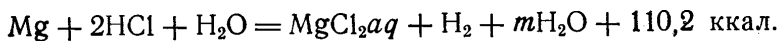


для доломитов



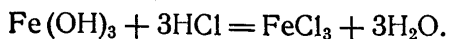
CaCl_2 и MgCl_2 растворимы в воде, поэтому легко удаляются из пласта.

Для обработки песчаников с незначительным количеством карбонатного цемента используется глиноуксусная кислота — смесь соляной и фтористоводородной кислот ($\text{HCl} + \text{HF}$). Реакции соляной кислоты с некоторыми веществами являются экзотермическими. Например, взаимодействие HCl с Mg описывается формулой

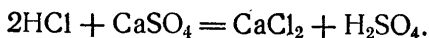


На каждую грамм-молекулу магния выделяется 110,2 ккал тепла. Экзотермической является также реакция между соляной кислотой и алюминием, при которой на каждую грамм-молекулу выделяется 126 ккал тепла. Свойство выделять тепло при взаимодействии веществ используется для термохимических методов воздействия на пласт.

Соляная кислота взаимодействует с железом



В число породообразующих минералов входит сульфат кальция (CaSO_4). Соляная кислота взаимодействует с ним:



Образовавшаяся при этом серная кислота вступает в новые реакции с породообразующими веществами.

Из приведенных выше данных видно, что солянокислотная обработка является сложным химическим процессом, в ходе которого одни минералы растворяются, а другие образуются. Растворение минералов способствует расширению существующих и образованию новых каналов для движения пластовых флюидов. Вновь образованные минералы, если они являются плохо растворимыми в воде веществами, ухудшают состояние призабойной зоны. Поэтому при солянокислотных обработках необходимо так регулировать процесс, чтобы положительный эффект от взаимодействия был преобладающим.

На эффективность солянокислотной обработки влияют многие факторы, среди которых главными являются химико-минералогический состав породы, свойства жидкостей, насыщающих породу, пластовые температура и давление, объем и концентрация кислотного раствора, время реагирования кислоты с породой.

Химико-минералогический состав породы — главный фактор при выборе метода обработки и качества кислотного раствора. Породы, слагающие нефтяные пласты, имеют различную степень карбонатности, содержат различные включения других минералов (глины, пески и т. д.). В то же время состав минералов имеет различное содержание химических элементов. Все это влияет на эффективность обработки. Поэтому не следует переносить опыт кислотных обработок с одних месторождений на другие, не внося корректировок на особенности химического состава пород коллектора. Даже в пределах одного месторождения различные залежи и участки следует обрабатывать с учетом особенностей пород.

Свойства жидкостей, насыщающих пласты, также следует учитывать при солянокислотных обработках. Пласты с высоковязкими, смолистыми нефтями взаимодействуют с кислотой менее эффективно. Зерна породы здесь

блокированы пленками нефти, препятствующими их контакту с кислотой. В то же время обводненные пласты вследствие хорошего контакта породы с кислотой подвергаются более интенсивной обработке.

Эти факторы учитываются на практике. Например, для повышения эффективности обработок нефтяных скважин перед закачкой кислоты призабойную зону пласта обрабатывают водными растворами ПАВ, водные растворы ПАВ добавляют в кислотные растворы, что способствует повышению эффективности обработок нефтяных пластов.

В нагнетательных скважинах практикуется изоляция отдельных наиболее проницаемых участков пласта закачкой в них высоковязких жидкостей, способных создавать защитный слой от воздействия кислоты. В пласт закачивают нефть, ССБ, различные эмульсии. Это позволяет усилить эффект от обработки зоны с меньшей проницаемостью.

Температура пласта играет важную роль в процессе кислотной обработки, потому что активность соляной кислоты (в том числе и коррозионная) резко возрастает по мере увеличения температуры до 150°C . Дальнейшее повышение температуры существенно не влияет на улучшение активности кислоты. По данным Е. А. Буниной, скорость нейтрализации кислоты мрамором при давлении 300 кгс/см^2 возросла в 2 раза при увеличении температуры с 28 до 100°C , а затем темп ее роста снизился.

Увеличение температуры повышает активность кислоты не только при взаимодействии с карбонатными породами, но при этом резко возрастает коррозионная активность кислоты. Поэтому при кислотных обработках в скважинах с высокой температурой необходимо предусматривать особые мероприятия по снижению коррозионной активности кислоты. Это может достигаться как введением соответствующих ингибиторов, так и снижением температуры призабойной зоны.

Пластовое давление влияет на скорость реакции соляной кислоты с карбонатными породами. Исследования показали, что время нейтрализации кислоты при 100°C и давлениях 100 , 200 , 300 и 400 кгс/см^2 составляло соответственно 20 , 30 , 40 и 60 мин (приблизительно). При дальнейшем росте давления до 500 кгс/см^2 время нейтрализации было таким же, как и при 400 кгс/см^2 .

В пластовых условиях, где во взаимодействие вступают кислотный раствор, пластовая жидкость и минералы, слагающие пласт, реакции между химическими веществами проходят в условиях, отличающихся от лабораторных. Поэтому полностью переносить в практику данные лабораторных исследований нецелесообразно, но их надо учитывать при планировании солянокислотных обработок. Это позволит повысить эффективность обработок и сократить расходы на их проведение.

Объем кислотного раствора подбирается, как правило, на основе данных опыта. Обосновать теоретическим расчетом количество кислоты в настоящее время невозможно, так как отсутствуют многие необходимые для расчета данные: радиус зоны, которую надо обработать, пористость, проницаемость и химико-минералогический состав породы в призабойной зоне пласта. Неизвестными являются также факторы, полученные в ходе взаимодействия кислоты с трещинно-поровой средой.

Для порового коллектора объем кислоты приближенно может быть определен из выражения

$$V_k = m \frac{\pi D^2}{4} h, \quad (\text{III.79})$$

где m — средневзвешенная пористость, доли единицы; D — диаметр зоны, подлежащей обработке, м; h — толщина (мощность) пласта, м.

Обычно считают, что для получения производительности скважины, соответствующей проницаемости удаленной, незагрязненной зоны пласта, достаточно улучшить проницаемость призабойной зоны в радиусе 1 м. Для расчетов этот радиус увеличивают до 1,5 м. Тогда при средневзвешенной пористости, равной 15 % (0,15), объем кислоты, необходимой для обработки 1 м пласта, составит:

$$V_k = 0,15 \frac{3,14}{4} 3^2 \cdot 1 = 1,06 \text{ м}^3.$$

Для пород пористостью 10 % $V_k = 0,71 \text{ м}^3$. Такого типа расчеты дают только приближенную оценку объема кислоты, который может быть принят до накопления соответствующих опытных данных.

Для порового пространства можно решить обратную задачу: по заданному количеству кислоты найти радиус проникновения ее в пласт. Для определения радиуса используют выражение

$$R_0 = \sqrt{\frac{Q_k t}{3600 h m} + r_c^2}, \quad (\text{III.80})$$

где Q_k — количество кислотного раствора, закачиваемого в пласт, $\text{м}^3/\text{ч}$; t — время нейтрализации раствора, с; r_c — радиус скважины, м.

Из анализа формулы (III.80) следует, что с увеличением объема кислотного раствора Q_k и времени t нейтрализации кислоты (с использованием раствора высокой концентрации или вводом в него замедлителей) расширяется зона обработки, а с увеличением мощности и пористости пласта уменьшается радиус проникновения кислотного раствора в пласт.

Таким образом, точно рассчитать объем кислотного раствора для обработки пласта невозможно. Поэтому на основе приближенных формул или опытных данных устанавливают объемы кислотного раствора на 1 м толщины пласта. Величина его может

изменяться в широких пределах (от 0,1 до 1,5 м³) и зависит, прежде всего, от своевременной оценки результатов обработки скважин по данной залежи. Анализ показывает, что эффективной может быть солянокислотная обработка как при больших, так и при малых ее объемах.

Как показывают исследования, кислотный раствор движется в пласте по трещинам или наиболее проницаемым каналам. Под действием кислоты проницаемость их увеличивается, а следовательно, возрастает и объем поступления кислоты в эти каналы. В пласте образуется один или несколько таких каналов, в связи с чем кислота не будет заполнять все поровое пространство. Тогда потребуется объем кислоты меньше рассчитанного по формуле (III.79). В то же время движение кислотного раствора по каналам позволяет значительно расширить зону обработки за счет удаленных зон пласта. Для этих целей количество кислотного раствора следует увеличивать. Проницаемость трещин значительно выше, чем проницаемость пористой среды, поэтому иногда получают высокую производительность скважин при малых расходах кислоты на обработку.

Исходя из этих соображений, в практике обработки толщи известняков на промыслах Чечено-Ингушетии и Белоруссии для первых обработок использовали 3—6 м³ 12 %-ной кислоты и во многих случаях обработки были высокоэффективными. При повторных обработках это количество, как правило, удваивали, увеличивая и количество продавочной жидкости. Принятая технология позволила обрабатывать в первую очередь фильтр и призабойную зону. В дальнейшем обработку призабойной зоны повторяли и обрабатывали удаленные зоны пласта. Для специальных обработок устанавливается всегда повышенный объем кислоты.

Время реагирования кислоты с породой тесно связано со всеми перечисленными выше факторами — карбонатностью пород, свойствами насыщающих пласт жидкостей, пластовым давлением и температурой. Важную роль при определении времени реагирования кислотного раствора играет также его концентрация.

При использовании кислотного раствора повышенной концентрации, при низкой карбонатности породы и высоком давлении время реагирования увеличивают, но в условиях высоких пластовых температур уменьшают. Время реагирования для нагнетательных и нефтяных скважин может быть различным. В нагнетательных скважинах оно должно быть минимальным, а при обработке пластов, насыщенных высоковязкой смолистой нефтью, должно быть максимальным.

Технологические схемы обработок различны и зависят от цели обработки. Необходимо отметить, что в промысловой практике широко используются самые различные комбинации схем. Особое место отводится приготовлению смеси и подготовке пласта

к обработке. В кислотный раствор добавляют ингибиторы, замедлители, стабилизаторы, различные ПАВ для регулирования процесса взаимодействия кислоты и породы. Выбираются метод доставки кислоты к забою, объем и давление нагнетания.

Большое внимание уделяется подготовке пластов для обработки. С этой целью в скважину нагнетают различного рода растворители и водные растворы ПАВ. Призабойную зону пласта можно обрабатывать одновременно и поэтапно. В связи с этим вскрытие пласта может осуществляться частями с последующим подключением других участков его. Обрабатывать полностью вскрытый пласт можно с применением временно изолирующих материалов или пакерующих устройств. Обработка пласта может следовать за гидроразрывом, гидropескоструйной перфорацией или сочетаться с ними.

Большое разнообразие технологических схем объясняется прежде всего тем, что обработке подвергают пласты различного химико-минералогического состава, залегающие на разных глубинах в различных условиях. Кроме того, это можно объяснить многочисленными попытками найти наиболее оптимальные режимы обработки.

Эффективность обработок и их стоимость отражают уровень техники и технологии процессов и степень изученности разреза. Экономическая эффективность процессов обязывает стремиться получить большую отдачу при меньших объемах и затратах. Эти вопросы должны тщательно изучаться на стадии испытания разведочных скважин, чтобы использовать накопленный опыт при испытании эксплуатационных скважин.

Соляная кислота является основным материалом для кислотной обработки пластов. Нефтяной промышленности в основном поставляется ингибированная соляная кислота.

Ингибированная синтетическая соляная кислота (ВТУ МХП 2345—50) соответствует ГОСТ 857—78, имеет концентрацию HCl 19—25 %. Для придания ей антикоррозионных свойств заводы-изготовители добавляют в кислоту 0,8—1,0 % ингибитора ПБ-5 и 0,01—0,015 % в пересчете на мышьяк хлористого мышьяка.

Ингибированная соляная кислота (ТУ МХП 3354—52) поставляется с концентрацией HCl 18—22 %. При изготовлении в кислоту также добавляют 0,8—1,0 % ингибитора ПБ-5 и 0,01—0,015 % хлористого мышьяка.

Как видно из приведенных характеристик, общим для обоих видов ингибированной кислоты является пониженное содержание HCl (в среднем 20 %). В связи с этим необходимо определять в лабораторных условиях концентрацию HCl до завоза ингибированной кислоты на промысловые объекты, чтобы при кислотной обработке пласта концентрация HCl соответствовала расчетной. По техническим условиям допускается содержание железа в ингибированных кислотах в объеме соответственно 0,02

и 0,03 % и серной кислоты для первой не более 0,005 %, а для второй ее содержание не регламентировано.

Ингибированная кислота может отрицательно влиять на призабойную зону, особенно порового пласта. Следует учитывать, что ингибитор ПБ-5 после полной нейтрализации кислоты может оставаться в поровом пространстве пласта в виде хлопьевидной объемистой органической массы. При использовании 15—20 % ингибированной кислоты может выпасть 5—7 кг осадка на 1 м³ закачанного в пласт раствора. При неполной нейтрализации кислоты такого осадка не выделяется. Следовательно, при обработке поровых коллекторов целесообразно выдерживать кислоту в пласте до полной ее нейтрализации.

Серная кислота, имеющаяся в ингибированной кислоте, может при взаимодействии с карбонатными породами образовывать гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, и хотя он растворяется в соляной кислоте, в поровом пространстве могут оставаться кристаллы гипса, что ухудшает проницаемость пласта. Для уменьшения содержания серы ингибированную кислоту можно обрабатывать хлористым барием:



BaSO_4 выпадает в осадок.

Плотность растворов соляной кислоты приведена в табл. 18.

Таблица 18

Плотность при 15 °С, г/см ³	Жесткость, мг·эquiv/л	Содержание HCl		Плотность при 15 °С, г/см ³	Жесткость, мг·эquiv/л	Содержание HCl	
		вес. %	кг/л			вес. %	кг/л
1,030	1,46	5,15	0,053	1,105	4,86	20,97	0,232
1,035	1,67	7,15	0,074	1,110	5,07	21,92	0,243
1,040	1,93	8,16	0,084	1,115	5,32	22,85	0,255
1,045	2,14	9,16	0,096	1,120	5,50	23,82	0,267
1,050	2,39	10,17	0,107	1,125	5,71	24,78	0,279
1,055	2,64	11,18	0,118	1,130	5,89	25,75	0,291
1,060	2,85	12,19	0,129	1,135	6,10	26,70	0,302
1,065	3,11	13,19	0,140	1,140	6,32	27,66	0,315
1,070	3,36	14,17	0,152	1,145	6,53	28,61	0,328
1,075	3,57	15,16	0,163	1,150	6,71	29,57	0,340
1,080	3,78	16,15	0,174	1,155	6,89	30,55	0,353
1,085	4,00	17,13	0,186	1,160	7,07	31,52	0,366
1,090	4,25	18,11	0,197	1,165	7,25	32,49	0,379
1,095	4,43	19,06	0,209	1,170	7,46	33,46	0,391
1,100	4,64	20,01	0,220	1,180	7,85	35,39	0,418

Уксусная кислота, добавленная в соляную, участвует в процессе обработки и выполняет несколько функций:

1) замедляет взаимодействие соляной кислоты с породой (замедлитель);

2) предупреждает выпадение окислов железа (стабилизатор);

3) взаимодействует с породой, растворяя ее (активный реагент).

Плотность уксусной кислоты различных концентраций приведена в табл. 19.

Фтористоводородная (плавиковая) техническая кислота применяется для обработки призабойной зоны пластов с терригенными коллекторами (кварцевые песчаники, алевролиты) с целью растворения силикатных и глинистых частиц, содержащихся в породе, или попавших в нее из глинистого раствора. По ГОСТ 2567—73 плавиковая кислота должна соответствовать следующим техническим условиям:

Содержание фтористого водорода, %	≥ 40
Содержание кремнефтористоводородной кислоты, % . .	$\geq 0,4$
Содержание серной кислоты, %	$\leq 0,05$

Плавиковая кислота в чистом виде обычно не применяется. Она используется в смеси с соляной кислотой. Эту смесь называют глиноуксусной. Ее транспортируют в сосудах из эбонита или покрытых свинцом, парафином, воском; она сильно действует на организм и одежду человека.

Плотность фтористоводородной кислоты различной концентрации приведена в табл. 20.

Формалин как ингибитор соляной кислоты применяют в промышленной практике около 40 лет. Однако как ингибитор солянокислотной коррозии формалин имеет ряд недостатков:

1) низкая степень защиты металла; добавка 0,6—0,8 % 40 %-ного формалина снижает коррозионную активность 10—12 %-ной кислоты только в 7—8 раз;

2) способность к полимеризации при хранении, что приводит к потере способности растворяться в соляной кислоте;

3) высокая стоимость ингибирования.

Качества формалина регламентируются ГОСТ 1625—75, согласно которому технический формалин должен содержать $40 \pm 0,5$ % формальдегида, 7—12 % метилового спирта, 0,0005 % железа для I сорта, для II сорта содержание железа не регламентируется.

Уникол ПБ-5 в настоящее время заводы-изготовители используют для ингибирования соляной кислоты. Качество уникола ПБ-5 регламентируется техническими условиями ТУ БУ17—53. Ингибитор хорошо растворяется в соляной кислоте, но не растворяется в воде. Добавка 0,25—0,5 % его к соляной кислоте снижает коррозионную активность ее в 31—42 раза.

Ингибитор И-1-А обычно применяют совместно с уротропином, и при определенных соотношениях получается высокоактивный ингибитор коррозии металла горячей соляной кислотой

Таблица 19

Плотность при 15 °С, г/см³	Содержание CH ₃ COOH		Плотность при 15 °С, г/см³	Содержание CH ₃ COOH	
	вес. %	кг/л		вес. %	кг/л
1,0007	1	0,010	1,0623	51	0,542
1,0022	2	0,020	1,0631	52	0,553
1,0037	3	0,030	1,0638	53	0,564
1,0052	4	0,040	1,0646	54	0,575
1,0067	5	0,050	1,0653	55	0,586
1,0083	6	0,060	1,0660	56	0,597
1,0098	7	0,071	1,0666	57	0,608
1,0113	8	0,081	1,0673	58	0,619
1,0127	9	0,091	1,0679	59	0,630
1,0142	10	0,101	1,0685	60	0,641
1,0157	11	0,112	1,0691	61	0,652
1,0171	12	0,122	1,0697	62	0,663
1,0185	13	0,132	1,0702	63	0,674
1,0200	14	0,143	1,0707	64	0,685
1,0214	15	0,153	1,0712	65	0,696
1,0298	16	0,164	1,0717	66	0,707
1,0242	17	0,174	1,0721	67	0,718
1,0256	18	0,185	1,0725	68	0,729
1,0270	19	0,195	1,0729	69	0,740
1,0284	20	0,206	1,0733	70	0,757
1,0298	21	0,216	1,0737	71	0,762
1,0311	22	0,227	1,0740	72	0,773
1,0324	23	0,237	1,0742	73	0,784
1,0337	24	0,248	1,0744	74	0,795
1,0350	25	0,259	1,0746	75	0,806
1,0363	26	0,269	1,0747	76	0,817
1,0375	27	0,280	1,0748	77	0,828
1,0388	28	0,291	1,0748	78	0,838
1,0400	29	0,302	1,0748	79	0,849
1,0412	30	0,312	1,0748	80	0,860
1,0424	31	0,323	1,0747	81	0,870
1,0436	32	0,334	1,0746	82	0,881
1,0447	33	0,345	1,0744	83	0,892
1,0459	34	0,356	1,0742	84	0,902
1,0470	35	0,366	1,0739	85	0,913
1,0481	36	0,377	1,0736	86	0,923
1,0492	37	0,388	1,0731	87	0,934
1,0502	38	0,399	1,0726	88	0,944
1,0513	39	0,410	1,0720	89	0,954
1,0523	40	0,421	1,0713	90	0,964
1,0533	41	0,432	1,0705	91	0,974
1,0543	42	0,443	1,0696	93	0,984
1,0552	43	0,454	1,0686	93	0,994
1,0562	44	0,465	1,0674	94	1,003
1,0671	45	0,476	1,0660	95	1,013
1,0580	46	0,487	1,0644	94	1,022
1,0589	47	0,498	1,0625	95	1,031
1,0598	48	0,509	1,0604	96	1,039
1,0607	49	0,520	1,0580	99	1,047
1,0615	50	0,531	1,0553	100	1,055

Таблица 20

Жесткость, мг·эquiv/л	Плотность, г/см ³	Содержание HF		Жесткость, мг·эquiv/л	Плотность, г/см ³	Содержание HF	
		вес. %	кг/л			вес. %	кг/л
0,36	1,0069	2,32	0,023	5,71	1,1239	32,78	0,368
0,71	1,0139	4,04	0,041	6,00	1,1326	35,15	0,398
1,07	1,0211	5,76	0,059	6,42	1,1415	37,53	0,428
1,42	1,0283	7,48	0,077	6,78	1,1506	39,91	0,459
1,78	1,0356	9,20	0,095	7,14	1,1598	42,29	0,490
2,14	1,0431	10,92	0,113	7,50	1,1691	44,67	0,522
2,50	1,0506	12,48	0,131	7,85	1,1786	47,04	0,554
2,85	1,0583	14,04	0,149	8,21	1,1883	49,42	0,587
3,21	1,0661	15,59	0,166	8,57	1,1981	51,57	0,618
3,57	1,0740	17,15	0,184	8,92	1,2080	53,72	0,649
3,92	1,0830	18,86	0,204	9,28	1,2182	55,87	0,681
4,28	1,0901	21,64	0,236	9,64	1,2285	58,02	0,713
4,64	1,0983	24,42	0,268	10,00	1,2390	60,17	0,745
5,00	1,1067	27,20	0,301	10,35	1,2497	62,32	0,779
5,35	1,1152	29,98	0,334	10,71	1,2605	64,47	0,813

до +87°C при давлениях 200 и 300 кгс/см². Исследования при температуре +20°C показали, что коррозионная активность кислоты снизилась при добавке 0,025 % ингибитора И-1-А в 8,5 раза, а при добавке 0,025 % И-1-А и 0,05 % уротропина более чем в 13 раз; при дозировке соответственно 0,4 и 0,8 % коррозионность кислоты снизилась более чем в 50 раз.

Уротропин технический в кислоте гидролизуеться, образуя формальдегид и аммиак. Формальдегид, как уже отмечалось, входит в состав формалина. Поэтому ингибирующие свойства уротропина несущественно отличаются от свойства формалина при пересчете на сопоставимые концентрации формальдегида.

Ингибитор БА-6 (В-1, В-2) — маслообразная жидкость плотностью 1,055 г/см³ желтого или светло-коричневого цвета, своеобразного запаха, легко образует с соляной, серной, фосфорной и другими кислотами солеобразные соединения, хорошо растворимые в избытке кислот или воде. Этот ингибитор применяется при ингибировании кислоты высокой концентрации и кислотных растворов для обработки скважин с высокими пластовыми температурой и давлением.

В качестве ингибиторов соляной кислоты также используют катапины, карбозолин О и реагент УЭФ₈.

Приготовление растворов соляной кислоты. Раствор соляной кислоты готовят на поверхности или на забое. Первый способ наиболее распространен.

1. Разбавление кислоты. Для приготовления растворов соляной кислоты ее разбавляют водой до нужной концентрации. Объем товарной кислоты V_T , необходимый для приготовления

n м³ раствора с заданной концентрацией, может быть определен по формуле

$$V_{\tau} = n \frac{\rho_3 - 1}{\rho_{\tau} - 1}, \quad (\text{III.81})$$

где ρ_3 и ρ_{τ} — плотности соответственно кислотного раствора заданной концентрации и товарной кислоты, г/см³.

Плотность ρ_{τ} определяют в лаборатории, а ρ_3 по табл. 18. Количество воды для разбавления кислоты находят как разность между всем объемом раствора и объемом товарной кислоты с включенными в нее добавками.

Разлить кислоту можно в емкости, куда заливают сначала замеренное количество воды, а затем концентрированную кислоту; а также в заливочных трубах, куда одновременно нагнетают рассчитанное количество воды и концентрированной соляной кислоты. Во втором случае точность получения раствора заданной концентрации ниже, чем в первом, но вполне достаточна.

Работы по доведению концентрации до заданной с высокой точностью, как и введение температурных поправок в расчеты, не является обязательным в промышленной практике. В то же время необходим тщательный контроль за качеством поставляемой заводами кислоты, изменением его во время хранения на складе.

2. Добавка катализатора. Основным реагентом, используемым в качестве катализатора, является уксусная кислота CH_3COOH , которую можно добавлять в ингибированную кислоту. Для определения количества товарной уксусной кислоты, которое будет добавлено в солянокислотный раствор, сначала определяют требуемое количество CH_3COOH , исходя из 100 %-ной концентрации. Для 1 м³ раствора оно может быть определено из выражения

$$q = 10a\rho_3, \quad (\text{III.82})$$

где a — заданное содержание CH_3COOH в растворе, %; ρ_3 — заданная плотность рабочего раствора соляной кислоты, г/см³.

Затем из табл. 19 находят содержание уксусной кислоты в 1 л ее по замеренной плотности или концентрации (A , кг/л) и определяют объем товарной кислоты:

$$V_{\tau} = 10a\rho_3/A. \quad (\text{III.83})$$

3. Ингибирование кислоты. В ингибированную соляную кислоту ингибитор вводится в процессе ее изготовления. Но она иногда подвергается дополнительному ингибированию в связи с необходимостью проводить обработку пластов в зонах с высокими температурами или с целью дополнительного снижения коррозионной активности кислоты. Из-за отсутствия ингибиро-

ванной кислоты иногда используют техническую соляную кислоту, ввод ингибиторов в которую является обязательным. В настоящее время промышленность располагает рядом реагентов-ингибиторов. Антикоррозионные свойства реагентов различны, поэтому и объем их для снижения коррозионной активности кислоты до одной и той же величины также различен.

4. Приготовление смеси соляной и фтористоводородной кислот. Содержание кислот в смеси зависит от химико-минералогического состава пород, подлежащих обработке. Количество фтористоводородной кислоты определяют по 100 %-ному содержанию HF. Затем определяют концентрацию HF в имеющейся товарной плавиковой кислоте. Количество 100 %-ной HF находят из выражения

$$q = 10a\rho_3, \quad (\text{III.84})$$

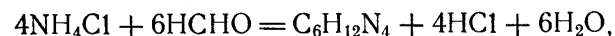
где a — заданное содержание HF в растворе, %; ρ_3 — заданная плотность рабочего раствора HF, г/см³.

Концентрацию HF в имеющейся на складе плавиковой кислоте A находят из табл. 20, а объем товарной кислоты, который необходимо добавить в соляную кислоту, — из выражения

$$V_\tau = q/A. \quad (\text{III.85})$$

Чем выше концентрация соляной кислоты, тем больший объем плавиковой кислоты добавляют в смесь.

Сотрудниками Пятигорского филиала СевКавНИПИнефть и Ивано-Франковского института нефти и газа [43] разработан в лабораториях и опробован в промысловых условиях способ приготовления солянокислотного раствора на забое скважин. Для приготовления кислоты используются формалин с содержанием 37—40 % формальдегида, 6—15 % метилового спирта (для стабилизации) и 0,02—0,04 % муравьиной кислоты, хлористый аммоний. При смешении формалина и хлористого аммония происходит следующая реакция:



при которой получаются соляная кислота и уротропин. Последний во взаимодействии с кислотой снова образует формальдегид. Поэтому хлористый аммоний берется в избытке.

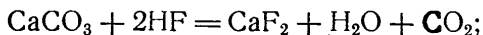
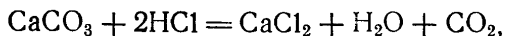
Опыты проводили при давлении 200 кгс/см² и температуре 90 °С. Наилучшие результаты получены при смешении 41 вес. ч. 40 %-ного раствора формалина, 18 вес. ч. хлористого аммония и 41 вес. ч. воды. Исследования показали, что если в одинаковых условиях 15 %-ный раствор HCl нейтрализуется полностью, то смесь формалина с хлористым аммонием реакционноспособна в течение 6 ч. Скорость растворения карбонатных образцов в смеси ниже в 11 раз. При обработке нагнетательной скважины указанной выше смесью получен положительный результат.

ОБРАБОТКА ПЛАСТОВ ГЛИНОКИСЛОТОЙ

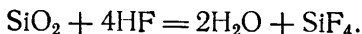
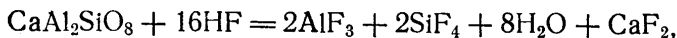
Наиболее распространены следующие составы глинокислоты: 8 % HCl + 4 % HF; 10 % HCl + 4 ÷ 5 % HF; 12 % HCl + 6 % HF.

Химическое взаимодействие глинокислоты с породами описывается формулами:

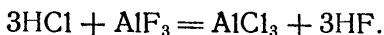
для известняков



для глинистых песчаников

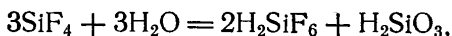


Реакция взаимодействия глинокислоты с известняками протекает быстро.



Хлористый алюминий растворяется в воде с выделением большого количества тепла.

Вторая реакция протекает очень медленно. Выделившийся при этом SiF_4 (газ) взаимодействует с водой и фтористой кислотой:



При этом образуются кремнефтористоводородная (H_2SiF_6) и кремневая (H_2SiO_3) кислоты.

Кислотный раствор, а также кислоты, образовавшиеся во время химических реакций, вступают во взаимодействие с другими веществами.

Как видно из приведенных формул, разложение смесью фтористоводородной и соляной кислот породообразующих алюмосиликатов и растворение кварца приводят в конечном счете к образованию растворимых солей кремнефтористоводородной кислоты, хлористых и фтористых солей металлов, кремневой кислоты. Последняя в кислой среде обычно находится в форме геля, но при достижении определенной концентрации или в результате полной нейтрализации может превратиться в гель, прочно запечатывающий поровое пространство пласта. При проектировании процессов обработки скважин глинокислотой необходимо учитывать это.

На основании результатов исследований Г. Н. Хангильдина можно сделать следующие выводы:

1) не следует опасаться образования геля кремневой кислоты при наличии остаточной кислотности глинокислоты;

2) возможность коагуляции золя кремневой кислоты при содержании в смеси фтористоводородной кислоты более 5 % (считая на 100 % HF) и соляной кислоты концентрации 8—10 % больше, чем смеси с меньшим содержанием составляющих.

Поэтому не следует использовать смеси с высоким содержанием HCl и HF и при осуществлении процесса допускать полную нейтрализацию кислоты.

Технологические схемы осуществления процесса обработки пластов глинокислотой не отличаются от схем солянокислотных обработок, а затем обработки глинокислотой. Кислотная обработка или обработки под давлением и др. К особенностям отдельных процессов относится проведение сначала кислотной обработки, а затем обработки глинокислотой. Кислотная обработка, выщелачивая карбонатные материалы, способствует более эффективному воздействию глинокислоты и предупреждает образование геля кремневой кислоты.

Вместо плавиковой кислоты можно использовать одно из ее соединений — бифторид аммония $\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF}$. Исследовательские работы по использованию бифторида аммония в глинокислотных растворах выполнены во ВНИГНИ [31].

Бифторид аммония — кристаллическая соль, которую можно транспортировать в мешках из полиэтилена и крафтбумаги. Это свойство выгодно отличает его от плавиковой кислоты, которую нужно хранить и транспортировать в свинцовой или бакелитовой посуде. В составе бифторида аммония содержится 25 % HF, он растворяется в воде и кислотах, вступает в реакцию с силикатными породами и полностью растворяет их, он также полностью растворяет известняки, но при этом образуется осадок из фторидов кальция и магния.

Смесь соляной кислоты и бифторида аммония взаимодействует с алюмосиликатами и кварцем так же, как смесь HF и HCl. Лабораторные исследования показали, что $\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF}$ хорошо растворяет глинистую корку, при этом активность 16 %-ного бифторида аммония соответствует активности 4 %-ной фтористоводородной кислоты, т. е. установлена прямая зависимость активности от содержания HF.

Была исследована коррозионная активность растворов $\text{NH}_4 \cdot \text{HF}$ и глинокислот, приготовленных на его основе. Добавка 16 % бифторида аммония к 12 %-ной соляной кислоте понизила коррозионную активность ее в 4 раза, а добавка 8 % — в 16 раз. Введение ПАВ способствует дальнейшему снижению коррозионной способности. Смесь 12 %-ной HCl бифторида аммония и 0,3 % катапина А имеет коррозионную активность в 53 раза меньшую, чем 12 %-ная HCl. Следовательно, бифторид аммония обладает слабыми ингибирующими свойствами и хорошо сочетается с другими ингибиторами.

Для приготовления 1 т глинокислотного раствора с применением бифторида аммония рекомендуется вводить следующие

компоненты: 916 кг 12 %-ной HCl, 80 кг бифторида аммония, 3 кг катапина и 1 кг ОП-7. Последовательность приготовления раствора строго регламентируется. В небольшом объеме воды растворяют 1 кг ОП-7, а затем добавляют 3 кг катапина А, причем температура воды должна быть не менее 25°C. Растворенные полностью ОП-7 и катапин А выливают в емкость, куда добавляют воду в количестве, необходимом для приготовления раствора HCl нужной концентрации, и эту смесь перемешивают. Затем в этот раствор вливают 80 кг заранее растворенного бифторида аммония, и смесь перемешивают, после этого вводят ингибированную соляную кислоту в количестве, необходимом для получения раствора 12 %-ной концентрации. К этому раствору добавляют 2—5 кг лимонной кислоты.

Имеющиеся данные позволяют рекомендовать обработку пластов с применением бифторида аммония.

ОБРАБОТКА ПЛАСТОВ РАСТВОРАМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

ПАВ обладают способностью адсорбироваться на поверхности раздела фаз и активно влиять на поверхностные свойства систем, образуя тончайшие адсорбционные слои (пленки). ПАВ значительно изменяют интенсивность молекулярного взаимодействия между компонентами системы и активно влияют на электролитические процессы, происходящие в ней.

В настоящее время промышленность располагает рядом различных ПАВ, отличающихся как по химическому составу, так и по механизму действия. Рассмотрим свойства ПАВ, связанные с процессами вызова или интенсификации притока.

В процессах вскрытия и обработки пласта при использовании ПАВ должны: улучшаться или сохраняться естественная проницаемость пластов, снижаться поверхностное натяжение на границе раздела рабочая жидкость — горная порода — пластовая жидкость, не образовываться эмульсии и разрушаться образовавшиеся, снижаться прочность горной породы и ее стойкость к разрушению, увеличиваться число и геометрические размеры естественных трещин.

Водные растворы ПАВ обладают высокими моющими свойствами, что успешно используются для промывки каналов, а также выноса продуктов реакции из пласта после кислотных обработок. Каждое поверхностно-активное вещество должно использоваться только для тех процессов, где оно наиболее эффективно, и в концентрациях, определенных для этого процесса. Активность ПАВ не находится в прямой зависимости от его концентрации. Напротив, при увеличении концентрации эффективность обработки может быть меньше.

В работе [32] Г. Т. Овнатанов приводит пример использования ОП-10 для деэмульсации нефти на Атовской площади.

Было замечено, что при концентрации этого вещества 0,10—0,15 % предупреждалось образование эмульсии, а при концентрации до 1,0 % ОП-10 становилось активным эмульгатором и в его присутствии образовывалась достаточно устойчивая эмульсия.

Если известны свойства ПАВ, но нет данных о его действии в той или иной физико-химической среде, в ряде случаев концентрацию его устанавливают по аналогии с другими ПАВ или по информации о применении их в других районах. Естественно, что в этих условиях не всегда можно обеспечить высокую эффективность применения ПАВ. Поэтому для разведочных скважин, где неизвестны физико-химические свойства пород, слагающих пласты, надо рекомендовать ПАВ с очень широким диапазоном свойств.

Исследованиями П. А. Ребиндера, А. Н. Фрумкина и других ученых установлено, что ПАВ адсорбируются на границе раздела двух фаз в виде одного слоя молекул и дальнейшее насыщение раствора ПАВ не способствует снижению сил поверхностного натяжения. Для каждого типа ПАВ существует оптимальная концентрация, обеспечивающая максимальное снижение межфазного напряжения на границе с нефтью. Однако эти же ПАВ могут быть использованы для ингибирования, стабилизации, эмульгирования или деэмульсации растворов. Для указанных процессов концентрация ПАВ может быть более высокой, чем для снижения межфазного натяжения. Поэтому для каждого процесса и вида ПАВ устанавливают его необходимую концентрацию. Наибольшее распространение в промышленной практике имеют водорастворимые ионогенные и неионогенные ПАВ.

Сульфонатриевая соль СНС — водорастворимое, ионогенное, анионоактивное ПАВ. Реакция водного раствора СНС щелочная. Водные растворы СНС сильно высаливаются электролитами, при этом образуется осадок — смолообразное вещество. В последние годы СНС применяют редко.

Сульфол — ионогенное, анионоактивное ПАВ. Водные растворы его могут вступать в реакцию с солями, содержащимися в пластовых водах и образовывать гелеобразные осадки, которые могут закупоривать поры и трещины пласта. Сульфол плохой деэмульгатор, в его присутствии повышается устойчивость эмульсий. Он, как и СНС, не адсорбируется кварцем, но сильно адсорбируется глиной.

Катапины А и К — ионогенные, катионоактивные ПАВ, широко используемые при вскрытии пластов бурением и последующих их обработках. Катапины хорошо растворимы в воде. Они являются хорошими деэмульгаторами, в присутствии электролитов практически не высаливаются и довольно устойчивы к минерализации пластовых вод. Катапин А сильно адсорбируется глинами, причем бентонитовыми интенсивнее, чем

каолиновыми. Глинистая суспензия в присутствии катапина превращается в вязкие нетекучие гели даже при самых незначительных добавках его (0,2—0,1 %). В практике используют добавки 0,1—0,25 % катапина для снижения поверхностного натяжения.

Карбозолин О — ионогенное, катионоактивное ПАВ, особенностью которого является устойчивость по отношению к солям, что позволяет использовать его как замедлитель реакции при кислотных обработках. Карбозолин О сочетает свойства активного ПАВ и ингибитора, что способствует проникновению его в порово-трещинную среду, сохранению естественной проницаемости породы и удалению прореагированных растворов из пласта. Вязкость водного раствора карбозолина О в зависимости от его концентрации изменяется в широких пределах. Это позволяет использовать его при гидроразрыве пластов как для раскрытия трещин, так и в качестве жидкости-песконосителя. Удерживающие способности водного раствора карбозолина очень высоки.

Из рассмотренных ионогенных ПАВ для обработки пласта с учетом свойств их и диапазона действия могут быть рекомендованы катапин А и карбозолин О.

ОП-7 и ОП-10 — водорастворимые, не ионогенные ПАВ. Они не диссоциируют и поэтому обладают высокой устойчивостью против химического воздействия. Другими важными свойствами этих ПАВ являются сравнительно небольшая адсорбируемость на песчаниках и карбонатных породах, большая поверхностная активность и высокая деэмульгирующая и обессоливающая способность. Для уменьшения сил поверхностного натяжения используют водные растворы ОП-7 с содержанием его 0,1—0,2 %. При этом значительно уменьшается поверхностное натяжение. Например, водным раствором ОП-7 при концентрации 0,2 % поверхностное натяжение на границе с атовской нефтью удалось снизить с 25 до 3 эрг/см². Солевой состав воды практически не влияет на активность ОП-7.

Реагент УФЗ₈ имеет свойства, близкие к ОП-7, но меньше распространен на промыслах.

Следует отметить, что в практике нередко используются смеси ПАВ для обработки пластов. Эти смеси часто обладают лучшими свойствами, чем их составляющие. Но так как на показатели действия поверхностно-активных веществ влияют свойства нефтей и пород, слагающих пласт, в каждом конкретном случае необходимо подбирать рецепты этих смесей.

Технологические схемы обработки пластов растворами ПАВ такие же, как и при солянокислотных обработках, и приводятся в той же последовательности: приготовление растворов ПАВ; доставка их до фильтра скважины; нагнетание раствора в пласт; ожидание реагирования; вызов притока из пласта.

Водные растворы ПАВ готовят на поверхности. ПАВ раство-

ряют в воде при интенсивном перемешивании, как правило, насосным агрегатом. Емкости, где готовят раствор, должны быть тщательно зачищены. Как отмечалось, выбор концентрации раствора ПАВ зависит от свойств самого вещества и свойств пластового флюида и пород, слагающих пласт. Поэтому концентрация подбирается лабораторным путем и проверяется на практике. К фильтру ПАВ прокачивают по НКТ при открытом затрубном пространстве. Затем затрубное пространство закрывают и раствор нагнетают в пласт. В процессе нагнетания ПАВ в пласт может снизиться давление на насосных агрегатах как за счет раскрытия трещин в пласте, так и вследствие взаимодействия растворов ПАВ с породой и пластовой жидкостью. Замечено, что чем больше снижение давления, тем эффективнее процесс обработки пласта ПАВ.

Время ожидания реагирования ПАВ в пласте самое различное. Одни считают, что ПАВ следует выдерживать несколько часов, чтобы более полно прошли физико-химические процессы, другие — что ПАВ вступает в непосредственный контакт и взаимодействует с породой уже во время движения раствора по пласту и не следует давать время на реагирование. К сожалению, глубоко обоснованных рекомендаций для этого процесса нет. Наша точка зрения совпадает с мнением первых.

Вызов притока из пласта после обработки его растворами ПАВ осуществляют одним из методов, описанных выше.

ОБРАБОТКА СКВАЖИН СУЛЬФАМИНОВОЙ КИСЛОТОЙ

В последние годы в промышленных масштабах проводятся эксперименты по воздействию на пласт сульфаминовой кислоты (HSO_3NH_2). Она выпускается в виде порошка с содержанием HSO_3NH_2 до 96 %. В чистом виде она представляет собой белые негигроскопичные кристаллы, плотность которых 2,13 г/см³, температура плавления +205 °С. Сульфаминовая кислота менее активна во взаимодействии с карбонатами и имеет меньшую коррозионную активность, чем соляная кислота. Лабораторные исследования [32] показали, что активность ее в 5 раз ниже соляной. Так, в 10 %-ной HCl скорость растворения составляет 7,7 г/м²·с, а в 10 %-ной HSO_3NH_2 — 1,5 г/м²·с; в 20 %-ный HCl и HSO_3NH_2 скорости растворения соответственно 10,4 и 2 г/м²·с. Обработка пластов сульфаминовой кислотой осуществляется по технологической схеме, принятой для солянокислотных обработок.

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН УГЛЕКИСЛОТОЙ

В промышленных масштабах обработка скважин углекислотой проводилась на промыслах Башнефти. Эффект достигается прежде всего за счет очистки каналов в призабойной зоне за счет резкого увеличения скорости движения жидкости при переходе углекислоты из жидкого состояния в газообразное. На

призабойную зону пласта положительно влияет способность углекислоты вступать во взаимодействие с карбонатными породами и растворять их, растворяться в жидкостях и уменьшать их вязкость, растворять асфальтосмолистые осадки. Все это приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны.

Обработка скважины углекислотой осуществляется по следующей технологической схеме.

1. Спускают пакер в скважину при давлении в пласте ниже гидростатического. При давлении в пласте равном или выше гидростатического пакер спускают только при наличии нарушений в верхней части колонны.

2. Закачивают кислоту при максимальных давлениях, причем весь процесс должен быть организован так, чтобы давление не снижалось ниже критического для жидкой углекислоты (6 кгс/см^2). На одну обработку берут не менее 10 т кислоты.

3. Продавливают кислоту нефтью. При использовании воды до и после углекислоты закачивают буферные пробки из жидкости, замерзающей при низких температурах (углеводородные жидкости). Количество продавочной жидкости — не менее двух объемов НКТ.

4. Оставляют скважину на реагирование в течение 12—24 ч.

5. Осуществляют работы по вызову притока.

Обработка углекислотой призабойной зоны пласта рекомендуется при испытании скважин с низким пластовым давлением, при хорошей проницаемости. Для скважин с высоким пластовым давлением предпочтительнее использовать соляную кислоту, действие которой на карбонатные породы значительно сильнее. В некоторых случаях целесообразно закачивать углекислоту совместно с соляной для лучшей очистки призабойной зоны пласта после солянокислотной обработки. Углекислота является замедлителем реакции соляной кислоты с породой. Это следует учитывать при планировании обработки пласта смесью соляной кислоты и углекислоты.

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА РАСТВОРИТЕЛЯМИ УГЛЕВОДОРОДОВ

При испытании разведочных скважин нередко случаи получения притоков высоковязких нефтей, которые на поверхности наблюдаются в виде сгустков, состоящих из асфальтенов, смолистых и парафинистых веществ с окисленной нефтью. Получить устойчивый приток из пластов, содержащих вязкую и тяжелую нефть, не всегда удается. Для ускорения вызова притока такой нефти могут быть использованы растворители углеводородов. К ним относятся нефть меньшей вязкости и плотности и ее производные: бензин, дизельное топливо, сжиженные газы. В качестве растворителей можно применять некоторые нефтерастворимые ПАВ.

Технологическая схема закачки растворителей в скважину такая же, как и при других обработках. Агент закачивают в пласт через насосно-компрессорные трубы и оставляют для взаимодействия с пластовой жидкостью. Время, которое следует выдерживать растворитель, зависит прежде всего от свойств растворителя и жидкости, с которой он смешивается. Оно может составлять и несколько часов, и несколько суток.

Отметим, что закачка растворителей при испытании скважин проводится редко, но использование их не исключено.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

КИСЛОТНЫЕ ВАННЫ

Кислотные ванны предназначены для очистки скважинного фильтра от загрязняющих и закупоривающих материалов: глинистого раствора, частиц цементного камня, продуктов коррозии металла и др. Их желательно проводить в скважине до выполнения работ по определению приемистости пласта, так как при проведении этих работ загрязняющие и закупоривающие фильтр материалы продавливаются в призабойную зону и ухудшают ее проницаемость. Кислотные ванны проводят как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах.

Применение кислотных ванн в промышленной практике при испытании скважин, вскрытых кумулятивной перфорацией, позволяет иногда получать приток из пласта, достаточный для испытания без проведения кислотной обработки. Обработка кислотой фильтра скважины позволяет получить информацию и уточнить очередность проведения работ по воздействию на пласт.

Кислотная ванна проводится по следующей технологической схеме.

1. После замены бурового раствора водой через НКТ, башмак которых установлен в нижней части обрабатываемого интервала, в скважину при открытом затрубном пространстве закачивают соляную кислоту. Концентрация раствора для кислотной ванны может быть ниже, чем для кислотной обработки (8—10 %). Объем раствора кислоты зависит от мощности вскрытого интервала и диаметра скважины:

$$V_k = \pi D^2 h / 4, \quad (\text{III.86})$$

где D — диаметр скважины или колонны, м; h — высота обрабатываемого интервала, м.

Обычно закачивают не менее трех объемов, рассчитанных по формуле (III.86), и не менее 0,5—0,8 м³.

2. Оставляют закачанную кислоту без движения для ее реагирования. Иногда для использования всего объема закачанной

в скважину кислоты при открытом затрубном пространстве порциями прокачивают в НКТ продавочную жидкость. Это позволяет заменить нейтрализованную кислоту свежей. Если отсутствует связь скважины с пластом, можно создать давление для задавливания кислоты в перфорационные каналы.

Время реагирования устанавливают в зависимости от температуры на забое, методов вскрытия, состояния ствола и др. Обычно оно составляет 0,5—2,0 ч в обсаженных и 2—24 ч в необсаженных скважинах.

3. Осуществляют обратную промывку скважины для вымыва кислоты и продуктов реакции.

4. Дальнейшие работы проводят по плану испытания скважины.

Практика использования кислотных ванн при испытании обсаженных скважин, где вскрытие пласта осуществлено кумулятивной перфорацией, показывает их высокую эффективность. Нередки случаи, когда при обработке фильтра и прифилтровой зоны кислотным раствором получали приток из пласта. Иногда в процессе кислотной ванны наблюдалось поглощение жидкости.

Учитывая, что для кислотной ванны необходимо небольшое количество кислоты (9—11 л на 1 м для 146-мм и 15—16 л для 168-мм колонны), она может быть рекомендована для обработки фильтров всех испытываемых скважин. Нам представляется, что очистку фильтра скважины соляной кислотой следует проводить независимо от того, какие методы воздействия намечают при испытании скважины. Обработка всего фильтра скважины соляной кислотой помогает исключить вредное влияние закупорки отверстий и позволяет получать приток из всей вскрытой части пласта.

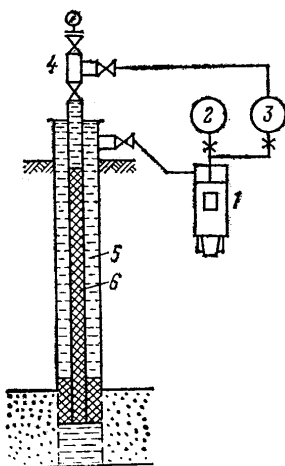
При использовании кислотной ванны для обработки открытого ствола скважины лучший эффект может быть от применения смеси соляной и фтористоводородной кислот, которая лучше взаимодействует с глинистыми частицами.

ПРОСТЫЕ (ОБЫКНОВЕННЫЕ) КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Свое название простые кислотные обработки получили из-за простоты технологической схемы процесса (рис. 61): соляно-кислотный раствор (или смесь кислот) закачивают в скважину по НКТ при открытом затрубном пространстве; закрывают затрубное пространство и кислоту продавливают в пласт; оставляют скважину под давлением на время, необходимое для воздействия кислоты на породу; вызывают приток флюидов из пласта, при котором извлекаются и продукты реакции кислоты с породой; определяют эффективность проведенной операции.

Рис. 61. Схема обвязки оборудования для проведения простой кислотной обработки:

1 — насосный агрегат; 2 — емкость для кислотного раствора; 3 — емкость для воды (продавочной жидкости); 4 — устье скважины; 5 — вода; 6 — кислотный раствор



Простая кислотная обработка — наиболее распространенный способ химического воздействия на пласт. Ее необходимо осуществлять после проведения кислотной ванны, очистившей фильтр или стенки открытого ствола, т. е. после подготовки скважины к обработке. В зависимости от порядка проведения она может быть первичной или повторной.

На каждую кислотную обработку надо составлять план, который, кроме подготовительно-заключительных операций, должен отражать особенности этого процесса для конкретной скважины.

Кислотные обработки при испытании скважин предназначены, прежде всего, для вызова притока из пласта методом химического воздействия на него, и их осуществляют в скважинах, где отсутствует или имеется незначительный приток из пласта. Нередко такие обработки проводят в скважинах, где отсутствует приемистость — видимая связь скважины с пластом. Уровень приемистости играет решающую роль при определении объема кислоты и давления нагнетания.

Для первых обработок, исходя из практики промысловых работ, может быть рекомендован объем кислоты от 1 до 6 м³. Опыт обработки карбонатных коллекторов показывает, что такой объем достаточен для получения связи скважины с пластом и определения характера притока. При отсутствии приемистости планируется порционная закачка: первая порция с минимальным количеством кислоты (два—три объема колонны в перфорированном интервале), а затем, если в процессе нагнетания появится связь с пластом, закачивается вторая порция приготовленной кислоты. Такие операции уменьшают потери кислоты при отсутствии приемистости, когда вымываемый из колонны кислотный раствор приходится сбрасывать в амбар.

Продавку кислоты в пласт обычно ведут при максимальном давлении, чтобы возможно больше охватить пласт обработкой. Если необходимо давление нагнетания выше, чем допускает прочность колонны, то кислотный раствор закачивают в пласт с использованием противодействия глинистого раствора в затрубном пространстве или пакера.

Практика показывает, что результаты кислотных обработок, проводимых по одной технологической схеме, могут быть

самыми различными. Показателем успешности обработки является снижение давления на насосных агрегатах в процессе нагнетания кислоты в пласт. Чем резче снижается давление, тем лучший результат следует ожидать от проводимой обработки.

ПОВТОРНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

При испытании скважин повторную обработку пласта кислотными растворами проводят через 2—3 сут. Повторные обработки осуществляют для более широкого и глубокого охвата призабойной зоны пласта кислотой. Поэтому при каждой последующей обработке используют большие объемы кислоты и повышенную интенсивность нагнетания. Объем соляной кислоты и продавочной жидкости для последующих обработок обычно удваивается.

Технологическая схема процесса повторной обработки обычно такая же, как простой обработки, только в зависимости от объемов кислоты и продавочной жидкости применяют большее число агрегатов. Особенностью процесса является необходимость продавливать в пласт кислотный раствор при высоких давлениях не продавочной жидкостью, а тем же кислотным раствором. Для этой цели используют специальные агрегаты (Азинмаш-30 или ЦА), в насосах которых установлены металлические поршни.

При проведении повторных кислотных обработок иногда, наряду с увеличением объемов, предусматривают повышение концентрации кислоты до 20—27 %. Это обосновывается необходимостью доведения кислоты повышенной концентрации до удаленных участков пласта.

Время реагирования при закачке больших объемов кислотного раствора устанавливают с учетом многих факторов, среди которых карбонатность породы и температура пласта. Так как при закачке больших объемов кислоты и продавочной жидкости температура на забое несколько снижается, время нейтрализации кислоты может увеличиться. Время ожидания реагирования кислоты принимают 10—12 ч, а иногда и больше.

В зависимости от интенсивности притока устанавливается время дренажа. Необходимо иметь в виду, что при обработке трещиноватых пластов с давлениями, превышающими гидростатическое, обычно нефтегазовая смесь выходит на поверхность раньше, чем извлекается закачанная в пласт жидкость. В последующем в продукции скважин наблюдаются продукты реакции кислоты с породой.

Повторные обработки пласта широко применяются при испытании глубоких разведочных скважин и интенсификации притока из карбонатных коллекторов.

МНОГОКРАТНАЯ ИЛИ СЕРИЙНАЯ ОБРАБОТКА

В отличие от повторных солянокислотных обработок пласта, которые проводят по мере снижения продуктивности скважин, многократная кислотная обработка представляет собой серию обработок пласта, объединенных одной программой. При этом предусматриваются закачка кислоты, ожидание времени реагирования, очистка призабойной зоны от продуктов реакции, дренаж пласта, а затем неоднократное повторение всех этих процессов — два, три раза в зависимости от геолого-технических условий и эффективности процесса.

Объем кислоты, давление нагнетания, время реакции и дренажа подбирают для каждой скважины индивидуально, так как известно, что даже в пределах одного месторождения геологические условия и физико-химические свойства пород могут существенно различаться. При проведении процесса возможно снижение давления нагнетания после каждой операции (иногда значительное). Обычно объем кислотного раствора в последующей операции увеличивается. В связи с тем, что кислотный раствор во время операции не продавливается на большие расстояния, многократная кислотная обработка предполагает значительное увеличение проницаемости призабойной зоны, что необходимо при обработке поровых или порово-трещинных коллекторов.

ГЛУБОКИЕ СОЛЯНОКИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Технология глубоких солянокислотных обработок предложена для воздействия на пласты в нагнетательных скважинах, вскрывших карбонатные породы [21]. Сущность технологии таких обработок заключается в попеременной закачке соляной кислоты и высоковязкой жидкости, которая, хорошо смачивая карбонатную породу, покрывает ее пленкой и защищает от воздействия соляной кислоты.

Предполагается, что порода, обработанная первой порцией соляной кислоты, покрывается защитной пленкой, образованной первой порцией вязкой жидкости, и последующая порция кислоты не вступает во взаимодействие с ранее обработанной породой. За счет этого соляная кислота достигает необработанной части пласта и вступает во взаимодействие с ней. Таким образом можно подвергнуть обработке удаленные зоны пласта.

Нам представляется, что при проведении процесса попеременного нагнетания кислоты и высоковязкой жидкости последняя создает защитную пленку, перекрывает крупные каналы движения кислоты и ухудшает движение жидкости по ним. Это приводит к усилению движения жидкости по микротрещинам, которые, подвергаясь воздействию соляной кислоты, расширяются и в дальнейшем более активно участвуют в процессах

движения жидкости по пласту. Следовательно, наряду с углублением обработанной зоны может быть и ее расширение. Последнее, в частности, отмечается при исследовании скважин глубинными расходомерами-дебитомерами.

В качестве высоковязкой жидкости может быть использована сульфит-спиртовая барда (ССБ) или раствор карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ). Вязкость таких жидкостей должна быть не более 300 сП. Обе эти жидкости являются поверхностно-активными веществами и способствуют улучшению условий притока.

Особенностью процесса глубокой обработки является использование повышенных объемов кислоты (3—4 м³ 12—14 %-ной кислоты на 1 м эффективной мощности пласта). Объем вязкой жидкости составляет 20—25 % объема раствора соляной кислоты, а при закачке последующей порции его увеличивают на 10—12 %. Рекомендуемое количество продажной жидкости после закачки последней порции кислоты должно быть близким к суммарному объему закачанной кислоты, высоковязкой жидкости и объему НКТ.

Открывать скважину авторы рекомендуют через 1 ч после окончания процесса закачки продажной жидкости. При самоизливе в зависимости от его интенсивности скважину оставляют в работе на 3—6 ч, после чего ее подключают к водоводу для нагнетания. При отсутствии самоизлива нагнетание можно начать сразу после окончания закачки продажной жидкости, если позволяет давление нагнетания.

ИЗБИРАТЕЛЬНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Избирательные кислотные обработки предназначены для обработки одного или нескольких выбранных из общей толщи пропластков. Этот тип обработки обычно применяют при испытании многопластовых залежей. В зависимости от технологической схемы нагнетания кислотного раствора они могут быть простыми, серийными, кислотно-струйными, импульсными с использованием вибраторов.

Избирательные кислотные обработки можно проводить с установленным в скважине пакером, гидроперфоратором типа ПЗК и др. В промысловой практике в СССР и за рубежом в первую очередь обрабатывают малопроницаемые зоны и лишь затем зоны повышенной проницаемости. Это позволяет осуществлять равномерную обработку пласта кислотой.

В каждом нефтяном районе выработаны свои методы проведения избирательной обработки в зависимости от геолого-технических условий и накопленного опыта.

ЛОКАЛЬНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Обработки такого типа для воздействия на песчаники начали внедряться в Азнефти с 1962 г. Особенностью процесса

является нагнетание кислоты в пласт с ограниченной скоростью и при давлении, которое не вызывает открытия трещин. При этих условиях полагают, что кислота будет двигаться по всей обрабатываемой поверхности. Кислотная обработка такого типа восстанавливает проницаемость всей поверхности вскрытого скважиной пласта и устраняет гидродинамическое несовершенство скважин, связанное с загрязнением призабойной зоны.

Локальные кислотные обработки предполагается осуществлять в два этапа.

I — очистка стенок скважины от загрязнения. При проведении кислотной ванны используют смесь 12 %-ной HCl и 6—10 %-ной HF . Кислоту выдерживают на забое 6—30 ч. По истечении этого времени кислотный раствор извлекают из скважины.

II — расширение поверхностной зоны и улучшение ее проницаемости; 4—6 м³ кислотного раствора, состоящего из смеси 12 %-ной HCl (88—92 %), уксусной кислоты (3—4 %) и плавиковой (5—8 %), закачивают в скважину и затем постепенно задавливают в пласт.

Обработка призабойной зоны в скважинах, вскрывших песчаники, этим методом позволила во многих случаях повысить эффективность воздействия кислоты на пласт.

Для проведения некоторых операций требовалось снизить подачу серийных насосных агрегатов до 0,12 л/с за счет уменьшения диаметров плунжеров и числа клапанов.

ИМПУЛЬСНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Импульсные кислотные обработки предложены [15] для обработки пластов с низким пластовым давлением, но высокой проницаемостью. В этих условиях вследствие недостаточной подачи насосных агрегатов не удается создать необходимую скорость потока кислотного раствора в пласте для более широкого его охвата.

Импульсные кислотные обработки осуществляют по следующей технологической схеме:

спускают в скважину НКТ с клапаном;

заполняют их кислотным раствором;

открывают клапан и вследствие значительного перепада давлений закачивают кислотный раствор в пласт с расходом большим, чем можно создать его насосным агрегатом; это позволяет провести более глубокую и широкую обработку пласта.

По такой же технологии проводят импульсные термокислотные обработки скважин.

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОВИБРАТОРОВ

Гидровибраторы используют при гидромеханическом воздействии на призабойную зону пласта, их можно применять и при солянокислотных обработках пласта. Процесс закачки кислоты с одновременным воздействием на пласт виброударными волнами осуществляется по следующей технологической схеме:

устанавливают в скважине гидровибратор;

промывают скважину;

при открытом затрубном пространстве закачивают в скважину кислоту в объеме, равном объему насосно-компрессорных труб;

закрывают затрубное пространство и задавливают в пласт кислоту запланированным объемом продавочной жидкости.

Когда статический уровень ниже устья, операцию проводят при открытом затрубном пространстве.

Колебания, вызванные гидровибратором, действуя на пласт и насыщающую его жидкость, улучшают условия проникновения кислоты в пласт. Это способствует более эффективной обработке призабойной зоны пласта. Кислотные обработки с применением гидровибраторов пока не получили широкого применения.

КИСЛОТНО-СТРУЙНЫЕ ОБРАБОТКИ

Обработки пласта с использованием кислотной струи могут быть разделены на два вида: обработка пласта в открытом стволе и обработка пласта, обсаженного колонной. Для первого случая применяют гидромониторные устройства, позволяющие очистить стенки скважины от глинистого и цементного растворов. Иногда в кислотный раствор добавляют песок. Тогда струя приобретает абразивные свойства. Во втором случае используют гидроперфоратор, которым прорезано отверстие в колонне и сделана каверна в породе, слагающей пласт.

Кисотно-струйные обработки позволяют обрабатывать поверхность пласта при наличии циркуляции. При закрытом затрубном пространстве можно обрабатывать пласт по любой схеме. При этом кислотный раствор для нагнетания в пласт будет проходить через насадки гидромониторного устройства или гидроперфоратор.

Принцип кислотно-струйной обработки широко используется при проведении избирательных кислотных обработок. Предполагается, что при прокачке кислотного раствора через прорезанное в колонне отверстие в образовавшуюся за колонной полость создается эффект, препятствующий возврату жидкости из полости в колонну. За счет этого в полости создается

повышенное давление, большая часть кислотного раствора проникает в пласт и лишь некоторая его часть поступает в ствол и воздействует на другие зоны вскрытого скважиной пласта.

Необходимым условием для избирательной обработки является фиксация положения гидроперфоратора в скважине. Это достигается установкой гидравлических фиксаторов (якорей).

Не меняя положения НКТ, фиксаторов и гидроперфораторов, избирательную обработку можно проводить с помощью гидропескоструйных перфораторов типа ПЗК. Последние предназначены для вскрытия нескольких маломощных пластов, отстоящих на большом расстоянии друг от друга. Они позволяют производить последовательное вскрытие до пяти пластов, не меняя положения перфораторов. Следовательно, и кислотной обработке могут быть подвергнуты последовательно пять пластов.

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ПОД ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

Мы выделяем этот вид обработки в самостоятельный, хотя абсолютное большинство кислотных обработок при испытании глубоких скважин осуществляется при значительных давлениях на насосных агрегатах. Однако нам представляется, что правильное обособленно рассматривать процесс обработки кислотным раствором при высоких давлениях, равных или превышающих допустимое на обсадную колонну. При этом в технологической схеме могут быть выделены особенности процесса.

Основанием для планирования обработки под высоким давлением могут быть или аномально высокое пластовое давление, или отсутствие связи скважины с пластом. В зависимости от этих факторов выбирается один из возможных методов обработки: порционное нагнетание; нагнетание с противодавлением глинистого раствора; нагнетание с установленным в скважине пакером.

Порционное нагнетание кислотного раствора в пласт осуществляют по следующей технологической схеме. При открытом затрубном пространстве в скважину закачивают некоторое количество кислотного раствора (обычно этот объем превышает на 0,2—0,3 м³ объем обсадной колонны в обрабатываемом интервале, что позволяет иметь некоторый запас кислотного раствора для задавки его в пласт). Закрывают затрубное пространство и создают максимально возможное давление на устье. При отсутствии пропусков на устье и падении давления его снова поднимают до максимального. Если приемистость увеличивается, новую порцию кислотного раствора доводят до башмака насосно-компрессорных труб без давления и повторяют процесс. При отсутствии приемистости

через 2—3 ч обратной промывкой вымывают кислотный раствор и приступают к обработке по другой технологической схеме.

Обработка с противодавлением глинистого раствора в колонне. Практика проведения солянокислотных обработок и гидроразрывов трещинно-порового пласта показывает, что иногда достаточно увеличить давление всего на 10—20 кгс/см², чтобы обеспечить нормальное проведение процесса. Однако не всегда прочность верхней части колонны позволяет создать необходимое давление. В этом случае осуществляют процесс путем снятия давления с верхней части колонны за счет установки пакера или созданием необходимого давления на пласт утяжеленным буровым раствором.

Использование утяжеленного бурового раствора имеет ряд преимуществ: не требуется извлекать НКТ и спускать пакер; исключаются неудачные операции вследствие негерметичности пакера; процесс может быть проведен за несколько часов (при наличии запаса раствора); величина дополнительного снижения давления может быть заранее рассчитана по разности плотностей бурового раствора и продавочной жидкости.

Процесс осуществляется по следующей технологической схеме.

1. Скважина заполняется буровым раствором.

2. В НКТ при открытом затрубном пространстве закачивают буровой раствор, приготовленный из бентонитовой глины (0,3—0,6 м³), воду (0,2—0,5 м³), соляную кислоту (1—1 м³), продавочную жидкость (вода), при этом необходимо выполнить условие

$$V_{\text{тр}} = V_{\text{кр}} + V_{\text{пж}}, \quad (\text{III.87})$$

где $V_{\text{тр}}$, $V_{\text{кр}}$, $V_{\text{пж}}$ — объем соответственно НКТ, кислотного раствора и продавочной жидкости, м³.

3. При остановленном агрегате на манометре насоса устанавливается избыточное давление

$$P_{\text{изб}} = \frac{L(\rho_{\text{гр}} - \rho_{\text{пж}})}{104}, \quad (\text{III.88})$$

где L — глубина спуска насосно-компрессорных труб, м; $\rho_{\text{гр}}$, $\rho_{\text{пж}}$ — плотности соответственно глинистого раствора и продавочной жидкости, кг/м³.

Например, при $L=2800$ м и $\rho_{\text{гр}}=1400$ кг/м³ давление на агрегате будет 112 кгс/см²; при давлении в затрубном пространстве 200 кгс/см² давление на агрегате будет 312 кгс/см², а на пласт — 592 кгс/см². Последняя величина на 112 кгс/см² больше давления, которое можно создать при наличии в скважине воды и давления в затрубном пространстве 200 кгс/см². При повышении плотности раствора противодействие будет расти.

4. Закрывают затрубное пространство, и в пласт задавливают порцию соляной кислоты. Запланированное количество кислоты закачивают, продавливая воду кислотой, а затем водой кислоту. Вместо воды лучше использовать водные растворы ПАВ.

5. Если не удастся закачать в пласт кислоту при максимально допустимых давлениях, то ее оставляют в скважине под давлением на 0,5—1 ч.

6. Буровой раствор вытесняют из скважины прямой промывкой, и скважину оставляют в покое на время, необходимое для реагирования кислоты с породой; скважину открывают и определяется эффективность процесса по уровню притока флюидов в скважину.

Закачка кислоты в пласт с противодавлением бурового раствора не может быть использована в скважинах, в которых негерметична обсадная колонна.

К недостаткам метода следует отнести и возможность попадания в пласт бурового раствора. Однако при использовании пакера для закачки кислоты при высоких давлениях попадание раствора в пласт не исключается, так как перед извлечением пакера в скважину нагнетают буровой раствор, часть которого может быть поглощена пластом. За время подъема пакера и последующего спуска НКТ глинистый раствор оказывает вредное влияние на призабойную зону пласта.

При закачке кислоты с противодавлением глинистого раствора время соприкосновения его с пластом сводится к минимуму.

Приведем результаты одного из процессов, осуществленного по описанной выше технологической схеме. В скв. 41 (Карабулак-Ачалукское месторождение) испытывали песчаник в интервале 3068—3078 м (нижний мел, валанжин). После замены бурового раствора водой притока не получили. При давлении на устье 250 кгс/см^2 в пласт не удалось закачать ни воду, ни кислоту. Тогда заполнили скважину буровым раствором плотностью 1400 кг/м^3 , закачали в НКТ 2 м^3 воды, 2 м^3 12 %-ной соляной кислоты и $5,3 \text{ м}^3$ воды (объем НКТ $7,3 \text{ м}^3$), закрыли затрубное пространство и при давлении на агрегате $280\text{—}330 \text{ кгс/см}^2$ (давление в затрубном пространстве $160\text{—}210 \text{ кгс/см}^2$) закачали в пласт $0,6 \text{ м}^3$ кислоты. При этом давление на агрегате резко снизилось до 200 кгс/см^2 . Не оставив агрегата, закачали в скважину последовательно 7 м^3 воды, 8 м^3 кислоты и 11 м^3 воды. С противодавлением в затрубном пространстве через 10-мм штуцер заменили в скважине буровой раствор водой и закрыли ее. Раствор выдавливали с противодавлением, так как при полностью открытом затрубном пространстве часто наблюдается выход кислоты из пласта. Скважину закрыли для реагирования кислоты на 10 ч. После кислотной обработки был получен фонтанный приток

пластовой воды с дебитом 232 м³/сут через 7-мм штуцер при устьевом давлении 56 кгс/см².

Резкое уменьшение давления нагнетания с 280 до 200 кгс/см² свидетельствует о происшедшем гидроразрыве пласта. Жидкостью разрыва явилась кислота.

В практике проведения обработок по описанной схеме наблюдали случаи поглощения бурового раствора после закачки кислоты. Однако вызов притока из пласта в этом случае проходил успешно, без осложнений.

Нагнетание в пласт кислотного раствора с использованием пакера.

При выполнении такого вида кислотной обработки пласта для снятия давления в верхней части эксплуатационной колонны используют пакер. Пакеры могут быть с опорой на забой, шлипсовые и гидравлические, однако предпочтение отдают первым двум.

Технологическая схема процесса имеет два варианта:

пакер устанавливают и опрессовывают до начала нагнетания кислоты в пласт;

пакер устанавливают в момент, когда НКТ и подпакерное пространство заполнены кислотным раствором.

Оба варианта имеют недостатки. В первом случае жидкость, находящуюся в НКТ и подпакерном пространстве, необходимо задавливать в пласт перед нагнетанием кислоты. Во втором случае при негерметичности пакера процесс заделки кислоты не может быть осуществим.

Технологическая схема процесса по первому варианту следующая:

в скважину спускают пакер и добиваются герметизации затрубного пространства;

закачивают в НКТ кислотный раствор и продавливают его в пласт;

закачивают в пласт запланированное количество кислотного раствора и продавочной жидкости;

ожидают установленное время контактирования кислоты с породой;

поднимают НКТ для извлечения пакера;

спускают в скважину НКТ и вызывают приток из пласта.

При отсутствии связи скважины с пластом этот способ неприменим.

При обработке пласта по второму варианту:

спускают в скважину пакер;

при открытом затрубном пространстве закачивают кислотный раствор в объеме НКТ и подпакерного пространства;

нагружают пакер для герметизации затрубного пространства;

при герметичном затрубном пространстве закачивают кислотный раствор и продавочную жидкость в пласт;

ожидают реагирование кислоты;
извлекают пакер;
спускают в скважину НКТ и проводят работы по вызову притока.

Когда испытывают пласт с АВПД, пакер спускают и поднимают в скважине, заполненной буровым раствором. При этом замена жидкости в скважине буровым раствором может сопровождаться его поглощением, а проницаемость обработанной зоны вновь может ухудшиться. Поэтому применение пакера для обработки призабойной зоны пласта в скважинах с АВПД нежелательно. В этом случае рекомендуется использовать схему обработки с противодавлением бурового раствора.

ОБРАБОТКА ПЛАСТОВ НЕФТЕКИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ

В промысловой практике обработка пластов нефтекислотными эмульсиями не получила широкого распространения, хотя во многих районах она опробована и применяется при вызове притока из трудноосваиваемых скважин. Этот способ не применяется не потому, что он неэффективен, а вследствие большей сложности по сравнению с обычными кислотными обработками.

В СССР нефтекислотные обработки впервые начали применяться на Карабулак-Ачалукском месторождении по рекомендации СевКавНИПИнефть при испытании скважин, в которых кислотные обработки были неэффективны. Эмульсию pripravляли смешением кислоты с нефтью в пропорции соответственно 65—70 % и 35—30 %. Использовали высоковязкую нефть или смесь нефти и мазута. Как правило, эмульсию pripravляли в процессе закачки кислоты и нефти в скважину через смеситель пружинного типа.

При обработке пластов нефтекислотной эмульсией было замечено, что коррозионная активность кислоты снижается. Тогда нефтекислотные эмульсии начали применять при обработке скважин с высокими пластовыми температурами, так как эффективных ингибиторов соляной кислоты для этих целей не было. Таким образом, кислотный раствор попадал в удаленную часть пласта без реакции кислоты с породой вследствие снижения коррозионной активности соляной кислоты.

Последующие работы СевКавНИПИнефть по усовершенствованию процессов приготовления эмульсии и закачки ее в пласт, проведенные на основе теоретических и лабораторных исследований, позволили за счет ввода новых компонентов получать эмульсии различной стойкости. Так, для приготовления нефтекислотной эмульсии со сроками стабильности 1, 2, 5 и 4 ч рекомендованы следующие рецептуры смесей:

а) 60 % HCl 13 %-ной концентрации, 39 % нефти (керосина или дизельного топлива) и 1 % алкиламидов;

б) 70 % HCl 15 %-ной концентрации, 29,5 % нефти (керосина или дизельного топлива) и 0,5 % аминов;

в) 60 % HCl 15 %-ной концентрации, 39,5 % нефти (керосина или дизельного топлива) и 0,5 % аминов.

В качестве веществ, способствующих образованию эмульсии, используют мазут, нефтерастворимые ПАВ или специальные эмульгаторы. Химическая активность нефтекислотных эмульсий зависит от их состава.

Обработка пластов нефтекислотными эмульсиями осуществляется по следующей технологической схеме.

1. Приготавливают нефтекислотную эмульсию или в специальных емкостях, или получают ее в результате смешения кислоты и нефти с растворенными в ней эмульгаторами в нагнетательной линии.

2. Закачивают эмульсию в пласт при максимально возможных давлениях.

3. Продавливают эмульсию в пласт продавочной жидкостью, объем которой может быть значительным (100—150 м³).

4. Ожидают реагирование кислоты с породой.

5. Извлекают продукты реакции и исследуют приток.

Заметим, что стоимость обработки нефтекислотной эмульсией выше стоимости обычной кислотной обработки вследствие использования большого числа насосных агрегатов и материалов. В связи с этим нефтекислотные обработки не могут быть рекомендованы в широких масштабах. Однако при получении незначительных притоков нефти из пласта, где ожидалась значительная продуктивность, обработка кислотной эмульсией может быть высокоэффективной.

Использование нефтекислотных эмульсий при обработке пластов с целью интенсификации притока также может быть эффективнее некоторых других методов воздействия.

ОБРАБОТКА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПЛАСТОВ С ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕМ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

При разработке месторождений нефти и газа в Восточной Сибири возникла необходимость проведения обработок в условиях низких пластовых температур. По величине температуры пласты подразделяют на три группы:

1) с аномально низкой пластовой температурой ($T_{пл} < 10^\circ\text{C}$);

2) с низкой пластовой температурой ($10^\circ\text{C} < T_{пл} < 20^\circ\text{C}$);

3) с нормальной пластовой температурой ($T_{пл} > 20^\circ\text{C}$).

В процессе кислотных обработок при низких температурах наблюдается гидратообразование в связи с выделением во время реагирования кислоты с породой углекислого газа и свободной воды. Гидратообразование возможно также при контакте металла и буферной жидкости, если это вода. Следова-

тельно, для предупреждения гидратообразования необходимо ингибировать буферные жидкости и растворы соляной кислоты.

В качестве ингибиторов гидратообразования обычно применяют неорганические кислоты и их соли или органические соединения (ментанол, гликоли, высшие спирты и т. д.). Наиболее распространенным ингибитором является хлористый кальций. В табл. 21 приведены концентрации хлористого кальция для ингибирования водных растворов соляной кислоты. Превышения максимально допустимых концентраций хлористого кальция при соответствующих концентрациях соляной кислоты следует избегать, так как пресыщение отработанного раствора продуктами реакции ведет к образованию соляных пробок на забое и отложению кристаллогидратов в НКТ, затрубном пространстве и шлейфах [10]. Кристаллогидраты (лед + $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ + водный раствор CaCl_2) образуются при превышении максимально допустимых концентраций хлористого кальция и являются твердыми веществами, более плотными, чем гидраты.

Таблица 21

Концентрация HCl в раство- ре, вес. %	Температура замерзания растворов HCl, °C	Концентрация продук- тов реакции (CaCl_2)		Добавка безводного CaCl_2 , кг/м ³	Область применения	
		вес. %	г/л		пластовая темпера- тура, °C	наружная темпера- тура, °C
5	-7	7,4	78,7	292,5	0 и выше	< -50
10	-17	14,11	153,8	217,4	То же	То же
15	-35	20,4	230,5	140,7	"	"
20	-57	26,4	310,3	60,9	"	"
25	-86	31,8	390,8	—	"	"
30	-52	37,3	477,2	—	> +5	< +15
36,5	-33	43,3	572,4	—	> +10	> +5

Критическая температура для хлористого кальция равна -55 °C при соответствующей критической плотности 1,286 г/см³ и содержаний в растворе 29,9 % безводной соли. Если в качестве буферной и продавочной жидкости использовать активированную солеустойчивыми ПАВ техническую воду, то ее следует ингибировать хлористым кальцием в пределах 15—20 % от объема раствора. При наличии в породах пласта 2—10 % хлористого натрия концентрация ингибитора соответственно снижается до 10—5 %.

Из данных табл. 21 следует, что использование для обработки низкотемпературных пластов соляной кислоты с концентрацией выше 25 % недопустимо, так как концентрация хлористого кальция в отработанном кислотном растворе будет превышать предельное содержание.

При солянокислотных обработках низкотемпературных пластов необходимо определять приемистость скважин. При этом рекомендуется следующий комплекс работ:

промывка забоя скважины несколькими порциями 6—8 %-ной кислоты, прокачиваемыми растворами ПАВ (ОП-10, Е-30, превоцелл-100 с концентрацией 0,5, 0,012 и 1,5 % соответственно);

промывка скважин водными растворами ПАВ;

опрессовка трубопроводов, идущих от агрегатов, на полтора кратное ожидаемое давление;

определение приемистости пласта закачкой 10—15 %-ным раствором CaCl_2 , ПАВ и 1—2 % HCl на нескольких режимах.

При необходимости в скважину спускают пакер для снятия давления с колонны.

Для очистки призабойной зоны и обработки удаленной зоны пласта используют смеси, состоящие из соляной, фтористоводородной, уксусной и муравьиной кислот, ингибитора гидратообразования, ингибитора коррозии, ПАВ и стабилизаторов (лимонной и уксусной кислот). Существует много рецептов смесей [10], общим для которых является стабильность содержания добавок. Так, ингибитор гидратообразования добавляют в количестве 0,1 %, ингибиторы коррозии — 0,025—0,05 %, поверхностно-активные вещества: катапин А — 0,1—0,5 %, превоцелл 1,5—2,0 % и Е-30 — 0,012—0,06 %, стабилизаторы: уксусная кислота — 1—3 %, лимонная кислота — 0,001—0,002 %.

Количество ингибитора коррозии в условиях Сибири зависит от наружной температуры воздуха. Так, при температуре ниже -10°C ввод ингибиторов коррозии не предусматривается.

Технологическая схема обработки состоит из следующих операций:

закачки сырой нефти, конденсата или водного раствора солеустойчивых ПАВ в объеме 15—25 м³;

закачки солянокислотного раствора соответствующего состава и объема;

продавки в пласт кислотного раствора технической водой или рассолами хлористого натрия или кальция в зависимости от температуры воздуха.

Как было указано выше, во время кислотной обработки происходит несколько процессов, при которых образуется новая кислота. Взаимодействие ее может повышать качество обработок пласта. При кислотных обработках в известняках верхнего мела (месторождения Грознефти), например, наблюдался выход не полностью нейтрализованной соляной кислоты через 6—14 ч после закачки. Поэтому к определению времени ожидания реакции необходимо подходить с учетом хорошо проверенных данных.

К сказанному выше добавим, что буферная жидкость в виде

нефти или конденсата является растворителем для высоковязких и парафинистых нефтей, а процесс растворения не является мгновенным.

ПЕНОКИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

В последнее время для интенсификации притока используют пенокислотные обработки, в процессе которых в пласт закачивают солянокислотный раствор с пенообразователем. Для приготовления пенокислотных растворов применяют соляную кислоту с концентрацией 10—15 и 20—25 % в зависимости от типа коллектора и его карбонатности. Чем выше карбонатность породы, тем большую концентрацию кислоты следует применять.

Вспениванию подвергают не только растворы соляной кислоты, но и смеси ее с фтористоводородной. Для повышения устойчивости пены используют стабилизаторы. По данным работы [20], из 10 %-ного раствора соляной кислоты наиболее устойчивая пена получается при добавках 1 % пенообразователя (синтанол МЦ) и 1,5 % стабилизатора (КМЦ). Для аэрирования кислотного раствора можно применять воздух, азот, природный газ.

Кислотная пена, приготовленная с использованием воздуха, резко увеличивает коррозионную активность кислоты. Поэтому в качестве газовой фазы лучше использовать азот, природный газ или дымовые и выхлопные газы. Для снижения коррозионной активности кислоты применяют или пенообразователи, являющиеся ингибиторами, или специальные ингибиторы. Например, применяя катапин А, карбозолин или марвелан КО с дозировкой 0,1—0,5 % от объема кислотного раствора, можно не проводить ингибирование. При использовании других пенообразователей в раствор добавляют 0,1 и 0,4 % ингибиторов КИ-1 и И-1-А соответственно.

Особенностью технологии закачки кислотной пены в пласт является использование эжектора, в который воздух подается компрессором, а жидкость — насосным агрегатом (см. рис. 52). При наличии компрессоров высокого давления пену можно закачивать непосредственно в пласт без эжектора.

При использовании небольших объемов пены ее закачивают в скважину при открытом затрубном пространстве, а затем продавливают в пласт жидкостью, закачиваемой насосным агрегатом (по схеме простой обработки).

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ

Извлечение продуктов реакции из пласта является завершающей операцией процесса кислотной обработки. В зависимости от пластового давления продукты реакции могут быть удалены самоизливом или с применением механических

способов: свабированием, компрессором, глубинным насосом и др. Для лучшей очистки каналов от продуктов реакции желательно создавать максимально возможные депрессии на пласты, учитывая при этом способность пластов к деформации.

При фонтанном способе добычи увеличение депрессии достигается установкой штуцеров большого диаметра. В скважинах глубиной до 1500 м необходимую депрессию за короткий промежуток времени можно создать с помощью компрессорной установки УКП8-80. В более глубоких скважинах этот процесс продолжителен. Другие методы снижения уровня в скважине (свабирование, применение глубинного насоса) не могут создать необходимую депрессию на пласт в течение короткого времени.

Для быстрого извлечения продуктов реакции в скважины с низкими пластовыми давлениями закачивают жидкие газы (азот или углекислый газ), которые при снижении давления ниже критического переходят в газообразное состояние и при движении к устью по НКТ увлекают за собой жидкость (продукты реакции) и выносят ее на поверхность. Для нагнетания в скважину жидкого азота создана специальная передвижная установка, которая смонтирована на грузовом автомобиле.

Углекислый газ CO_2 легко поддается сжижению. Его доставляют на скважину в сжиженном виде при температуре $-18 \div -20^\circ\text{C}$ и давлении 21 кгс/см^2 . В таком состоянии он легко смешивается с рабочей жидкостью. Углекислота переходит в газообразное состояние при температуре $+13^\circ\text{C}$. Она является замедлителем реакции соляной кислоты и, кроме того, взаимодействует с породой. Поэтому применение углекислоты при солянокислотных обработках предпочтительнее азота.

Необходимо расширить эксперименты и вводить в практику кислотных обработок жидкие газы для улучшения очистки призабойной зоны от продуктов реакции, используя эффект дренирования при высоких скоростях потока.

Особое место при солянокислотных обработках занимают нагнетательные скважины, в которых часто продукты реакции не извлекают, а проталкивают глубоко в пласт. При отсутствии явных признаков закупоривания пласта это мероприятие широко внедрено на многих месторождениях.

§ 5. МЕТОДЫ КОМБИНИРОВАННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

ГИДРОКИСЛОТНЫЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидрокислотные разрывы пласта (ГКРП) являются разновидностью кислотных обработок под высоким давлением и отличаются от них прежде всего большими объемами и высо-

кими темпами закачки раствора соляной кислоты. ГКРП рекомендуется для скважин, где отсутствует или имеется гидродинамическая связь с пластом, но она недостаточна для испытания. Комбинируя методы гидродинамического и химического воздействия на пласт, можно получить значительные притоки из пласта. При ГКРП давление нагнетания может во много раз превышать прочностные характеристики колонны, поэтому их проводят с пакерами или с противодавлением бурового раствора.

Гидрокислотный разрыв предназначен для раскрытия и расширения микротрещин в породах. Его можно осуществлять с заполнением образовавшихся трещин расклинивающим материалом или без их заполнения. ГКРП без заполнения трещин расклинивающим материалом применяется чаще, так как его проще осуществить, а эффективность не ниже. Это объясняется тем, что в результате химического воздействия на породы пласта вследствие их неоднородности, различной величины и направлений трещин каналы имеют разнообразное сечение. Поэтому после снятия избыточного давления трещины не смыкаются, а образуются высокопроницаемые каналы.

Высокие темпы закачки раствора позволяют добиться эффекта гидравлического разрыва пласта, а большие объемы закачиваемого раствора — обработать удаленные зоны пласта. В процессе ГКРП могут быть использованы нефтекислотные эмульсии и пенные системы, с помощью которых кислота продвигается по пласту на значительные расстояния. Для лучшей обработки часто используют водные растворы ПАВ, смешанные с кислотой или закачиваемые порциями с солянокислотным раствором.

Кислотный раствор является активной подвижной жидкостью, поэтому для нагнетания требуется создавать на устье давление меньшее, чем при закачке вязких жидкостей.

При ГКРП чаще всего при незначительном уменьшении давления нагнетания возрастает расход жидкости, что указывает на раскрытие имеющихся в пласте трещин. Но иногда давление снижается резко. Так, в нагнетательной скв. 34 Ачалуки (Грознефть) после обработки давление нагнетания воды снизилось более чем на 100 кгс/см^2 . Закачанная в пласт кислота, взаимодействуя с породой, расширила трещины. Исследования скважины после дренирования показали, что приемистость возросла более чем в 20 раз, а давление нагнетания снизилось с 200 до 95 кгс/см^2 .

Изменение давления нагнетания, дебита скважины и коэффициента продуктивности во времени показано на рис. 62. Практика дает возможность уже в процессе ГКРП оценивать эффективность процесса. Как правило, в скважинах, где наблюдалось снижение давления нагнетания, эффективность

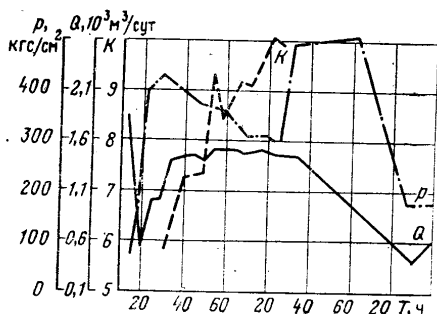


Рис. 62. График процесса ГКРП в скв. 18 Ачалуки

ГКРП высока, если же давление не снижается — эффективность этого процесса маловероятна.

Технологическая схема ГКРП предусматривает следующие операции:

очистку фильтра промывкой или кислотной ванной с последующей промывкой;

нагнетание в пласт буферной жидкости: для нефтяных пластов — углеводородной, а нагнетательных скважин — воды или водных растворов ПАВ;

закачку в пласт раствора соляной кислоты;

продавку кислоты в пласт;

ожидание реагирования;

дренирование скважины для удаления продуктов реакции.

Процесс закрепления трещины расклинивающим материалом аналогичен тому же процессу при ГРП.

ГКРП применяется во многих нефтяных районах. Эффективность его тем выше, чем выше уровень организации работ и чем полнее учтены особенности залежи при составлении программы процесса.

ТЕРМОХИМИЧЕСКИЕ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА

Различают термохимические и термокислотные обработки фильтра скважин и призабойной зоны пласта.

Термохимическая обработка — процесс обработки призабойной и удаленной зон пласта соляной кислотой, нагретой в результате экзотермических реакций.

Термокислотная обработка — комбинированный процесс обработки пласта соляной кислотой, сначала проводится термохимическая, а затем обычная солянокислотная обработка. При термокислотной обработке в результате повышенной активности соляной кислоты, имеющей повышенную температуру, открываются каналы в породе, обеспечивающие возможность продвижения холодной кислоты в глубь пласта. Термохимические обработки предназначены для обработки скважин с ярко выраженными признаками отложения парафина и смол на фильтре и в призабойной части пластов. Такая обработка очищает каналы от закупоривающих отложений и повышает результативность взаимодействия соляной кислоты с породой. В результате проведения термохимических

обработок скважин на месторождениях объединений Башнефть и Куйбышевнефть получено значительное увеличение добычи нефти.

Для термокислотных обработок можно было бы подогревать кислоту на поверхности. Однако потери тепла при доставке ее к забою и высокая коррозионная активность горячей кислоты практически исключают эту возможность. Поэтому изыскивались методы для подогрева кислоты непосредственно на забое скважины и даже в удаленных зонах пласта.

Термохимические обработки основаны на экзотермических реакциях, которые происходят при реагировании соляной кислоты с некоторыми веществами, например алюминием, магнием, гашеной известью, карбидом кальция, едким натром, едким кали и др. Наибольшее количество тепла выделяется при взаимодействии соляной кислоты с металлическим алюминием. На 1 кг алюминия выделяется 4670 ккал тепла. Однако после полной нейтрализации соляной кислоты образовавшийся хлористый алюминий выпадает в осадок в виде объемной массы гидрата окиси алюминия. Поэтому использование алюминия для термохимических обработок не рекомендуется.

При взаимодействии металлического магния и соляной кислоты выделяется 4520 ккал на 1 кг магния. Образовавшийся при этом хлористый магний полностью остается в растворе. При реакции гашеной извести и карбида кальция выделяется соответственно 572 и 852 ккал/кг, а едкого натра и едкого кали соответственно 592 и 450 ккал на 1 кг твердого вещества. Все перечисленные выше реагенты значительно уступают алюминию и магнию по выделению тепла при взаимодействии с соляной кислотой. Поэтому они почти не используются в промышленной практике при термохимических и термокислотных обработках.

Термохимические и термокислотные обработки проводят по одной технологической схеме: раствор соляной кислоты прокачивают через так называемый реакционный наконечник, заполненный магнием, где раствор вступает во взаимодействие с магнием, нагревается и проталкивается очередной порцией в призабойную зону пласта. При термокислотных обработках кроме подогретой кислоты закачивают значительные объемы холодной кислоты. На степень нагрева кислоты влияет время контакта ее с магнием. Поэтому при составлении программы процесса определению скорости прокачки кислоты отводится важная роль.

В табл. 22 приведены данные об увеличении температуры различных объемов кислоты при взаимодействии с магнием. Данные этой таблицы показывают, например, что 2400 л 15 %-ной соляной кислоты, взаимодействуя с 40 кг магния, могут увеличить температуру на 100 °С, и при этом остаточная концентрация кислоты составит 10,5 %.

Таблица 22

Увеличение температуры на °С	Количество 15 %-ной соляной кислоты (в л) и количество магния, кг					Остаточная концентрация HCl, %
	1	40	60	80	100	
120	50	2000	3000	4000	5000	9,6
100	60	2400	3600	4800	6000	10,5
85	70	2800	4200	5600	7000	11,0
75	80	3200	4800	6400	8000	11,4
60	100	4000	6000	8000	1000	12,2
50	120	4800	7200	9600	1200	12,7

Такая концентрация кислоты достаточна для эффективного взаимодействия ее с породой пласта. При нагревании кислоты в наконечнике создаются условия для коррозии насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны. Поэтому необходимо уменьшить влияние горячей кислоты на эксплуатационную колонну. Одним из способов является закачка магниевой стружки или гранул в пласт. Термохимическая обработка пласта с закачиванием в него магния более эффективна, так как выделение тепла происходит непосредственно в пласте, и нагревание распространяется на породу, слагающую пласт, и флюиды, ее насыщающие.

Закачка магниевой стружки или гранул возможна только при высокой поглотительной способности пласта и при наличии достаточных отверстий в фильтре. Магний нагнетают в пласт при помощи высоковязкой жидкости. Однако, как показывает практика, при закачке в пласт часть его остается в скважине. При последующей прокачке соляной кислоты тепло выделяется в зоне фильтра, что выводит его из строя. Поэтому контролю за состоянием фильтровой части колонны перед прокачкой кислоты надо уделять большое внимание.

Термохимическая и термокислотная обработки приводят в скважинах, где уже получен приток, а также там, где наблюдаются трудности при извлечении нефти из пласта. Это обычно эксплуатационные скважины после некоторого времени их работы. Термохимические термокислотные обработки пластов при испытании скважин проводятся редко.

ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ

В середине 70-х годов в практику нефтедобычи начали внедрять методы комбинированного воздействия на пласт с помощью аппаратов, спускаемых на кабеле, в частности, аккумуляторов давления для скважин (АДС). Различают два типа аккумуляторов давления для скважин: АДС-5 (рис. 63) и АДС-6, характеристики которых приведены ниже.

Минимальный ток воспламенения, А	1,5
Способ воспламенения	Электрический

Габаритные размеры, мм:

наружный диаметр	112
максимальная длина	1200

Масса одного сгорающего элемента, кг:

АДС-5	16
АДС-6	14
Масса одного воспламенителя АДС-6, кг . . .	14
Максимальная масса элементов при спуске, кг	156
Длина элемента, мм	1200
Диаметр элемента, мм	102
Минимальное гидростатическое давление, при котором может применяться АДС, кгс/см ² . . .	830
Максимальная допустимая температура в скважине, ограничивающая максимальное гидростатическое давление, °С	100

Допустимое время пребывания АДС в скважине, ч:

при максимальной температуре	3
при температуре 70 °С	6

Аккумулятор давления можно применять в скважинах диаметром не менее 130 мм. Он представляет собой гирлянду, собранную на канате из нескольких сгорающих элементов и одного-двух воспламенителей, соединенных с помощью втулок. Сгорающие элементы и воспламенители изготовляют в виде цилиндрических пороховых шашек с двумя диаметрально расположенными пазами для укладки стального каната. Электропровод соединяет спираль накаливания воспламенителя с центральной жилой и бронировкой кабеля.

Технологическая схема проведения процесса термогазохимического воздействия на пласт предусматривает проведение следующих операций:

промывку скважины ниже интервала перфорации:

извлечение труб из скважины и проверка колонны шаблоном диаметром не менее 112 мм;

замену жидкости в интервале перфорации кислотным раствором или растворителем;

подъем труб с шаблоном;

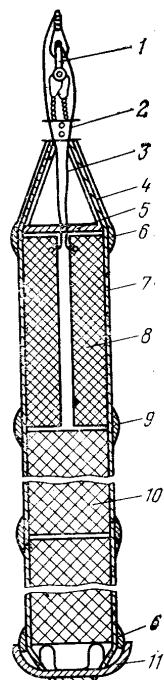


Рис. 63. Аккумулятор давления АДС-5:

1 — скоба; 2 — зажим; 3 — провод; 4 — трубка; 5 — крышка; 6 — обойма; 7 — канат; 8 — воспламенитель; 9 — втулка; 10 — сгорающий элемент; 11 — поддон

спуск АДС до интервала перфорации;
воспламенение зарядов и ожидание их сгорания;
извлечение кабеля из скважины.

Во время сгорания пороховых шашек в колонне, где располагается АДС, создаются высокое давление и повышенная температура. Первое позволяет задавить кислоту или растворитель в пласт, а повышение температуры увеличивает активность химических агентов и способствует переводу в жидкую фазу некоторых твердых веществ, закупоривающих проникаемые каналы. Эффективность процесса зависит от многих факторов и в первую очередь от массы ВВ. Разработаны диаграммы для определения массы ВВ в АДС в зависимости от пластового давления, проницаемости пласта и плотности нефти, а также от дебита скважины и вскрытой мощности пласта.

§ 6. МЕТОДЫ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

При испытании скважин возможны случаи, когда получена информация о нефтеносности пласта, но приток нефти к забою настолько осложнен из-за высокого содержания в ней парафина или смолистых веществ, что дать однозначный ответ о результатах испытания скважины невозможно. В связи с этим для вызова и интенсификации притока из пласта могут быть применены методы теплового воздействия на пласт, заключающиеся в прогреве призабойной зоны путем ввода различных термических агентов. Такими агентами могут быть жидкие и газообразные теплоносители (нагретая нефть и вода, пар, нагретые газы и др.) или забойные источники тепла — электронагреватели.

Прогрев призабойной зоны позволяет уменьшить вязкость нефти, снизить поверхностные натяжения на границе нефть—порода и нефть—вода, перевести в жидкую фазу некоторые твердые отложения, например асфальтовые, парафиновые. Нагревание увеличивает подвижность вытесняемой из пласта жидкости. Экспериментально доказано, что вязкость нефтей с высокой плотностью значительно изменяется при увеличении или изменении температуры. Так, вязкость нефти, имеющей плотность $0,924 \text{ г/см}^3$ при температуре 50°C , снижается более чем в 2 раза при нагреве на 20°C .

Эффективность процесса прогрева зависит от ряда факторов: количества тепла, природы теплоносителя и его расхода, температуры, при которой происходит процесс, вязкости подогреваемой нефти, температуры плавления твердых отложений. Процесс закачки теплоносителей или подогрева забоя для получения и распространения по пласту термической волны достаточно изучен и описан.

Здесь приведем только два параметра, которые могут понадобиться при планировании процесса: скорость распространения термической волны и потери тепла в эксплуатационной колонне.

Э. Б. Чекалюк, К. А. Оганов и другие, сделав некоторые допущения, предложили скорость распространения термической волны определять по формуле, аналогичной формуле Дарси:

$$u = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta Q_a}{\Delta Q_{пл}} \cdot \frac{dp}{dr} = \lambda_t k \frac{dp}{dr}, \quad (\text{III.89})$$

где u — скорость распространения тепловой волны, см/с; k — коэффициент эффективной проницаемости для закачиваемого агента, Д; μ — вязкость агента, сП; ΔQ_a , $\Delta Q_{пл}$ — изменение тепловой энергии единицы объема соответственно закачанного термического агента и пласта при одинаковой разности температур, ккал; dp/dr — градиент давления в обработанной зоне; λ_t — коэффициент теплоотдачи.

Потери тепла в эксплуатационной колонне скважины можно вычислить по уравнению, выведенному И. А. Чарным:

$$Q_c = \pi \rho_{пл} c_{пл} H (T_2 - T_1) \frac{4kt}{\ln 4kt/r_c^2}, \quad (\text{III.90})$$

где

$$k = \lambda / c_{пл} \rho_{пл}. \quad (\text{III.91})$$

Здесь Q_c — потери тепловой энергии в колонне, ккал; $\rho_{пл}$ — плотность пород за стенками колонны, кг/м³; $c_{пл}$ — удельная теплоемкость пористой среды и жидкостей, насыщающих эту среду, ккал/м³·°С; H — глубина скважины, м; T_1 , T_2 — температура соответственно теплой жидкости и внешней среды, К; t — время от начала теплообмена, ч; r_c — радиус скважины, м; λ — коэффициент теплопроводности пород пласта, ккал/м·г·°С.

Электроподогреватели имеют различные конструкции и могут спускаться в скважину на кабеле, трубах или штангах. Наибольшее распространение получила созданная ВНИИнефтемашем самоходная установка, на которой смонтированы лебедка, трансформатор и пульт управления. Электронагреватель спускают в скважину на кабеле.

Глава IV

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИТОКА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА

§ 1. ОБЪЕМ ИНФОРМАЦИИ О ПРИТОКЕ, ПОЛУЧАЕМОЙ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН

Для составления технологической схемы разработки нефтяного месторождения необходимо знать основные свойства коллектора и жидкостей, его насыщающих. Некоторые свойства пластов можно изучить путем прямого лабораторного исследования образцов породы (кернов), взятых в процессе бурения, или образцов жидкости, отобранной глубинными пробоотборниками. Но полученные данные о пористости и проницаемости породы дают лишь общее представление о коллекторе, так как характеризуют лишь небольшую часть пласта. Поэтому предпочтение следует отдавать комплексным исследованиям, учитывающим лабораторные и промысловые данные.

Исследовательские работы являются частью процесса испытания скважины, его заключительной стадией. С их помощью определяют насыщенность вскрытого пласта и его коллекторские свойства, физико-химические свойства пластового флюида (нефть, вода, газ), пластовые давление и температуру. Следует учитывать, что от уровня организации работ по испытанию скважин зависят продолжительность и качество испытания. Чем быстрее и качественнее проводятся лабораторные исследования флюидов и чем лучше организована работа по замеру дебитов нефти и газа, пластового и забойного давления, тем быстрее проходит испытание скважины и тем выше его эффективность. Получение качественной информации о параметрах пласта позволяет своевременно принять решение о дальнейших работах по скважине, что способствует сокращению времени испытания.

При вызове притока из скважины могут быть получены нефть, газ, пластовая вода или их смесь. Иногда из пласта вообще не получают притока, и пласт считают «сухим». При испытании скважины необходимо получить следующую информацию: дебит жидкостей (раздельно нефти, газа и воды), устьевое и забойное давления при различных режимах работы скважины, физико-химические свойства жидкостей и газа, данные о восстановлении пластового давления, температурный режим работы скважины. По скважинам, где получена пла-

стовая вода, желательного определить поглотительную способность пласта. Соответствующая обработка этих данных позволяет получить сведения о продуктивности скважины и фильтрационных параметрах призабойной и удаленной зон пласта.

При испытании разведочных скважин необходимо иметь характеристики жидкостей и газов в пластовых условиях, давления насыщения, коэффициенты упругоемкости жидкостей и пород. Эти исследования обычно проводят научно-исследовательские организации на пробах, отобранных в процессе испытания скважины.

Для того чтобы исключить ошибочные выводы о характере нефтегазонасыщенности пласта и его коллекторских свойствах, наряду с прямыми методами (получение данных по результатам исследования скважины) используют косвенные методы, основанные на сравнении полученных данных с ранее известными по другим пластам, вскрытым этой скважиной. При сравнении результатов испытания учитываются физико-химические свойства нефтей, пластовых вод, газосодержание, пластовые давление и температура.

Известно, что на одном и том же многопластовом месторождении физико-химические свойства нефтей отдельных пластов имеют различные характеристики. Нефти могут отличаться по цвету, вязкости, плотности, газосодержанию и другим показателям. При получении нефти с качеством, не соответствующим аналогам, полученным из того же пласта в других скважинах, необходимо прежде всего убедиться в отсутствии заколонной циркуляции. Это избавит от ошибочных выводов при оценке эффективности испытания.

Пластовые воды могут поступать в призабойную зону исследуемого пласта по каналам заколонной циркуляции. Обычно в нефтяных районах составляют каталоги пластовых вод, которые помогают выявлять несоответствие полученных результатов с ожидаемыми. Свойства пластовых вод могут отличаться в большей степени, чем свойства нефтей на сопоставимых глубинах. Этот фактор необходимо учитывать при анализе результатов испытания.

Газосодержание нефти при пластовых давлениях выше давления насыщения для одного пласта изменяется незначительно. Кроме того, в практике могут быть незначительные отклонения, связанные с замером дебита газа и нефти. Однако если это отклонение велико, необходимо исследовать состояние призабойной зоны пласта и установить, откуда поступает «избыточный продукт». Указанные косвенные методы контроля качества испытания пласта необходимо использовать при исследовании скважин на многопластовых месторождениях.

§ 2. ИЗМЕРЕНИЕ ДЕБИТОВ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА

Измерение дебитов во время испытания позволяет оценить производительность скважины и определить ее продуктивность. Поскольку из скважины одновременно могут поступать нефть, вода и газ, их объемы необходимо измерять раздельно. Замеренные при исследовании скважин дебиты используют для оценки коллекторских свойств пласта, поэтому дебиты желательно замерять с повышенной степенью точности.

Дебиты жидкости можно измерять на индивидуальных или групповых установках механическими, автоматическими, поверхностными или скважинными расходомерами. Естественно, что точность замеров возрастает с увеличением времени замера, а также с использованием приборов повышенного класса точности. При испытании нефтяных и особенно разведочных скважин механические и автоматические расходомеры используются очень редко.

Если вместе с нефтью из скважины поступает вода, то необходимо знать общий дебит жидкости, а содержание нефти и воды отдельно. При отсутствии в жидкости эмульсии количество воды определяют в градуированных сосудах. По объему воды в общем количестве жидкости находят процент обводнения:

$$n_{\text{в}} = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{ж}}} 100 \%, \quad (\text{IV.1})$$

где $n_{\text{в}}$ — содержание воды, %; $V_{\text{в}}$ и $V_{\text{ж}}$ — объемы соответственно воды и жидкости.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИТОКА

В исследовательских работах по определению продуктивности скважин и параметров пласта в последние годы широко применяются следующие методы: а) исследование скважин при установившихся режимах фильтрации (анализ индикаторных линий); б) исследование скважин при неуставившихся режимах (анализ кривых восстановления давления); в) гидропрослушивание (изучение явлений интерференции); г) исследование методом фильтрационных гармонических волн и др. Широкое развитие получило исследование трещинно-поровых коллекторов, учитывающее особенности притока из них. Во многих случаях используют экспресс-методы, позволяющие упрощать работы и сокращать время на испытание пласта.

Метод пробных откачек (анализ индикаторных линий) при установившемся режиме фильтрации наиболее распространен. Он имеет преимущества перед другими, так как

отличается простотой работ и методики обработки полученных данных. Сущность метода заключается в том, что при различных режимах замеряют дебит и забойное давление и по формулам притока при линейном или нелинейном законе фильтрации определяют основные параметры пласта.

Приток жидкости к гидродинамически совершенной скважине в однородном пласте при линейном законе фильтрации определяется формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln R_k/r_c}, \quad (IV.2)$$

где Q — дебит скважины в пластовых условиях, $\text{см}^3/\text{с}$; k — проницаемость пласта, Д; h — толщина (мощность) пласта, см; μ — вязкость жидкости в пластовых условиях, сП; p_k и p_c — давления соответственно на расстоянии R_k от забоя и на забое скважины, $\text{кгс}/\text{см}^2$; R_k и r_c радиусы соответственно контура питания и скважины.

Коэффициент продуктивности скважин находят как отношение дебита к перепаду давления:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q}{p_k - p_c} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln R_k/r_c}. \quad (IV.3)$$

По величине замеренного дебита и перепаду давлений для каждого из исследуемых случаев могут быть вычислены коэффициенты продуктивности и проницаемости пласта. При наличии трех значений $K_{\text{пр}}$ может быть построен график зависимости дебита от перепада давлений $Q=f(\Delta p)$, называемый индикаторной диаграммой, а полученная при этом кривая называется индикаторной линией.

На рис. 64 приведены типовые формы индикаторных линий.

На форму индикаторных линий влияют режимы залежи и работы скважины, коллекторские свойства пласта, изменение свойств пластовых жидкостей в зависимости от давления, качество замеров дебитов и забойных давлений и др.

При анализе индикаторной диаграммы в первую очередь обращают внимание на: а) нарушение линейного закона фильтрации

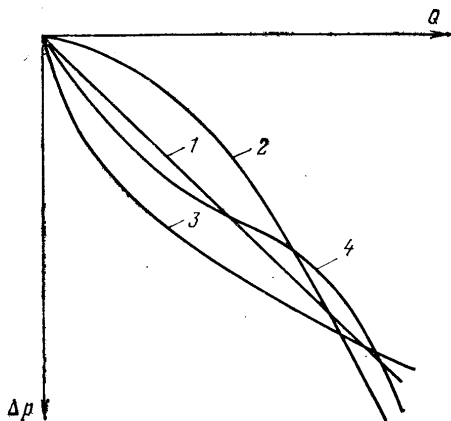


Рис. 64. Типовые формы индикаторных линий:

1 — прямая; 2 — выпуклая к оси дебита; 3 — вогнутая к оси дебита; 4 — изменяющаяся под влиянием дебита

жидкости; б) снижение фазовой проницаемости в призабойной зоне пласта при снижении забойного давления ниже давления насыщения; в) уменьшение проницаемости пласта при снижении давления вследствие сжимаемости пород; г) изменение физических свойств жидкости при изменении давления; д) изменение рабочей мощности пласта — подключение (отключение) неработающих пропластков при увеличении (уменьшении) депрессии.

Важным фактором является качество исследования: работы, проведенные при явно неустановившемся режиме, приводят к искажению формы индикаторной линии. Очень важно точнее замерять дебиты и забойные давления. Выявление причин искривления индикаторных линий и устранение их позволяют улучшить показатели продуктивности скважин.

Одним из основных факторов, влияющих на форму индикаторных линий, считают нарушение линейного закона фильтрации. Такое нарушение может быть следствием несовершенства скважины по характеру, степени или методу вскрытия, вследствие чего при определенных условиях скорости фильтрации превышают критические величины. Индикаторные диаграммы в этом случае имеют форму кривой 2 (см. рис. 64).

При нарушении линейной зависимости выражением вида

$$Q = K_{\text{пр}} \Delta p \quad (\text{IV.4})$$

пользоваться нельзя. Для этого случая приток жидкости в скважину хорошо описывается двучленной формулой

$$\Delta p = A Q + B Q^2. \quad (\text{IV.5})$$

При использовании выражения (IV.5) для обработки кривых на графике дебит—депрессия коэффициенты A и B находят, обрабатывая данные исследования методом наименьших квадратов. Индикаторная диаграмма строится в координатах $\Delta p/Q - Q$, величины которых находят из выражения (IV.5), разделив обе его части на Q :

$$\Delta p/Q = A + BQ. \quad (\text{IV.6})$$

Для этого случая индикаторная линия имеет вид прямой линии, причем по углу ее наклона определяют коэффициент B , а по отрезку, отсекаемому от оси $\Delta p/Q$, — коэффициент A .

Многие исследователи считают, что практически трудно нарушить линейный закон фильтрации, так как техника и технология вскрытия пласта позволяют сделать фильтр, способный пропустить в скважину значительные объемы жидкости при незначительных перепадах давлений. И тем не менее влияние инерционных сил на форму индикаторных линий нами не исключается. Величина инерционных сил изменяется во времени, так

как зависит от пластового давления, свойств жидкости и пород, дебита и других факторов. Поэтому в одной и той же скважине в различные промежутки времени, характеризующие величину отбора, состояние разработки залежи и обработку фильтра и призабойной зоны пласта, индикаторные линии имеют разную форму. Выявление причин, влияющих на форму индикаторных линий, и устранение их позволяют улучшить эксплуатационные характеристики скважин.

Кроме того, в результате анализа индикаторных линий можно установить необходимость мероприятий по воздействию на пласт в период испытания скважин, для того чтобы с самого начала эксплуатации скважина работала на оптимальных режимах, с минимальными депрессиями на пласт, уменьшающими расход пластовой энергии. Высокие коэффициенты продуктивности скважин могут позволить эксплуатировать ее при повышенных дебитах, что будет способствовать получению хороших показателей разработки залежей.

Описанный выше метод применим для всех способов эксплуатации. Но при исследовании скважин, где пластовое давление ниже гидростатического и уровень жидкости в скважине находится ниже поверхности земли, получение данных о дебите и забойном давлении одновременно сопряжено с большими трудностями. Поэтому такие скважины исследуют, используя метод прослеживания уровня. При этом предполагают, что радиус влияния скважины постоянен, жидкость несжимаема и изменение давления на забое скважины мгновенно распространяется на расстояние, равное радиусу влияния скважины. Не рассматривая вывода, приводим выражения, позволяющие получить данные для определения зависимости дебита от забойного давления по Маскету:

$$\ln \frac{H_{ст} - H_d(t)}{H_{ст} - H_d(0)} = \frac{2\pi k h \rho}{F \mu \ln R_k / r_c}, \quad (IV.7)$$

где $H_{ст}$, $H_d(t)$ — соответственно статический и динамический уровни жидкости в скважине; $H_d(0)$ — уровень жидкости в скважине при установившемся состоянии; ρ — плотность жидкости в пластовых условиях; F — площадь поперечного сечения колонны; t — время исследования.

Выражение (IV.7) представляет собой уравнение прямой в координатах

$$\ln \frac{H_{ст} - H_d(t)}{H_{ст} - H_d(0)} - t, \text{ или } \ln [H_{ст} - H_d(t)] - t.$$

По углу наклона этой прямой к оси абсцисс можно определить

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{2\pi k h \rho}{F \mu \ln R_k / r_c}. \quad (IV.8)$$

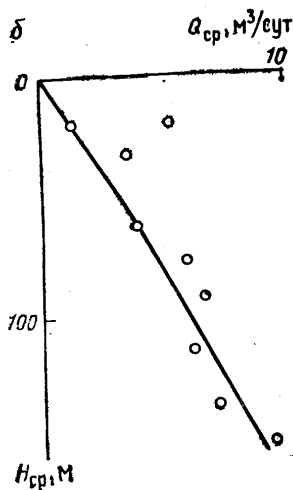
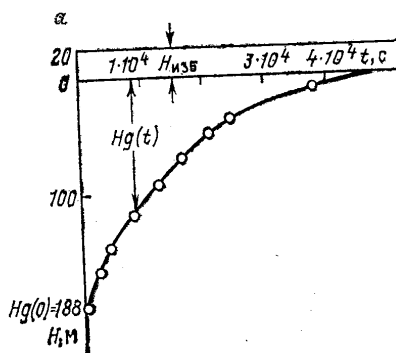


Рис. 65. Кривая прослеживания уровня в скважине после поршневания

Сравнивая формулы (IV.3) и (IV.8), найдем коэффициент продуктивности:

$$K_{пр} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln R_k/r_c} = \frac{F \operatorname{tg} \alpha}{\rho}. \quad (\text{IV.9})$$

По изменению динамического уровня можно определить средний дебит скважины $Q_{ср}$ в любой момент времени:

$$Q_{ср} = F \Delta H / \Delta t. \quad (\text{IV.10})$$

Относя дебит скважины в каждый момент времени к среднему динамическому уровню, строим индикаторную диаграмму в координатах $Q_{ср} - H_{ср}$.

На рис. 65, взятом из работы [5], приведены кривые прослеживания уровня а и обработки по формуле (IV.10) б. Заметим, что метод прослеживания уровня дает только приближенные значения.

Метод пробных откачек прост в осуществлении, но имеет некоторые условности. Так, он предполагает установившееся состояние пласта, чего в практике не бывает. Условно определяются также радиусы скважины и контура питания, дополнительные фильтрационные сопротивления. Поэтому все параметры пласта значений также являются условными. Но тем не менее данные исследований методом пробных откачек представляют большой практический интерес, так как они позволяют оценить добычные возможности скважины в условиях, при которых проведены исследования.

Исследование скважин при неустановившихся режимах проводят при использовании данных о замере давления, восстановившегося в остановленной или снижающегося в пущенной в работу скважине. Если в скважине,

длительно эксплуатирующей при установившемся режиме, мгновенно изменить дебит, то давление в любой точке пласта, отстоящей от центра скважины на расстоянии R , начнет изменяться в соответствии с зависимостью

$$\Delta p_1(t) = p_c(t) - p_c(T) = -\frac{Q\mu}{4\pi kh} \text{Ei}\left(-\frac{R^2}{4\kappa t}\right). \quad (\text{IV.11})$$

Здесь $\Delta p_1(t)$ — перепад давлений; $p_c(t)$, $p_c(T)$ — давления в скважине соответственно через время t после остановки и до остановки; Ei — интегральный экспоненциал или интервальная показательная функция; κ — коэффициент пьезопроводности пласта.

При наблюдении за изменением давления непосредственно в скважине вместо R подставляют фактический радиус, а для учета гидродинамического несовершенства — приведенный радиус скважины.

Доказано, что при $\left|\frac{r_{\text{с. пр}}^2}{4\kappa t}\right| < 0,1$ достаточно точным является выражение

$$\text{Ei}\left(-\frac{r_{\text{с. пр}}^2}{4\kappa t}\right) = \ln \frac{2,25\kappa t}{r_{\text{с. пр}}^2}. \quad (\text{IV.12})$$

С учетом последнего выражения формула (IV.11) примет вид

$$\Delta p_1(t) = -\frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa t}{r_{\text{с. пр}}^2}. \quad (\text{IV.13})$$

Преобразуя уравнение (IV.13), получим:

$$\Delta p_1(t) = -\left(\frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \lg \frac{2,25\kappa}{r_{\text{с. пр}}^2} + \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \lg t\right). \quad (\text{IV.14})$$

Обозначив первый член выражения (IV.14) через A , а коэффициент при $\lg t$ через i , получим уравнение прямой линии в полулогарифмических координатах:

$$\Delta p_1(t) = -(A - i \lg t). \quad (\text{IV.15})$$

Из рис. 66 видно, что свободный член A представляет собой отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат, а коэффициент i является тангенсом угла α — наклона прямой к оси абсцисс.

Порядок обработки данных исследования при анализе кривых восстановления давления следующий.

1. По данным записи восстановления давления строят график зависимости $\Delta p = f(\lg t)$.

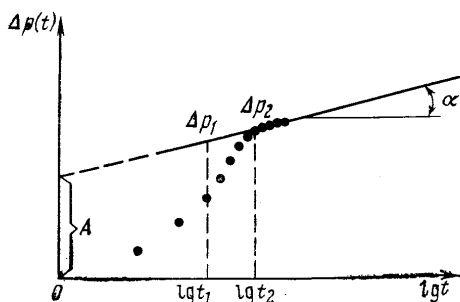


Рис. 66. Обработка кривой восстановления давления (метод касательной)

2. На конечном участке выбирают несколько точек, через которые проводят прямую линию (поэтому описываемый метод нередко называют методом касательной).

3. Определяют угловой коэффициент i . Для этого на прямой линии выбирают две произвольные точки с координатами $\Delta p_1, \lg t_1$ и $\Delta p_2, \lg t_2$:

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1}. \quad (\text{IV.16})$$

4. Продолжая прямую линию до пересечения с осью ординат, находят A .

5. Определяют гидропроводность пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{0,183Q}{i}. \quad (\text{IV.17})$$

или

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{0,212qb}{i\rho}, \quad (\text{IV.18})$$

где q — дебит при атмосферных условиях, т/сут; b — коэффициент перевода объема нефти из пластовых условий в атмосферные; ρ — плотность нефти при атмосферных условиях.

6. Зная h и μ , можно определить проницаемость пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{0,183Q}{i}. \quad (\text{IV.19})$$

7. Приведенный радиус скважин находят из выражения

$$r_{с. пр} = \sqrt{\frac{2,25x}{10^4/i}}. \quad (\text{IV.20})$$

8. Коэффициент совершенства скважины

$$\delta = \frac{\lg R_k/r_c}{\lg R_k/r_{с. пр}}. \quad (\text{IV.21})$$

Вместо R_k для эксплуатационных скважин обычно подставляют половину расстояния между скважинами, при исследовании разведочных скважин часто принимают $R_k = 1000$ м.

9. Коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{23,6\mu}{b \lg R_k/r_{c. пр}} \cdot \frac{kh}{\mu}. \quad (IV.22)$$

Описанный выше метод применим для условий, когда продолжительность работы скважины до остановки T значительно больше продолжительности t наблюдения за изменением давления. Если $T \approx t$, то использовать метод нельзя. Тогда для обработки данных исследований применяют метод Хорнера. В основе этого метода лежит обработка данных замеров давлений в скважине по формулам:

$$\Delta p_2(t) = p_{пл} - p_c(t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left[\ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2} - \ln \frac{2,25\kappa (t+T)}{r_c^2} \right] \quad (IV.23)$$

или

$$p_c(t) = p_{пл} - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{t}{T+t}, \quad (IV.24)$$

где $\Delta p_2(t)$ — перепад между пластовым давлением и давлением в скважине через время t после остановки.

Гидропроводность kh/μ можно найти, построив кривую восстановления давления (КВД) в координатах $p_c(t) - \lg t/(T+t)$. При обработке КВД методом Хорнера нельзя определить параметр κ/r_c^2 , но можно вычислить пластовое давление. При бесконечно длительном наблюдении, когда $t > T$,

$$\frac{t}{T+t} \rightarrow 1 \text{ и } \lg \frac{t}{T+t} = 0.$$

Экстраполируя прямолинейные участки КВД до пересечения с прямой, параллельной оси ординат, находим пластовое давление. Практика показывает, что участки кривой восстановления давления при $t > 0,05 T$ следует обрабатывать по методике Хорнера. Но оба рассмотренных выше метода применимы только для схемы бесконечного пласта.

Для обработки КВД ограниченных пластов И. А. Чарным предложена следующая формула:

$$\ln \Delta p_2 = \ln [p_{пл} - p_c(t)] = \ln \frac{Q\mu}{1,56\pi kh} - \beta t, \quad (IV.25)$$

$$\text{где } \beta = 2,405^2 \kappa / R_k^2.$$

Если перестроить КВД в координатах $\ln \Delta p_2 - t$, получим прямую, по наклону которой к оси абсцисс найдем β , а по отрезку, отсекаемому на оси ординат, значение $B = \ln \frac{Q\mu}{1,56\pi kh}$; зная β и B , вычисляем параметры пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Qe^{-B}}{1,56\pi} \text{ и } \kappa = \beta \frac{R_k^2}{2,405}. \quad (IV.26)$$

Выражение (IV.25) применимо только для случая, когда известно пластовое давление. Если пластовое давление неизвестно, обработку данных КВД рекомендуется производить, используя дифференциальный метод:

$$\ln \frac{d[p_c(t) - p_c(0)]}{dt} = \ln \frac{d\Delta p_1}{dt} = \ln \frac{Q\mu B}{1,56\pi kh} - \beta t, \quad (\text{IV.27})$$

где $p_c(0)$ — забойное давление в скважине до ее остановки.

Перестраивая КВД в координатах $\ln \frac{d\Delta p_1}{dt} - t$, получим прямую, по углу наклона которой с учетом выражения (IV.26) находим пьезопроводность, а по отрезку, отсекаемому на оси ординат B , — гидропроводность пласта:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q\mu e^{-\beta}}{1,56\pi}. \quad (\text{IV.28})$$

Методика И. А. Чарного не нашла широкого применения в промысловой практике, но тем не менее она может быть использована. Так, применяя первый из описанных выше методов и метод И. А. Чарного, можно найти один из наиболее трудно определяемых параметров:

$$\ln \frac{R_K}{r_c} = \frac{1}{2} \left(\frac{A}{\operatorname{tg} \alpha} - \ln \beta + 0,945 \right), \quad (\text{IV.29})$$

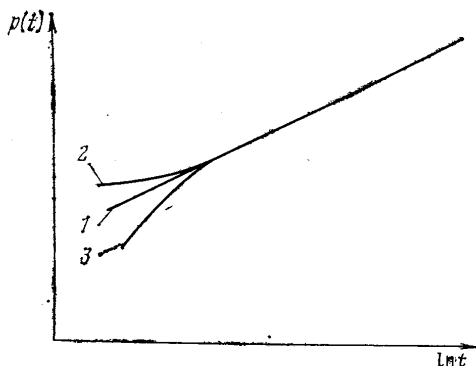
где A и α — соответственно отрезок, отсекаемый на оси ординат, и угол наклона кривой восстановления давления, обработанной по методу касательной, β — угол наклона КВД, обработанной по схеме ограниченного пласта (методу И. А. Чарного).

Кроме описанных выше, существует еще ряд методов обработки результатов исследования КВД, среди которых дифференциальные, интегральные, операционные и графо-аналитические. С методами их использования можно ознакомиться в специальной литературе [5, 9].

При рассмотрении методов обработки КВД не принимали во внимание влияние каких-либо факторов, имеющих место в практике, т. е. рассматривались идеализированные условия. В действительности на форму кривых восстановления давления влияет ряд факторов, среди которых главными являются: ограниченность размеров и неоднородность пласта, гидродинамическое несовершенство скважин, характер режима работы скважины до остановки, наличие притока в скважину после остановки и др. На рис. 67 показано влияние проницаемостей пласта и призабойной зоны пласта на форму КВД.

Рис. 67. Восстановление давления в скважине с отличающейся проницаемостью призабойной зоны пласта:

1 — однородный пласт; 2 — проницаемость призабойной зоны больше проницаемости пласта; 3 — проницаемость призабойной зоны меньше проницаемости пласта



Определение параметров пласта с учетом гидродинамического несовершенства скважин, когда установившийся приток рассматривается как частный случай неустановившегося. Это позволяет вывести зависимости

$$R_k = 1,5 \sqrt{\kappa t} \quad (\text{IV.30})$$

и

$$\ln \frac{R_k}{r_{с. пр}} = 1,15 \frac{\Delta p}{i}, \quad (\text{IV.31})$$

где Δp — депрессия в скважине перед ее остановкой; i — угловой коэффициент.

Порядок расчетов параметров пласта и скважины следующий. Строят кривую восстановления давления в координатах $\Delta p - \lg t$, выбирают прямолинейный участок ее и определяют: угловой коэффициент

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1};$$

величину A , продолжая прямолинейный участок КВД до пересечения с осью ординат;

расчетное время восстановления давления

$$t_{расч} = 10^{\frac{\Delta p - A}{i}}; \quad (\text{IV.32})$$

Расчетное и фактическое время восстановления давления должны быть близки по значениям (практически совпадать), если это условие не выполняется, то давление не восстановилось или неправильно выбран прямолинейный участок;

комплекс

$$\ln \frac{R_k}{r_{с. пр}} = 1,15 \frac{\Delta p}{i}; \quad (\text{IV.33})$$

радиус контура питания скважины

$$R_K = 0,64 \sqrt{Q t_{\text{расч}} / i h_{\text{эф}} \beta^*}; \quad (\text{IV.34})$$

коэффициент пьезопроводности пласта

$$\alpha = R_K^2 / 2,25 t_{\text{расч}}; \quad (\text{IV.35})$$

приведенный радиус скважины

$$r_{c, \text{пр}} = R_K e^{-1,15 \Delta p / i}; \quad (\text{IV.36})$$

показатель несовершенства скважины

$$C = \frac{1,15 \Delta p}{i} - \ln \frac{R_K}{r_c}; \quad (\text{IV.37})$$

коэффициент совершенства скважины

$$\delta_c = \frac{\ln R_K / r_c}{1,15 \Delta p / i}; \quad (\text{IV.38})$$

гидропроводность призабойной зоны пласта

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{пз}} = \frac{Q \ln R_K / r_c}{2\pi \Delta p}; \quad (\text{IV.39})$$

гидропроводность удаленной зоны пласта

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{уз}} = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{пз}} / \delta_c; \quad (\text{IV.40})$$

проницаемость удаленной зоны пласта

$$k_{\text{уз}} = \frac{\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{уз}} \mu}{h_{\text{эф}}}; \quad (\text{IV.41})$$

проницаемость призабойной зоны пласта

$$k_{\text{пз}} = \frac{\left(\frac{kh}{\mu} \right)_{\text{пз}} \mu}{h_{\text{эф}}}; \quad (\text{IV.42})$$

пьезопроводность призабойной зоны пласта

$$\alpha = k_{\text{пз}} / \mu \beta^*; \quad (\text{IV.43})$$

коэффициент продуктивности скважины

$$K = Q \rho_{\text{нов}} / 11,57 b \Delta p. \quad (\text{IV.44})$$

Приведенная выше методика позволяет производить машинную обработку данных.

§ 4. ЭКСПРЕСС-МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Экспресс-методы сокращают сроки исследовательских работ. При испытании разведочных скважин на необустроенных площадях экспресс-методы позволяют уменьшить потери нефти и тем самым предупредить загрязнение окружающей среды.

Экспресс-методы являются разновидностью методов исследования скважин при неустановившемся режиме фильтрации. Они широко применяются при испытании нефонтанирующих скважин и выполняются как при спущенных в скважину НКТ, так и без них. Экспресс-методы делятся на несколько видов, отличающихся в основном способом и сроками возбуждения скважины: подкачка газа, мгновенный подлив жидкости, кратковременный пуск скважины в работу и др.

Метод подкачки газа основан на обработке данных об изменении положения уровня в скважине при нагнетании в нее газа. Этот метод используется как в непереливающихся, так и в переливающихся скважинах, но только в скважинах с герметичными колоннами. Преимуществом его является возможность проводить исследования как при закачке газа, так и при выпуске его из скважины. При этом можно получить большой объем информации о пласте.

Исходными данными для обработки экспресс-методом являются кривые изменения давления и дебита. Изменение давления может быть зарегистрировано глубинным манометром или рассчитано по изменению уровня в скважине. Дебит скважины определяют по величине оттока (притока) жидкости, замеренного глубинными расходомерами, или рассчитывают по формулам.

Для случая, когда в переливающей скважине отсутствуют трубы, изменение забойного давления можно определить из выражения

$$\Delta p_c = \Delta p_y - 10^4 \rho \Delta H, \quad (\text{IV.45})$$

где Δp_c , Δp_y — изменение давления соответственно на забое и устье скважины, кгс/см²; ρ — плотность жидкости в скважине, кг/м³; ΔH — изменение уровня в скважине, м.

Количество жидкости, задавленной в пласт при закачке газа или поступившей в скважину после выпуска газа, в любой момент можно найти по формуле

$$V = F \Delta H \quad (\text{IV.46})$$

(F — площадь поперечного сечения колонны, м²).

Общее количество жидкости, участвующей в притоке—оттоке,

$$Q = \frac{F}{\rho} \frac{d \Delta p_c}{dt}, \quad (\text{IV.47})$$

а суммарный объем

$$V = \frac{F}{\rho} (\Delta p_c - \Delta p_y). \quad (\text{IV.48})$$

Когда в скважину спущены НКТ, изменение уровня в трубах и кольцевом пространстве при нагнетании газа в кольцевое пространство будет различным. Изменения забойного давления, давления на устье и уровня в трубах связаны соотношением

$$\Delta p_c = \Delta p_y - 10^4 \rho \Delta H \quad (\text{IV.49})$$

или

$$\Delta h = h_k - h_n, \quad (\text{IV.50})$$

(Δh — изменение уровня в трубах, м).

Дебит можно вычислить из выражения

$$Q = \frac{F}{\rho} \left[\frac{d \Delta p_c}{dt} - \frac{d \Delta p_3}{dt} \right] + \frac{f}{\rho} \left[\frac{d \Delta p_c}{dt} - \frac{d \Delta p_3}{dt} \right], \quad (\text{IV.51})$$

а объем поступающей жидкости

$$V = \frac{F}{\rho} (\Delta p_c - \Delta p_3) + \frac{f}{\rho} (\Delta p_c - \Delta p_y). \quad (\text{IV.52})$$

Здесь F и f — площади поперечного сечения затрубного пространства и труб, м²; Δp_3 — изменение затрубного давления, кгс/см².

Неточное определение площадей поперечного сечения колонны и НКТ может привести к существенным погрешностям при вычислении дебита и притока. Поэтому предпочтительнее проводить исследования при сообщающихся затрубном пространстве и трубах. Для этого случая дебит находят из выражения

$$Q = \left(\frac{F + f}{\rho} \right) \left(\frac{d \Delta p_c}{dt} - \frac{d \Delta p_y}{dt} \right), \quad (\text{IV.53})$$

а объем жидкости

$$V = \left(\frac{F + f}{\rho} \right) (\Delta p_c - \Delta p_y). \quad (\text{IV.54})$$

При исследовании переливающих скважин ступенчатыми НКТ положение динамического уровня в скважине после закачки газа

$$\Delta H = \frac{1}{\rho} (\Delta p_3 - \Delta p_y). \quad (\text{IV.55})$$

Для изотермического процесса скважины

$$V = F \frac{d\Delta H}{dt}. \quad (\text{IV.56})$$

Остальные величины определяют как для непереливающих скважин. Полученные при исследовании данные обрабатывают любым из методов обработки КВД.

Исследование скважин на самоизлив проводят, когда получают фонтанный приток воды. При этом вводят допущения: плотность жидкости постоянна по стволу, отсутствуют потери на трение. При незначительных давлениях на устье эти допущения делать нельзя, так как плотность жидкости зависит от ее температуры.

При незначительном притоке в скважине возникает так называемый термолифт, при котором давление столба жидкости изменяется на несколько единиц. В пластовых жидкостях обычно содержится какое-то количество растворенного газа. По мере снижения давления газ расширяется, уменьшая плотность жидкости, что также сказывается на величине забойного давления. Если устьевое давление незначительно, эффект термолифта и расширяющегося газа может существенно влиять на результаты исследования.

Экспресс-методы определения отдельных параметров работы скважины часто используют в промысловой практике. Наиболее часто такими методами определяют дебит, забойное и пластовое давления.

Дебит фонтанной скважины с достаточной степенью точности можно вычислить по формуле расхода жидкости через насадку

$$Q = \mu f \sqrt{2gH} = \mu \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2gH}, \quad (\text{IV.57})$$

где $\mu = 0,7 \div 0,9$ — коэффициент расхода; f — площадь штуцера, м^2 ; g — ускорение свободного падения, $\text{м}^2/\text{с}$; H — напор водяного столба, м ; d — диаметр штуцера, м .

Задаваясь коэффициентом подачи, можно определить дебит скважины, эксплуатирующейся глубинным насосом:

$$Q = 1440 F S n \alpha, \quad (\text{IV.58})$$

где F — площадь поперечного сечения плунжера, м^2 ; S — длина хода плунжера, м ; n — число ходов (качаний) плунжера в 1 мин; α — коэффициент подачи, зависящий от коэффициента наполнения цилиндра жидкостью, степени износа насоса, соотношения длины хода полированного штока, истинного прогона плунжера и прочих факторов.

Забойное и пластовое давления можно приближенно вычислить из выражения

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{уст}} + p_{\text{тр}} + \frac{H\rho}{10^4}. \quad (\text{IV.59})$$

После остановки скважины, когда $p_{тр}=0$, пластовое давление

$$p_{пл} = p_{заб} = p_{уст} + \frac{H\rho}{104}. \quad (IV.60)$$

Здесь $p_{заб}$, $p_{пл}$ и $p_{уст}$ — соответственно забойное, пластовое и устьевое давления, кгс/см²; $p_{тр}$ — потери давления на трение, кгс/см²; H — глубина скважины до середины интервала перфорации, м; ρ — плотность смеси (нефти, газа и воды), кг/м³.

На величину плотности смеси в скважине влияют газосодержание, давление насыщения и обводненность.

Величина $p_{пл}$, определяемая по выражению (IV.60), равна $p_{заб}$, когда $p_{уст}$ не изменяется.

§ 5. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ РАСХОДОМЕРОВ

Скважинные расходомеры имеют различные конструкции и могут быть как с местной регистрацией показаний, так и с дистанционной передачей их. Глубинные расходомеры типа ДГВ спускают в скважину на проволоке с помощью глубинной лебедки. Они имеют местную регистрацию показаний. В последнее время широко применяются расходомеры с дистанционным управлением типа РГД.

Дебитомер-расходомер РГД-2М предназначен для измерения дебита в скважине и передачи показаний на поверхность.

Техническая характеристика

Наибольший диаметр, мм	42
Длина, мм:	
без центратора	1515
с центратором	1775
Диапазон измерения потоков, м ³ /сут:	
восходящих	5—90
	90—1000
	1000—3000
нисходящих	5—60
	60—600
Погрешность измерений, %:	
с раскрытием пакера	±2,5
без раскрытия пакера (при изменении диаметра колонны от номинала до ±2,5 мм)	±5
Температура среды, °С	+70
Давление среды, кгс/см ²	250
Канал связи	Одножильный бронированный кабель
Максимальный диаметр колонны, где может осуществляться пакеровка, мм	160

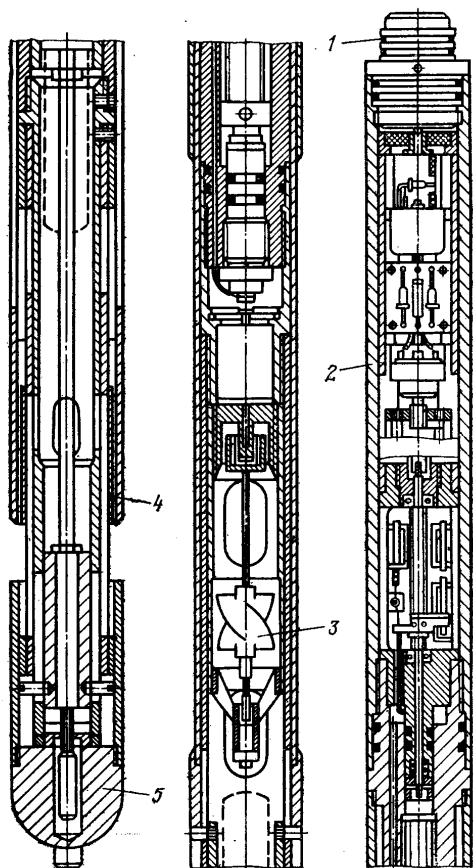
Основным узлом РГД-2М является глубинный датчик (рис. 68).

Рис. 68. Глубинный датчик РГД-2М

В него входят следующие основные узлы и элементы: контактная муфта 1 для соединения снаряда с кабельной головкой, цилиндрический корпус 2, узел 3 турбинки с преобразователем ее частоты вращения в электрические сигналы, пакер 4 и груз 5. При измерении расходов более 90 м³/сут вместо груза присоединяется центратор.

В корпусе размещены элементы электрической коммутации, электродвигатель с редуктором и промежуточная винтовая пара. Ходовая гайка винтовой пары в крайних положениях нажимает на кнопки концевых выключателей. На корпусе установлен цилиндрический защитный стакан, верхний конец которого соединен с ходовой гайкой, совершающей поступательное движение при вращении винта. Последний приводится во вращение с помощью электродвигателя с редуктором. В нижнем положении стакан надвинут на пакер. Пакер глубинного датчика, изготовленный из специальной ткани, представляет собой два усеченных конуса, соединенных по образующим конусов. К верхнему основанию внутреннего конуса прикреплен диафрагма с отверстием в центре для посадки на корпус пропускного клапана. Между прошивочными строчками расположены пружинные ленты. При раскрытии пакера они деформируются и раскладывают манжету. При свободном состоянии оснований пружинные ленты выпрямляются и складывают манжету.

Глубинный датчик по кабелю передает сигналы во вторичный прибор, состоящий из регистрирующего устройства, реле времени отсчета импульсов, стабилизированного источника



питания, электронной схемы и устройства для управления приводом пакера. Этот прибор смонтирован в аппаратном стенде передвижной лаборатории АПЭЛ-66. Глубинный датчик следует спускать в скважину со скоростью не более 3000 м/ч. Если восходящий поток не позволяет спускать прибор, дебит скважины уменьшают. Датчик спускают до нижних перфорационных отверстий и измерения проводят снизу вверх через 0,5—1,0 м. При дебите 80—90 м³/сут путем прикрывания пакера устанавливают показание прибора, соответствующее нижнему пределу его измерения с полностью раскрытым пакером (примерно 90—100 имп/мин). Затем, не изменяя положения пакера, продолжают измерение до интервала, где показания прибора достигнут 1000 имп/мин. При необходимости эту операцию повторяют.

Поясним на примере порядок расчетов при обработке полученных данных. При полностью открытом пакере дебит составил 80 м³/сут. При прикрытом пакере в этой точке прибор показал 95 имп/мин. Данные показания прибора будут соответствовать дебиту:

$$Q = \frac{80n}{95}.$$

(n — число импульсов при очередном измерении).

После повторного прикрывания пакера при дебите 1000 м³/сут $n=115$ имп/мин. Дальнейшие показания прибора будут соответствовать дебиту:

$$Q = \frac{1000n}{115}.$$

Расходомеры-дебитомеры позволяют не только измерять дебит или расход жидкости, но и проводить специальные исследования: определять длину насосно-компрессорных труб и местоположение переводников; обнаруживать места деформации колонн и притока (поглощения) жидкости через нарушения колонн; определять точки кристаллизации парафина и толщину отложения его на стенках насосно-компрессорных труб; находить интервал, где начинается выделение газа из нефти после снижения давления ниже давления насыщения.

Приборы спускают в скважину на кабеле КООБДФ-2М или КПКО-2, хорошо промеренном и снабженном магнитными метками. Поскольку глубина скважины обычно отсчитывается от стола ротора, в скважинах, где буровое оборудование снято, вводят поправки на глубину

$$H_n = A - (H_{\text{рот}} - H_{\text{пр}}), \quad (\text{IV.61})$$

где A — расстояние от счетчика до точки в скважине, которая является началом отсчета; $H_{\text{рот}}$ — расстояние от счетчика до

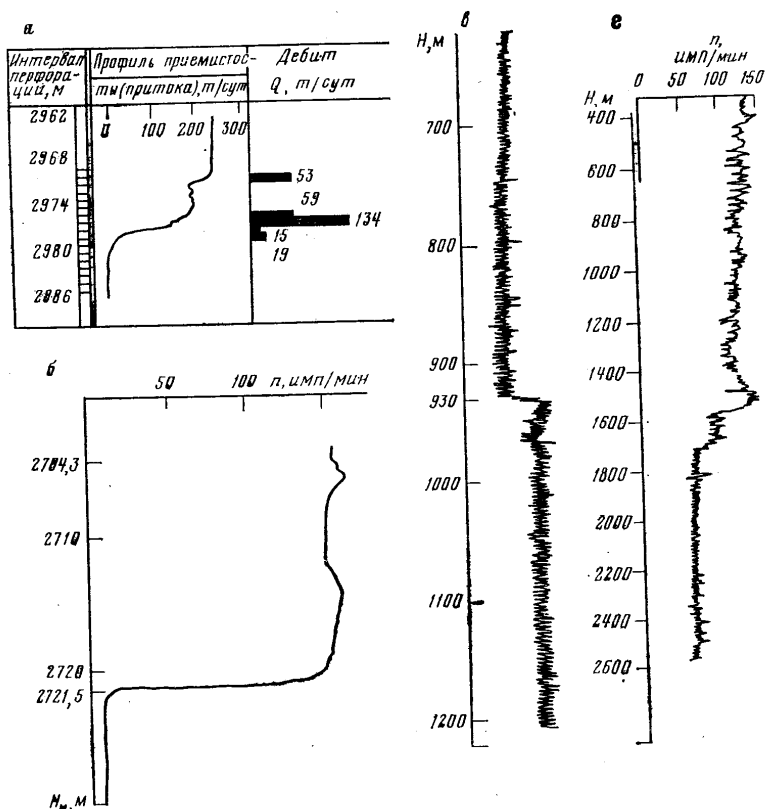


Рис. 69. Типовые кривые записи РГД-2М:

а — профиль приемистости (притока); б — отбивка конца насосно-компрессорных труб и стыков труб; в — отбивка переходника насосно-компрессорных труб; г — отбивка точки разгазирования нефти

стола ротора; $H_{пр}$ — расстояние от центра пакера до кабельной головки. Фактическая глубина спуска прибора

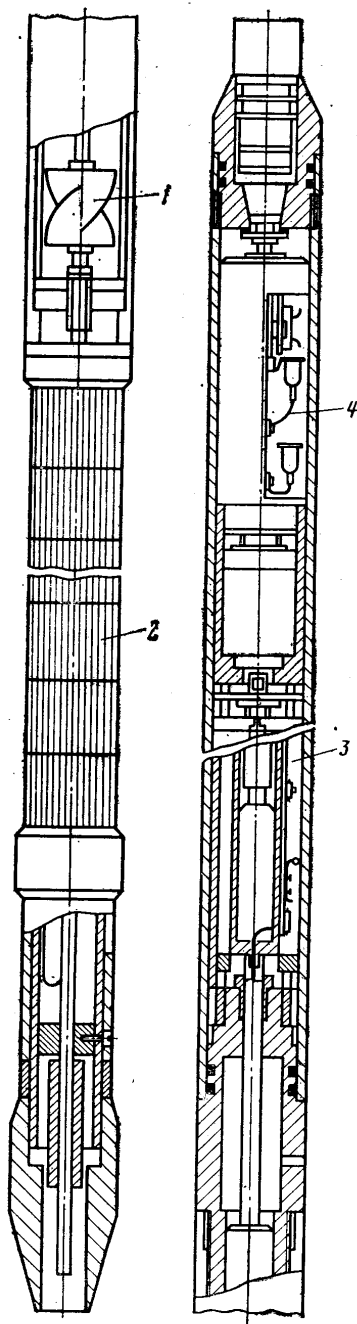
$$H_{ф} = H_{м} - H_{пр} \quad (\text{IV.62})$$

($H_{м}$ — глубина спуска прибора, отсчитанная по магнитной метке).

На рис. 69 приведены данные исследований некоторых скважин с помощью РГД-2М.

В последние годы разработана и освоена производством автоматическая станция, предназначенная для проведения гидродинамических исследований нефтяных и нагнетательных скважин. Она позволяет производить дистанционное измерение температуры, расхода (дебита) жидкости, количества воды и нефти и давления в скважине. С помощью станции также можно проводить исследования приборами с местной

Рис. 70. Расходомер «Кобра-36Р»



регистрацией. Она оборудована двухбарабанной лебедкой, позволяющей исследовать скважины с одной позиции как с помощью дистанционных приборов, так и приборами с местной регистрацией. На один из барабанов наматывается одножильный бронированный кабель, а на другой — скребковая проволока.

В комплект оборудования станции входят скважинные приборы: расходомер «Кобра-36Р»; влагомер-расходомер «Кобра-36РВ»; термометр ТЧГ-25; манометр МГД-36.

Расходомер «Кобра-36Р» имеет следующую характеристику.

Диаметр, мм	36
Нижний предел измерения, м ³ /сут	5

Верхний предел измерения, м ³ /сут:	
восходящих потоков	100
нисходящих потоков	200

Температура среды, °С:	
нормальное исполнение	60
термостойкое исполнение	90
Допустимое давление, кгс/см ²	350
Наибольший диаметр пакеровки, мм	155
Погрешность от предела измерения, %	2,5

Прибор (рис. 70) состоит из датчика расхода — вертушки 1, струенаправляющего устройства — складного пакера 2, электромеханического привода 3 и коммутационно-измерительной схемы 4.

Влагомер-расходомер «Кобра-36РВ» предназначен для измерения и регистрации одновременно двух параметров фонтанирующих скважин — дебита нефти

и содержания в ней воды по пластам и пропласткам. Он имеет следующую характеристику:

Пределы измерения дебита (при полностью раскрытом пакере), м ³ /сут	5—100
Пределы измерения содержания воды в нефти, %	0—80
Погрешность при измерении дебита и влагосодержания при равномерной смеси и температуре 30 °С, %	±2,5
Предел изменения температуры, °С	0—70
Максимальное давление на забое, кгс/см ²	350
Диаметр прибора, мм	36

Манометр МГД-36 — глубинный дистанционный прибор, позволяющий измерять статическое и дифференциальное давления. В приборе использован принцип пружинно-поршневого измерителя давления. Характеристика прибора приведена ниже.

Диаметр прибора, мм	36
Пределы измерения статического давления, кгс/см ²	40—200
Погрешность при измерении статического давления, кгс/см ²	±0,6
Диапазон измерения дифференциального давления, кгс/см ²	0—25
Погрешность при измерении дифференциального давления, кгс/см ²	±0,5
Температура среды, °С	0—70

Приборы, комплектующие автоматическую станцию, имеют характеристики по пределам измерения дебитов (восходящих потоков) и расходов (нисходящих потоков) гораздо меньшие, чем приборы РГД-2М.

Глава V

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Изоляционные работы в процессе испытания скважин проводят в целях изоляции горизонта, испытание которого закончено, изоляции подошвенной или посторонней воды, ликвидации заколонной циркуляции или случайно перфорированного интервала. Иногда приходится осуществлять работы по ликвидации негерметичности обсадных колонн.

Каждый вид изоляционных работ осуществляется по своей технологической схеме, которая учитывает геолого-технические особенности конкретной скважины и залежи. Общими для всех случаев являются расчетные формулы для определения некоторых параметров процесса.

Объем цементного раствора, получающегося при затворении,

$$V_{\text{цр}} = Q/\rho + KQ, \quad (\text{V.1})$$

где Q — масса сухого цемента, м^3 ; ρ — плотность сухого цемента, $\text{т}/\text{м}^3$; K — коэффициент, зависящий от водоцементного отношения (при отношении 1:1 $K=0,5$).

Максимальное давление на агрегате определяют как сумму давлений, необходимых на преодоление сопротивлений при движении жидкости по трубам p_1 ; при движении жидкости по трубам вверх p_2 и на преодоление давления в результате разности в плотностях движущихся жидкостей p_3 :

$$p = p_1 + p_2 + p_3. \quad (\text{V.2})$$

Вычисляют только p_3 , значения p_1 и p_2 ориентировочно определяют во время промывки скважины.

Время, необходимое на проведение операций, рассчитывают, исходя из условия:

$$T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4. \quad (\text{V.3})$$

Время для закачки цементного раствора

$$T_1 = V_{\text{цр}}/q \quad (\text{V.4})$$

(q — подача насосного агрегата, $\text{м}^3/\text{мин}$).

Время для закачки продавочной жидкости

$$T_2 = (V_{\text{тр}} - V_{\text{цр}} - V_{\text{в}})/q, \quad (\text{V.5})$$

где $V_{\text{тр}}$ — объем труб, м^3 ; $V_{\text{в}}$ — объем разделительной пачки, м^3 .

Время для продавливания цементного раствора в пласт

$$T_3 = V'_{\text{цр}}/q \quad (\text{V.6})$$

($V_{\text{пр}}^a$ — объем цементного раствора, намеченного к заливанию в пласт).

Время для вымывания обратной промывкой оставшегося в заливочных трубах цементного раствора

$$T_4 = V_{\text{тр}}/q + T_{\text{пзр}}. \quad (\text{V.7})$$

Здесь $T_{\text{пзр}}$ — время на подъем лишних труб, герметизацию устья, изменение места подсоединения агрегата и других операций. В отдельных случаях $T_{\text{пзр}}$ может быть значительным. Оно определяется по нормативам или на основании данных опыта.

§ 1. ИЗОЛЯЦИЯ ЦЕМЕНТНЫМ РАСТВОРОМ ЗАКОНЧЕННОГО ИСПЫТАНИЕМ ОБЪЕКТА

Законченный испытанием горизонт можно изолировать установкой цементного моста (обычного или под давлением), резиноцементных, металлических, глинопесчаных и других пробок. Выбор вида изоляционных работ зависит от величины пластовых давлений вскрытого и намеченного к вскрытию горизонтов, величины притока, активности пластовых вод и т. д.

Установку цементного моста без давления (заливка) осуществляют по следующей технологической схеме: в скважину спускают насосно-компрессорные или бурильные трубы до нижних перфорационных отверстий; восстанавливают циркуляцию и при наличии в скважине глинистого раствора выравнивают его плотность по всему объему; при открытом затрубном пространстве в трубы закачивают разделительную пробку — 0,2—0,5 м³ воды, затем цементный раствор, снова некоторый объем воды и продавочную жидкость. Объем последней выбирается так, чтобы цементный раствор в НКТ и затрубном пространстве имел одинаковую высоту (равновесное состояние); затем трубы приподнимают на расчетную высоту и осуществляют обратную промывку. Этой промывкой должен быть удален лишний цементный раствор. Если расстояние между испытанным и подлежащим испытанию горизонтом большое, лишний цементный раствор не вымывают. Приподнимают трубы еще на 100—150 м и оставляют скважину в покое на ОЗЦ. Спускают трубы до начала цементного стакана и проверяют его прочность, герметичность определяют путем создания избыточного давления и снижением давления.

При составлении плана проведения операции объем цементного раствора для стакана вычисляют по формуле

$$V_{\text{п.ст}} = h \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (\text{V.8})$$

где h — высота стакана, м; $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны в месте заливки, м.

Количество сухого цемента

$$Q = \frac{V_{ц.ст}}{1/\rho_{ц} + K}. \quad (V.9)$$

Обычно количество цемента, определенное по формуле (V.9), увеличивают на 10—25 % на потери, связанные с затворением и транспортированием цементного раствора до забоя.

При установке цементных мостов в поглощающих скважинах возможны случаи, когда цементный раствор поглощается при промывке и цементного стакана в колонне не остается. Поэтому целесообразно сначала уменьшить или ликвидировать поглотительную способность пласта, а затем устанавливать цементный стакан. Для снижения поглотительной способности могут быть использованы высоковязкие растворы, песчаные, резиновые или металлические пробки. Если применение указанных выше средств невозможно, следует использовать для закачки объемы цементного раствора, увеличенные в несколько раз по сравнению с определенными расчетным путем.

Установка мостов под давлением предназначена для изоляции не только фильтра, но и призабойной зоны пласта. При этом цементным раствором заполняют каналы движения флюида и поры пласта. Объем закачиваемого в скважину цементного раствора в этих случаях определяют по формуле

$$V_{пр} = V_c + V_z + V_{п}, \quad (V.10)$$

где V_c — объем раствора, оставляемого в скважине (цементный стакан); V_z — объем раствора, задавливаемого за стенки скважины; $V_{п}$ — объем потеряннного цементного раствора при закачке его в скважину (0,2—0,3 м³ в зависимости от глубины скважины и способа затворения цемента).

Объем цементного стакана рассчитывают по формуле (V.8), а объем задавливаемого в пласт раствора обычно задают, исходя из поглотительной способности скважины.

Цементные мосты под давлением могут выполняться по нескольким технологическим схемам. При осуществлении одной из них проводят следующие работы: спускают в скважину НКТ в интервал перфорации и промывают скважину; при открытом затрубном пространстве в ПКТ закачивают воду, цементный раствор, снова воду и продавочную жидкость в объеме, обеспечивающем поднятие цементного раствора в затрубном пространстве до расчетной высоты цементного стакана. Закрывают затрубное пространство и задавливают в пласт цементный раствор, оставляя часть его в трубах; приподнимают трубы на 50—100 м, делают обратную промывку; закрывают трубы, создают в скважине некоторое избыточное давление; ожидают затвердение цемента. Нашупывают насосно-компрессорными трубами голову цементного стакана; определяют герме-

тичность моста путем создания избыточного давления и снижением давления.

Другая схема отличается от описанной выше тем, что цементный раствор сначала перекачивают в затрубное пространство, а затем задавливают в пласт после подъема труб из зоны перфорации на некоторую высоту. При этом продавочную жидкость нагнетают по затрубному пространству. Эта схема обычно осуществляется в целях предупреждения прихвата НКТ загустевшим цементным раствором. Использование первой схемы предпочтительнее, так как цементный раствор еще не успевает загустевать и лучше проникает в пласт.

Известны и другие технологические схемы, например, цементный мост под давлением в скважинах с хорошей приемистостью можно устанавливать при нахождении башмака НКТ в зоне расчетной «головы» цементного стакана в колонне. В этом случае затрубное пространство закрывают в момент, когда цементный раствор достигает башмака НКТ, после чего его задавливают в пласт. В момент, когда продавочная жидкость достигает башмака НКТ, закачку жидкости прекращают. Затем осуществляют обратную промывку, после чего трубы приподнимаются на 50—100 м и скважину оставляют на ОЗЦ.

На основании данных исследования скважин глубинными расходомерами-дебитомерами, которые показывают, что обычно работает только часть вскрытой мощности, широко рекомендовать эту схему не представляется возможным, так как сплошной заливки всего интервала получить не удастся, а следовательно, качество изоляционных работ может быть невысоким.

В промышленной практике в зависимости от опыта инженерно-технических работников могут применяться разновидности описанных выше схем. Это необходимо подчеркнуть, так как условия каждого месторождения, каждой скважины должны быть учтены при составлении плана изоляционных работ.

Если надо повторить испытание или испытать только часть вскрытого пласта, цементный стакан разбуривают до необходимой глубины. Его также разбуривают при установке выше расчетной глубины.

Особое место в изоляционных работах занимает цементирование призабойной зоны пласта под давлением без оставления цементного стакана в скважине. Этот способ, известный как метод Н. К. Байбакова, осуществляется по следующей технологической схеме: цементный раствор закачивают в пласт через НКТ, установленные ниже нижних отверстий фильтра. После задавливания цементного раствора — в пласт агрегаты подключают к затрубному пространству и обратной промывкой удаляют из колонны лишний цементный раствор, промывка ведется до наступления начала схватывания его. Для

предупреждения прихвата трубы при промывке перемещают на высоту трубы, а для предупреждения возврата цементного раствора из пласта промывку ведут с противодавлением на устье. После окончания промывки трубы поднимают выше фильтра и скважину оставляют под давлением.

§ 2. РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ МОСТАМИ

Сложность процесса установки цементного моста и большие затраты времени на их установку заставляют искать пути упрощения, ускорения и удешевления этих работ. Способы установки мостов с помощью желонки с использованием канатов были известны давно. Но при больших глубинах в скважинах, заполненных глинистым раствором с высокой плотностью, обычной желонкой установить мост невозможно.

Дальнейшим развитием работ по установке мостов с помощью желонки явилось использование каротажных подъемников, а для открытия желонки и выталкивания из них цементного раствора — применение различных приспособлений и взрывчатых веществ. При проектировании устройств изыскивали конструктивные решения, которые способствовали бы предупреждению оседания цементного раствора в результате разности плотностей цементного и бурового растворов.

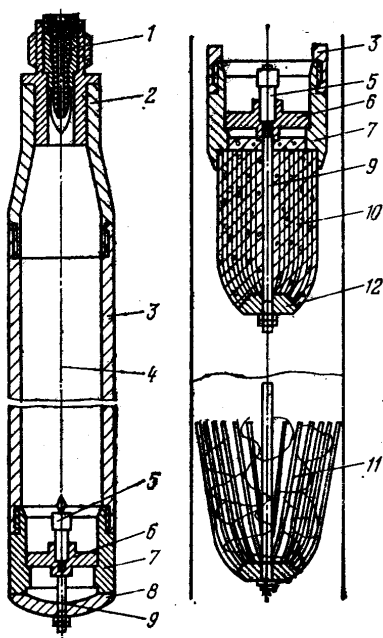
В начале 60-х годов большое распространение получили стреляющие тампонажные снаряды (СТС). Из этого снаряда в колонну взрывом выталкивалась запрессованная под значительным давлением резиновая пробка. Диаметр ее превышал диаметр обсадной колонны. За счет упругих свойств резины пробка расширялась и останавливалась в колонне. Предполагалось, что эта пробка способна разобщить пласты. Однако опыт показал, что пробки способны перемещаться вниз под действием силы тяжести труб и вверх при наличии некоторого перепада давлений. В большинстве случаев герметичности добиться не удавалось. Тогда над резиновой пробкой стали выливать цементный раствор, с помощью которого достигалась герметичность колонны.

Сжатие резины и запрессовка ее в корпус стреляющего тампонажного снаряда довольно сложны, а эффективность была невысокой. Поэтому способ СТС совершенствовался. Наиболее удачным был пружинно-цементный мост конструкции треста Грознефтегеофизика (рис. 71).

Это устройство состоит из желонки и пружинно-цементной пробки. Последняя представляет собой корзину из стальных проволок без верхнего обода, заполненную цементным камнем. При спуске в скважину стальные проволоки зажаты ободом в башмаке желонки. Во время взрыва проволоки выталкиваются из обода и, выпрямляясь, опираются о стенки обсадной колонны. Цементный камень при взрыве частично раз-

Рис. 71. Желонка и пружинно-цементная пробка для установки цементных мостов:

1 — электроввод; 2 — переходная головка; 3 — корпус; 4 — электропровод; 5 — взрывной патрон; 6 — держатель; 7 — башмак; 8 — крышка-клапан; 9 — стяжной стержень; 10 — цементный стакан; 11 — проволоочный зонт (корзинка); 12 — венчик. Внизу показаны раскрывшийся зонт и цементный стакан над ним в контуре колонны



рушается и заполняет образовавшуюся корзину. Цементный раствор, доставляемый в желонке, выдавливается из нее и, твердея, образует цементный стакан, размеры которого зависят от диаметров желонки и обсадной колонны. В 146-мм колонне можно использовать желонки диаметром 73—89 мм. В первом случае 1 м длины желонки позволяет оставить в обсадной колонне стакан высотой 0,24 м, во втором — около 0,40 м.

В 168-мм обсадной колонне применение таких желонки позволит получить цементные стаканы в тех же условиях высотой соответственно 0,17 и 0,25 м.

Для получения цементных стаканов большей высоты необходимо применять желонки длиной 9—12 м или делать несколько спусков желонки. При доставке цементного раствора с помощью каротажных подъемников используют желонки, составленные из нескольких секций.

Конструкции клапанных устройств желонки, а также способы вытеснения цементного раствора весьма разнообразны.

§ 3. РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ ВЗРЫВНОГО ПАКЕРА

В последние годы разработан и применяется способ разобщения пластов в скважине с помощью взрывного пакера. Пакеры выпускаются шести типоразмеров для обсадных колонн диаметрами 114—127 мм.

Взрывной пакер представляет собой толстостенный герметичный стакан из алюминиевого сплава, снабженный зарядом ВВ (рис. 72). Величина заряда подбирается для конкретного случая и зависит от свойств ВВ, прочностных характеристик металла, из которого изготовлен пакер, размеров пакера и обсадной колонны. При взрыве ВВ происходит деформация

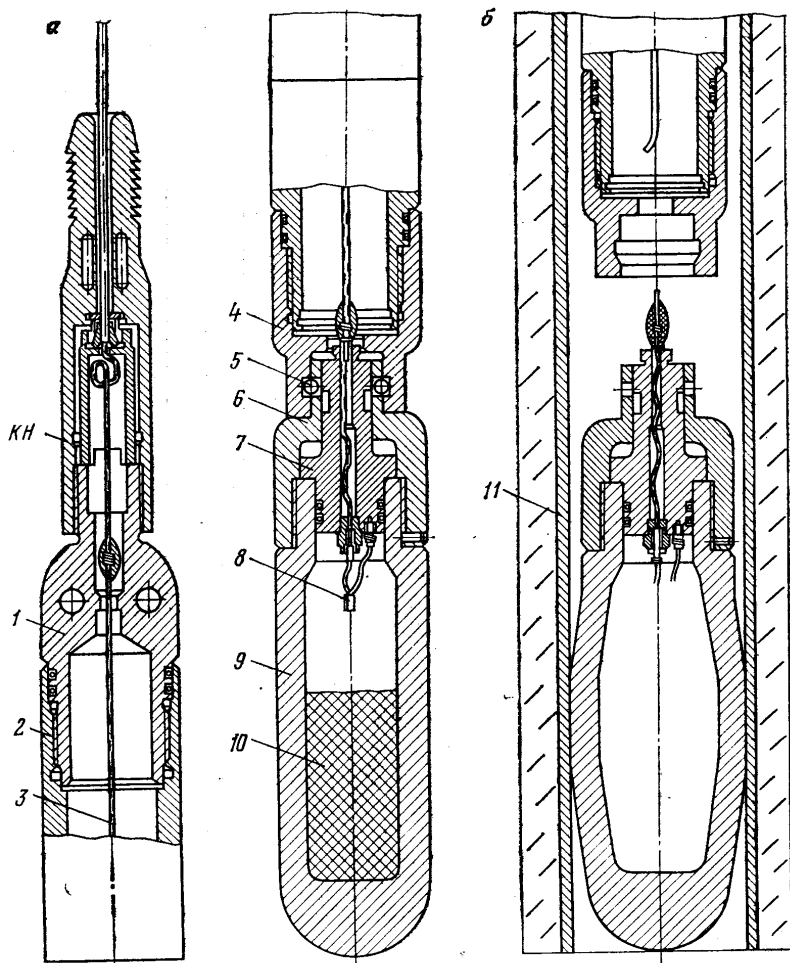


Рис. 72. Устройство взрывного пакера:

а — до установки (при спуске); *б* — после установки в обсадной колонне; 1 — головка; 2 — утяжелитель; 3 — электропровод; 4 — переходник; 5 — фиксирующие шарики; 6 — головка пакера; 7 — пробка; 8 — электрозапал; 9 — корпус пакера; 10 — пороховой заряд; 11 — обсадная колонна

стакана, который, расширившись, впрессовывается в стенки колонны. При этом может наблюдаться деформация обсадной колонны, в результате чего создается прочное герметичное соединение стакана с обсадной колонной. Герметичность и прочность сцепления зависят от площади соприкасающихся поверхностей. Опыт показывает, что при соотношении длины стакана к его диаметру, равном 3 : 1, можно обеспечивать герметичность при перепаде давлений 200—300 кгс/см².

Корпус пакера изготовляют из сплавов алюминия, способных удлиняться при растяжении на 10—12 %. Исходя из этих условий, подбирают зазор между пакером и обсадной колонной, величина которого не должна превышать 10—12 % диаметра корпуса пакера.

После установки взрывного пакера кабель с утяжелителем извлекают из колонны. В конструкции этого приспособления предусмотрено автоматическое отсоединение кабеля от корпуса пакера.

§ 4. ЛИКВИДАЦИЯ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ И НАРАЩИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА

В процессе испытания разведочных скважин нередко случается, когда необходимо ликвидировать заколонную циркуляцию или нарастить цементное кольцо за эксплуатационной колонной. В обоих случаях в заколонное пространство закачивают цементный раствор.

Заколонная циркуляция обычно обнаруживается при вскрытии очередного горизонта. Признаками ее являются наличие в жидкости значительного количества бурового раствора или получение посторонней пластовой жидкости, например, воды с резко отличающейся минерализацией, приток воды вместо нефти и наоборот. Наличие заколонных перетоков уточняют с помощью термометрии, гамма-каротажа и других методов. Затем составляют программу по их ликвидации, где предусматривается:

- 1) определение приемистости, а при наличии циркуляции давления при различных расходах жидкости;
- 2) расчет количества цементного раствора для задавливания в заколонное пространство;
- 3) разработка мероприятий по проверке эффективности проведенной ликвидации заколонной циркуляции.

При наличии заколонной циркуляции между испытываемым пластом и пластом, расположенным ниже, работы по ее ликвидации осуществляют через специальные отверстия, простреленные в зоне этого пласта, с использованием пакеров различного типа. Для большей безопасности и повышения качества работ предпочтительнее использовать извлекаемые разбуриваемые пакеры.

Схема указанного выше процесса показана на рис. 73. Устранение заколонной циркуляции нагнетанием в фильтр большого количества цементного раствора без создания специальных отверстий нежелательно, так как цементный раствор может попасть в продуктивную часть пласта и осложнить его испытание. Поэтому при наличии заколонной циркуляции между интервалом перфорации и вышележащими пластами может быть рекомендована схема ликвидации перетока

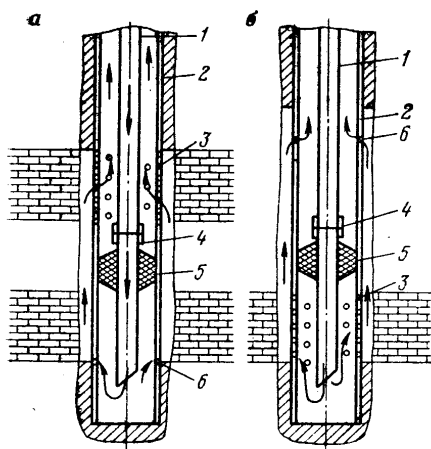


Рис. 73. Схема процесса ликвидации колонной циркуляции с помощью пакера и специальных отверстий:

а — при наличии связи с нижним пластом; *б* — при наличии циркуляции выше фильтра; 1 — заливные трубы; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — фильтр; 4 — устройство для отсоединения пакера; 5 — пакер; 6 — специальные отверстия

с использованием специальных отверстий выше интервала перфорации путем закачки цементного раствора при установленном в колонне разбуриваемом пакере.

В промышленной практике иногда используют направленные гидроразрывы и гидроперфорацию для создания полостей, которые, будучи заполнены цементным камнем, становятся экранами, препятствующими движению жидкости. Поскольку при испытании скважин эти процессы используются редко, технология их проведения не рассматривается.

Нарастить цементное кольцо можно через специальные отверстия в колонне, сделанные с помощью пулевой, кумулятивной или гидроабразивной перфорации. В этом случае фильтр в скважине перекрывают временным мостом (цементный стакан, глинопесчаная пробка, извлекаемый или разбуриваемый пакер и т. д.). Через отверстия восстанавливают циркуляцию и интенсивно промывают колонную часть скважины. Если позволяют условия, промывку лучше осуществлять водой, по степени загрязнения которой можно судить о качестве промывки ствола скважины.

Цементный раствор закачивают по колонне или через колонное пространство, причем для закачки по колонне можно использовать заливные трубы или закачивать раствор непосредственно по колонне. Каждый из способов имеет свои преимущества и недостатки. Во всех случаях в зоне специальных отверстий в колонне оставляют цементный стакан, который после ОЗЦ разбуривают. Герметичность отверстий проверяют путем создания избыточного давления или снижением давления.

Нередки случаи, когда в процессе испытания скважины специальные отверстия открываются и через них происходит связь скважины с колонным пространством. Поэтому необходим постоянный контроль за состоянием отверстий, а работы, связанные с созданием высоких давлений в скважине, проводят с использованием пакеров.

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ КОЛОННЫ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Негерметичность эксплуатационной колонны во время испытания скважины может возникнуть вследствие нарушения ее целостности перфорацией или разрушения труб под воздействием различных нагрузок.

Исследованиями ВНИИКнефти установлено, что при спуске колонн в глубокие скважины с использованием элеваторов резьбовые соединения недовинчивают из-за деформации муфты и это приводит к негерметичности соединений. Ликвидировать ее в этом случае удастся докреплением соединений.

Определять места пропусков жидкости в эксплуатационной колонне можно различными методами, выбор которых зависит от условий работы и поглотительной способности скважины. При высокой поглотительной способности может быть использован способ прокачки резиновой манжетной пробки. Последнюю вставляют в верхнюю трубу и прокачивают продавочную жидкость в объеме эксплуатационной колонны. Затем грузовиком на проволоке определяют место нахождения пробки, которая останавливается ниже места нарушения колонны.

При хорошей поглотительной способности могут быть использованы и другие методы, в частности, связанные с закачкой жидкости, качественно отличающейся от той, которая заполняет скважину. Один из таких методов заключается в том, что в скважину, заполненную через спущенные в интервал перфорации (или предполагаемое место нарушения) трубы, закачивают некоторое замеренное количество воды. Когда вода достигнет башмака НКТ, затрубное пространство закрывают, таким же количеством раствора задавливают в пласт воду. Если в процессе обратной промывки выноса воды не будет — место нарушения находится вблизи башмака труб или ниже его, при выходе всего объема воды или части этого объема место нарушения находится выше башмака труб.

Место притока или поглощения в скважине можно найти с помощью резистивиметра и термометра. В первом случае место нарушения в колонне определяют по изменению удельного сопротивления жидкости в колонне, во втором — по изменению ее температуры. В обоих случаях сначала снимают фон при нахождении жидкости в статических условиях, затем создают условия для ее движения, вызывая приток или закачивая жидкость на поглощение и снова измеряют удельное сопротивление или температуру по стволу. Сравнение последней записи с фоновой позволяет определять место нарушения.

Обнаружить место поступления жидкости в скважину (или ее поглощения) можно также, используя радиоактивные

добавки. При этом активизированные жидкости доставляются в интервал предполагаемого нарушения и задавливаются в пласт. Затем тщательно промывают колонну для вымывания оставшейся активированной жидкости и с помощью геофизических приборов (гамма-каротаж, нейтронный каротаж и др.) определяют место нарушения колонны труб.

Для определения места нарушения колонны и его характера могут быть использованы печати, способные делать боковые отпечатки, а также скважинные телевизионные и фотоустановки. Для этих целей можно применять также различные геофизические приборы, локаторы, дефектомеры и др.

Устранить негерметичность колонны труб можно различными способами. Наиболее распространенным является способ цементирования под давлением, при котором в месте нарушения устанавливают цементный мост под давлением, а затем разбуривают его. Цементный камень, образовавшийся за колонной, ликвидирует негерметичность, и колонна становится пригодной для дальнейшего проведения работ.

В последнее время для ликвидации негерметичности колонны предложено использовать металлические заплаты. В интервал нарушения спускают тонкостенные гофрированные трубы, которые при создании внутреннего давления в них распрямляются и образуют плотный контакт с трубами эксплуатационной колонны. Такой метод ликвидации нарушения более эффективен, чем цементирование под давлением.

В практике встречаются случаи ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны путем спуска дополнительной колонны.

§ 6. ОПРЕССОВКА КОЛОННЫ

Правилами разработки нефтяных месторождений эксплуатации скважин предусматривается обязательная опрессовка колонны перед перфорацией для оценки ее герметичности. Установлены нормы, согласно которым герметичной считается колонна, если за 30 мин давление снизилось не более чем на 5 кгс/см^2 . Мы считаем, что все колонны следует испытывать при давлении, достигающем 80 % от допустимого напряжения наиболее слабой трубы в колонне.

Опыт показывает, что опрессовка эксплуатационных колонн при давлении $200\text{--}250 \text{ кгс/см}^2$ и выше облегчает проведение процессов воздействия на пласты, где используют повышенные давления.

Для опрессовки колонны следует использовать буровой раствор или воду, которой надо отдавать предпочтение. Для каждого месторождения в зависимости от геолого-технических факторов устанавливается порядок испытания обсадных

колонн на герметичность опрессовкой, снижением уровня или обоими способами вместе.

При испытании на герметичность снижением давления уровень жидкости в колонне рекомендуется уменьшать в зависимости от глубины скважины:

Глубина сква-				
жины, м	500—1000	1000—1500	1500—2000	>2000
Снижение уровня				
жидкости, м	≥500	≥650	≥800	≥1000

В фонтанных скважинах возможна замена жидкости более легкой, если перепад между пластовым и забойным давлениями будет соответствовать снижению уровня в указанных пределах.

Колонна при испытании снижением уровня считается герметичной, если при глубине 1000 м уровень в скважине за 8 ч наблюдения поднялся не выше чем на 2 м. Следует заметить, что установленное время наблюдения завышено, так как сток жидкости со стенок труб происходит за значительно меньший срок, также меньше требуется времени на получение интенсивного притока из пласта. Поэтому для скважин, вскрывших пласты с аномально высокими давлениями, время ожидания притока может быть уменьшено до 1 ч.

Колонну необходимо испытывать на герметичность перед перфорацией каждого нового горизонта. Эти работы особенно тщательно должны проводиться в скважинах с высокими пластовыми давлениями и газовыми факторами.

Глава VI

АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ

§ 1. АВАРИИ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Наиболее распространенными авариями при испытании скважин являются: прихваты НКТ при установке цементных мостов; обрывы НКТ; заклинивание и прихват перфоратора; обрыв кабеля при перфорации или троса при свабировании скважины; падение в скважину посторонних предметов; прихват пакера и якоря.

Прихваты НКТ могут происходить вследствие преждевременного загустевания или схватывания цементного раствора, увеличения времени проведения процесса, непредусмотренных планом различных простоев при наступлении срока схватывания цементного раствора, а также низкого организационного и технологического уровней проведения операции по установке цементного моста.

Число прихваченных (зацементированных) насосно-компрессорных труб зависит от объема цементного раствора, находящегося в скважине. На успешность освобождения труб влияют многие факторы: размер кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ, кривизна скважины, наличие труб необходимого размера для изготовления обурочных коронок, мощность подъемного сооружения и ротора для вращения, сменность работы бригады, наличие инструмента с левой резьбой или приспособлений для отвинчивания труб и др.

В промысловой практике немало случаев, когда аварии подобного типа ликвидируются успешно. Аварии ликвидируются следующим образом. Определяют место прихвата. В большинстве случаев его высота равна высоте цементного стакана в НКТ. Поэтому, спустив груз с помощью лебедки (Азинмаш-8), можно определить место прихвата, отворачивают и извлекают свободные НКТ, спускают в скважину обурочную коронку и разбуривают цементный камень. Если позволяет длина коронки (а она может быть изготовлена из нескольких труб), можно обурить все трубы за один рейс. Спускают

труболовку, отвинчивают и извлекают на поверхность обуренные трубы.

В скважинах, где кольцевой зазор между муфтой НКТ и обсадной трубой меньше толщины обурочной коронки, приходится офрезеровать и муфту. В этом случае режущую часть обурочной коронки армируют твердым сплавом, а прихваченные трубы отвинчивают после обуривания каждой из них. Если невозможно обурить трубы, то их расфрезеровывают. Для освобождения прихваченных труб можно рекомендовать ослабление резьбовых соединений применением шнуровой торпеды, а также использование кумулятивного трубореза.

Процесс извлечения труб может быть осложнен падением в кольцевое пространство металлических предметов, обрывом коронки и др. Поэтому все процессы по спуско-подъему труб и разбуриванию проводят с повышенной осторожностью с установленными на устье скважины предохранителями для предотвращения попадания мелких предметов в скважину. Из-за отсутствия или недостатка серийного оборудования и труб с левой резьбой иногда используют различные приспособления. В этих случаях нередко осложнения аварий и потери испытываемого горизонта или целиком скважины.

Основные мероприятия по предупреждению прихвата труб во время изоляционных работ сводятся к следующему:

- проверка соединений заливочных труб и качества самих труб;

- использование цемента с данными о сроках загустевания, а также начала и конца схватывания цементного раствора, приготовленного на воде, которая будет использована на буровой, в отдельных случаях следует учитывать и влияние пластовой воды на сроки загустевания и схватывания, которые должны быть больше, чем время, планируемое на всю операцию;

- проведение операций только при наличии резервного насосного агрегата;

- обеспечение постоянной работоспособности оборудования;

- использование в нижней части колонны труб меньшего диаметра или труб, изготовленных из легко разбуриваемых материалов, а в верхней части — повышенной прочности.

Обрыв и падение НКТ в скважину могут быть вследствие:

- превышения максимально допустимых нагрузок на тело и резьбовые соединения труб;

- недостаточного или неправильного крепления резьбовых соединений;

- использования труб низкого качества, подвергшихся коррозии пластовыми водами и кислотными растворами;

- подъема труб элеватором на одном стропе;

- резкой посадки элеватора на стол ротора.

Оборвавшиеся и упавшие в скважину насосно-компрессорные трубы деформируются и, если позволяет диаметр обсадной колонны, могут разместиться в скважине в два ряда. Трубы извлекают с помощью внутренних или наружных труболов.

Извлечение труб проводят по следующей схеме:

спуская шаблон или печать, определяют глубину, на которой находятся трубы, и форму верхней части труб;

спускают освобождающуюся труболовку и захватывают трубы; иногда в зависимости от причин падения труб проворачивают их вправо для дополнительного крепления резьбовых соединений;

поднимают трубы из скважины, при этом могут быть «затяжки» вследствие осадки в зумпфе колонны или изгиба деформированных труб. Если величина затяжки превышает силу тяжести труб, то колонны расхаживают или освобождают труболовку и применяют другой способ извлечения труб.

При падении колонны в скважину трубы могут сломаться, тогда их извлекают частями.

Среди мероприятий по предупреждению обрыва и падения труб в скважину главными являются устранение причин, описанных выше. Кроме этого, необходимо не допускать сбрасывания высокопрочных труб при разгрузке. Следует учитывать, что незначительная деформация легированных труб приводит к потере прочностных характеристик и обрывам при нагрузках, значительно меньших паспортных.

Заклинивание и прихват перфораторов, особенно корпусных, не исключены, хотя при выборе перфоратора для вскрытия пласта учитывают необходимые для безаварийной работы зазоры между ним и колонной.

При ликвидации прихвата в первую очередь освобождают кабель. Расхаживание прихваченного прибора с использованием кабеля не рекомендуется, так как это приводит к его порче, обрыву и осложнению процесса. Для освобождения кабеля используют различные канаторезки, которые спускают на канате, а чаще всего на насосных штангах или трубах. Большинство канаторезок основано на зажиме клинового ножа при движении канаторезки вверх.

После извлечения кабеля приступают к освобождению прибора. Сначала пытаются сбить его на забой, а затем в зависимости от глубины зумпфа решают вопрос о необходимости извлечения прибора. Извлекают прибор различными приспособлениями, выбор которых зависит от диаметров прибора и обсадной колонны, длины прибора (наружные труболовки, пауки, патрубки, снабженные захватами и др.).

В ряде случаев в скважине может остаться оборвавшийся кабель или трос. При работе кабелем или тросом в башмаке НКТ устанавливают специальный ограничитель, препят-

ствующий выпадению в обсадную колонну снаряда (прибора) и кабеля (троса). В этом случае кабель извлекают вместе с НКТ. Таким же способом предупреждается попадание в обсадную колонну проволоки, на которой спускают исследовательские приборы.

При обрыве кабеля (троса, проволоки) в процессе работы им в обсадной колонне извлечение начинают с определения места его нахождения, для чего измеряют длину кабеля, вышедшего из скважины. Ловильные работы ведут с особой осторожностью, так как трубы, из которых спускается ловильный инструмент, может заклинить. Во многих нефтяных районах используют ловильный инструмент, снабженный ограничителями, диаметр которых близок к диаметру колонны. Это предупреждает попадание кабеля в пространство над спускаемым инструментом и заклинивание колонны труб.

При посадках во многих случаях инструмент проворачивают, пытаясь закрепить кабель путем намотки на ловильный инструмент, и приподнимают трубы. При подъеме первых нескольких труб вследствие растяжения каната может не наблюдаться увеличения силы тяжести труб, связанного с извлечением кабеля, и может создаться мнение, что кабель не захвачен. Это необходимо учитывать. Обычно пробки из спутанного кабеля образуются после неоднократных спусков ловильного инструмента, поэтому после попытки захватить кабель надо поднять инструмент.

Спуск инструмента для следующей операции должен быть более осторожным: возможно кабель поднимался, но потерял в пути и находится выше места, где он был встречен первый раз. Неудавшаяся попытка извлечь кабель обычно приводит к образованию пробки, которая затем расклинивается и создает металлический забой. Если не удастся разрыхлить пробку ершами или другими клинообразными инструментами, ее фрезеруют. Фрезерование кабеля сопряжено с возможностью возникновения более сложной аварии.

Падение в скважину посторонних предметов вызывает значительное число аварий. Наиболее часто при испытании в скважины падают сухари от ключей и спайдеров, гайки, шпильки, ключи, кувалды, секачи и другие предметы. Для предупреждения их падения на устье скважины устанавливают предохранительные устройства (резиновые или прорезиненные листы и др.).

Падение предмета, который свободно проходит в обсадной колонне, обычно не вызывает аварийной ситуации. Авария возникает, когда посторонний предмет попадает в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и НКТ и там заклинивается. Причем попасть туда он может сверху (падение) и снизу (подхваченный струей промывочной жидкости в случае небольшого зумпфа).

Освобождение прихваченного пакера и якоря. Причиной прихвата пакеров и якорей, используемых при испытании обсаженных скважин, могут быть:

выпадение осадка из бурового раствора или породы из перфорированного интервала, расположенного выше пакера (якоря);

изменение твердости и упругих свойств резины при высокой температуре в скважине;

попадание постороннего предмета в пространство между пакером и колонной;

заклинивание плашек вследствие перекоса или разрушения их.

Пакер может быть освобожден расхаживанием при интенсивной промывке. Обратная промывка позволяет при расхаживании якоря создать условия для входа плашек в гнезда. При отсутствии циркуляции пакер может быть освобожден путем развинчивания и извлечения по частям. Известно, что для этих целей одно из соединений пакера имеет левую резьбу. При вращении инструмента вправо часть пакера отвинчивается, и в скважине остаются разрозненные детали. При вращении инструмента могут быть созданы условия для освобождения труб. Обычно на освобождение прихваченного пакера и якоря затрачивается незначительное время, если эта авария не осложнена.

Разрушение металлического предмета торпедами. При наличии в скважине крупного металлического предмета, не поддающегося извлечению ловильным инструментом, его разрушают с помощью скважинных торпед типа ТКО.

Работы осуществляют по следующей технологической схеме. Скважину тщательно промывают, чтобы торпеда доходила непосредственно до предмета. Спускают торпеду и производят взрыв. Проверяют состояние предмета с помощью печати и пытаются извлечь предмет. Если после первого взрыва успеха не добились, повторяют спуск торпеды. Практика использования торпед при авариях в бурении показала, что необходимы две торпеды, чтобы разбить долото на три-четыре части, и пять торпед, чтобы разбить роторный клин.

Промывку осадка в НКТ можно проводить с помощью труб небольшого диаметра. За рубежом этот способ распространен широко. Трубы спускают до верхней части образовавшейся пробки и с помощью насосного агрегата размывают осадок и извлекают его на поверхность. Нижний конец труб может быть оборудован специальными приспособлениями (штуцером, гидромониторным приспособлением и др.). Для промывки применяют нефть, воду, глинистый раствор.

Особый интерес представляют такого типа работы в скважинах с АВПД, когда глушение фонтана при забитых трубах сопряжено с трудностями.

Промывка забитых насосно-компрессорных труб с помощью

труб меньшего диаметра осуществляется во многих нефтяных районах нашей страны, хотя объем работ ограничен недостатком труб небольшого диаметра.

Приведем описание одного из процессов. В скв. 23 Ачалуки (Грознефть) при глубине 2412 м эксплуатационная 168-мм колонна спущена до 2351 м. В нее спущена до глубины 1500 м и зацементирована до устья 114-мм колонна. Открытый ствол составляет 61 м. Верхняя часть открытого ствола, сложенная из чешуйчатых глин фораминиферовых отложений, подвергалась обвалообразованию. Порода поднималась по насосно-компрессорным трубам, где образовалась пробка.

Промыть скважину не удалось: при давлениях в трубах 300 кгс/см² и в затрубном пространстве 250 кгс/см² не удалось восстановить циркуляцию. В скважине находилось 1610 м НКТ диаметром 73 мм и 736 м 60-мм труб. Промывку 73-мм труб можно осуществить с помощью стандартных 48-мм труб. Для 60-мм труб были использованы крекингные штанги диаметром 33,5 мм, крекинговые 28-мм трубы и обычные газовые 25-мм трубы. Трубы диаметром 33,5 и 28 мм собирали на внутренних муфтах с проходным сечением 16—18 мм. Промывку проводили при установленной на устье фонтанной арматуре и промывочной головке с уплотнением под 48-мм трубы.

Для предупреждения выброса и открытого фонтанирования в процессе промывки 48-мм трубы опустили до глубины 1610 м и заменили нефтяной столб глинистым раствором. Затем спустили вниз 400 м 35,5-мм труб и промыли пробку в трубах до глубины 2017 м. Вследствие небольших зазоров в кольцевом пространстве, малых диаметров проходных сечений при использовании глинистого раствора во время промывки давление на насосном агрегате при минимальной подаче достигало 220—240 кгс/см². После наращивания 240 м крекинговых труб давление при промывке возросло до 260—280 кгс/см². Тем не менее без осложнений промыли трубы до глубины 2259 м. Затем нарастили 110 м обычных газовых труб и продолжили промывку до глубины 2351 м. Таким образом, удалось промыть осадок через 60,2-мм НКТ, спущенные на глубину 736 м при общей длине колонны 2351 м.

Подобные операции неоднократно использовали на других скважинах. Такие операции необходимо осуществлять при испытании скважин с аномально высокими пластовыми давлениями, когда нельзя поднимать насосно-компрессорные трубы без восстановления циркуляции и контроля за состоянием раствора в скважине.

§ 2. ОТКРЫТЫЕ ФОНТАНЫ

Как показывает анализ, открытые фонтаны возникают вследствие низкой производственной и технологической дисциплины и недостаточного опыта работающих, а также в результате

недостаточной работоспособности установленного на устье оборудования. В СССР ведется большая работа по предупреждению открытого фонтанирования. Естественно, что открытое фонтанирование возможно, когда пластовое давление выше гидростатического, и чаще при АВПД.

Если проанализировать процессы, при которых происходит фонтанирование, то увидим, что наиболее часто оно наблюдается при вскрытии пластов бурением, реже при вскрытии пластов перфорацией и при испытании.

Открытие нефтегазовых залежей с высокими пластовыми давлениями, приуроченных к терцинно-поровым известнякам верхнего мела в Чечено-Ингушской АССР, позволило в 60-е годы резко поднять добычу нефти и газа в этом районе. Но недостаточное знание геологического разреза, отсутствие опыта вскрытия подобных залежей, низкая работоспособность противовыбросового оборудования, нарушение технологической дисциплины были причинами нескольких открытых фонтанов в этом районе. Приведем причины и описание мероприятий по ликвидации некоторых из них, причем названы условные номера скважин.

С кв. 1 проектировалась для вскрытия верхнемеловых отложений на глубине 2750 м. При проводке скважины были спущены 273-мм кондуктор на глубину 200 м, 168-мм эксплуатационная колонна до глубины 2351 м. Ниже этой глубины предусматривался спуск хвостовика диаметром 114 мм. К моменту открытого фонтанирования забой скважины достиг глубины 2412 м. Причинами открытого фонтанирования явились нарушения техники и технологии проводки скважины и низкая надежность противовыбросового оборудования.

Открытое фонтанирование было допущено при подъеме бурильного инструмента с долотом. Подъем проводили без подкачки в скважину раствора, а при небольших зазорах между колонной и долотом происходило поршневание, в результате которого возник выброс. Буровой бригадой были приняты меры по предотвращению открытого фонтанирования — на бурильный инструмент навернули обратный клапан и ведущую трубу и закрыли находящийся на устье превентор, опрессованный на 120 кгс/см². Но не были открыты отводы для снижения давления, поэтому, когда давление в колонне достигло 186 кгс/см², резиновый элемент превентора сорвался, и скважина перешла на открытое фонтанирование.

Проводимые в первый период работы по ликвидации открытого фонтанирования сводились в основном к установке пакеров различных конструкций и закачке в скважину воды, глинистого раствора, цементного раствора, быстросхватывающейся смеси. Все это не дало положительного результата. При прокачке воды, глинистого и цементного растворов в верхней части колонны появились нарушения, что привело к образованию грифонов. Для

предупреждения пожара в газонефтяную струю непрерывно подавали воду.

Работы по глушению фонтана начали с ликвидации грифонов. Для этого убрали приемный мост и на его месте выкопали траншею, которая была отгорожена от кратера грифона земляной перемычкой. В траншее уложили три трубы большого диаметра, которые продавили через земляную перемычку к кратеру главного грифона. Нефть из грифона по трубам пошла в сторону. Тогда кратер забросали известковым камнем в мешках и цементом, при этом делали прокладки из брезента. Таким образом удалось отвести всю струю в грифон. Для отвода газонефтяной струи от превентора на него установили переводную катушку, новый превентор и приспособление с резиновым уплотнением, предусматривающим возможность спуско-подъема инструмента по отводам превентора. Были созданы необходимые условия для работы над устьем.

С помощью трактора-подъемника подняли бурильный инструмент, оставив в скважине 200 м, наверху на трубы 127-мм сетку (перфорированная бурильная труба) и спустили бурильный инструмент до башмака 168-мм колонны. В верхней части бурильного инструмента был установлен пакер, имеющий телескопический корпус и позволяющий струе по затрубному пространству проходить через место установки пакера. После установки пакера ниже интервала нарушения колонны стало возможным штучировать выходящую струю.

Во время подготовки к глушению фонтана заготовили 150 м³ глинистого раствора плотностью 1,7 г/см³. Сначала в скважину закачивали воду, затем глинистый раствор. После прокачки 60 м³ раствора фонтан заглушили, началась циркуляция глинистого раствора. Как при промывке, так и при остановке наблюдалось поглощение глинистого раствора, так как плотность его была высока.

После снижения плотности раствора в скважину спустили и зацементировали 1500 и 114-мм труб, перекрыв ими место нарушения в 168-мм колонне. Скважина была передана промыслу для эксплуатации.

Разведочную скв. 2 бурили с осложнениями. Ко времени открытого фонтанирования она имела следующую конструкцию: 120 м 426-мм кондуктора зацементированы до устья; 830 м 299-мм промежуточной колонны — цементный раствор поднят в интервале 803—180 м; 1755 м 168-мм эксплуатационной колонны — цементный раствор поднят в интервале 1755—875 м; ниже открытый ствол в интервале 2003—1755 м. Устье скважины было оборудовано превентором, опрессованным вместе с колонной на давление 200 кгс/см².

В процессе бурения скважины отмечено несколько случаев поглощений глинистого раствора. Во время одной из проработок бурильный инструмент диаметром 89 мм попал в желоб и

был прихвачен. Расхаживание, нефтяные ванны, торпедирование на глубинах 2000 и 1998 м не дали результата. Поэтому было решено извлечь бурильный инструмент, развинчивая его приспособления с левой резьбой. В ожидании подвоза такого инструмента скважину периодически промывали. Во время одной из промывок оказалось, что бурильные трубы забиты. В то же время из затрубного пространства через отводы превентора начался перелив раствора с дебитом 26 м³/сут. При закрытии задвижки отвода превентора давление в колонне быстро поднялось до 200 кгс/см², начались пропуски газа. Чтобы не допустить нарушения резинового элемента превентора, задвижку на отводе открыли, и скважина перешла на фонтанирование нефтегазовой смесью с давлением 85 кгс/см². Начался закрытый, но нерегулируемый фонтан.

На верхний фланец превентора установили переводную катушку и промывочную головку, через отвод которой для герметизации верхней части превентора был закачан цементный раствор. Инструмент в это время был подвешен на два элеватора. Для предохранения устья от разрыва при высоких давлениях над ним соорудили железобетонную тумбу размером 2400×2400×2500 мм. Для этого на устье поставили железный короб, внутри его армировали стальными стержнями и талевым канатом, установили трубы для отвода газа. В короб залили цементный раствор. После его затвердения один из отводов закрыли, и к нему в горизонтальном положении подсоединили фонтанную арматуру и нефтепровод, идущий к трапной установке, смонтированной вблизи буровой. После того как стало возможным пустить скважину в работу через фонтанную арматуру, второй отвод также был соединен с фонтанной арматурой. На все эти работы было затрачено 30 сут.

При проведении работ по обеспечению надежности устья была попытка задавить скважину через бурильный инструмент, так как появилась видимая связь труб с затрубным пространством. Как выяснилось значительно позже, были нарушены бурильные трубы на небольшой глубине и раствор, закачиваемый в трубы, подхватывался струей и выбрасывался через отводы, не создавая противодавления на пласт. Во избежание разъедания задвижек и особенно отводов превентора работы по глушению фонтана были прекращены.

Скважина работала через 25-мм штуцер с дебитом 1300 т/сут нефти и 429 тыс. м³/сут газа. Таким образом, остался нерегулируемый фонтан нефти, так как малейшее уменьшение диаметра штуцера приводило к увеличению давления на устье, а следовательно, к возможности его нарушения. Дальнейшие работы по закрытию фонтана были прекращены, и скважина была передана промыслу.

Как показала эксплуатация скважины, установка промывочной головки и сооружение железобетонной тумбы над устьем

было излишним, так как при попытках ограничить отбор вокруг тумбы и на площадке буровой появились грифоны. Установить место пропуска не смогли, потому что устье скважины было закрыто от наблюдения. Пропуски газа были также и в тумбе.

Скв. 3. Открытое фонтанирование на этой скважине явилось следствием халатного отношения к проведению испытания колонны на герметичность после установки цементного моста. Испытание под давлением проводили при установленной на устье промывочной головке. Оно показало, что при 200 кгс/см^2 на устье колонна, заполненная глинистым раствором, герметична.

При испытании снижением давления на забой путем замены глинистого раствора водой агрегат подсоединили к трубам, а на отвод промывочной головки, не установив крана или другого запорного устройства, прикрепили шланг для сброса раствора в желоб циркуляционной системы. При закачке в скважину воды вовремя не заметили, что из нее выходит жидкости больше, чем закачивают, т. е. пласт возбуждается. Началось фонтанирование. Установить кран на отвод головки не удалось, и скважина перешла на открытое фонтанирование нефтегазовой смесью. Для глушения фонтана надо было иметь всего одно запорное устройство. Его установили на приспособлении, представляющем собой хомут с патрубком.

После нескольких попыток удалось надеть хомут на отвод промывочной головки, закрепить болтами и закрыть кран. Закачка глинистого раствора при герметичном устье не представляла трудности, и фонтан был задавлен.

Скв. 4 была сдана в эксплуатацию после опробования в ней 21 объекта нижнего мела. Скважина нормально эксплуатировалась с дебитом 72 т/сут и газовым фактором $420 \text{ м}^3/\text{т}$. При установленном на устье штуцере диаметром $5,3 \text{ мм}$ давление на буфере составляло 165 , а в затрубном пространстве 185 кгс/см^2 .

Во время эксплуатации было обнаружено, что буферная, стволовая и межструнная задвижки на фонтанной арматуре негерметичны. В скважине нельзя было проводить исследовательские работы. Приняли решение заменить фонтанную арматуру. При давлении $140\text{--}80 \text{ кгс/см}^2$ было закачано в насосно-компрессорные трубы 2 м^3 воды и 7 м^3 раствора при объеме труб $7,2 \text{ м}^3$ с целью создать противодействие только в трубах. Фонтанирование из труб было прекращено. Тракторным краном сняли бывшую в эксплуатации фонтанную елку и поставили новую. При проведении этих работ затрубное пространство было закрыто, давление поднялось до 195 кгс/см^2 . Через отвод в колонной головке наблюдались выход газа и выплескивание раствора. Поскольку это наблюдалось и в процессе эксплуатации, на выброс раствора внимания не обратили.

После смены фонтанной елки открыли трубы — перелива не наблюдалось. Выдавить раствор из труб не смогли вследствие наступления темноты и отсутствия освещения. Скважина была

оставлена на ночь закрытой. Через некоторое время операторы, обслуживающие замерную установку, находящуюся на расстоянии около 1 км от скважины, услышали хлопок, подобный небольшому взрыву, и шум вырывающейся из отверстия струи газа. Произошло открытое фонтанирование через отвод на колонной головке. Газонефтяная смесь двигалась за эксплуатационной колонной.

В последующие дни определяли связь скважины с фонтанирующим пластом. Для этого пускали скважину в работу с большой депрессией, закачивали в пласт на поглощение воду — связи установлено не было. Нефтегазовая смесь шла за колонной.

Главной задачей по закрытию фонтана было отвести газ от устья на факел. Обнаружили, что отвод на колонной головке разъеден струей выходящего газа, поэтому газ решили отвести с помощью установленного внизу колонной головки хомута. Массивный обрезиненный стальной хомут с помощью тракторов-тягачей подтащили к колонной головке и болтовыми соединениями закрепили на колонной головке. Работали в противогазах. Работа была осложнена большим количеством конденсата, который обливал работающих. После установки хомута газовая струя была отведена на факел. Кроме того, был оборудован аварийный отвод. Давление, замеренное при работе через полностью открытые задвижки, составило 62 кгс/см^2 .

Над устьем был установлен агрегат «Бакинец 2М». В скважину, заполненную глинистым раствором, спустили электротермометр и определили глубину нахождения работающего пласта. Для изоляции эксплуатировавшегося пласта установили цементный мост. Испытали колонны на герметичность давлением.

Было решено глушить открытый фонтан через специально перфорированные отверстия. Ожидали, что при перфорации с использованием глинистого раствора может произойти его поглощение. Раствор попадает в газовую струю и может нарушить герметичность обвязки. Поэтому перфорировать колонну было решено с применением воды. Но при этом можно было ожидать поглощения, а затем выброса по колонне. Для предотвращения этого на устье установили приспособление, позволяющее герметизировать его при находящемся в скважине кабеле.

Перед перфорацией в колонне было создано избыточное давление в 50 кгс/см^2 для наблюдения за результатом перфорации. За один выстрел в колонне было пробито 28 отверстий (30 зарядов), давление в колонне упало до нуля, но поглощения и перелива не было. Подняли кабель и перфоратор, сняли приспособление и установили на устье вторую задвижку, подсоединили к колонне агрегат и, создав избыточное давление, установили связь между колонной и работающим пластом.

В период подготовки к глушению фонтана было заготовлено около 200 м^3 глинистого раствора и более 2000 м^3 воды. Глини-

стый раствор находился в металлических емкостях, вода — в земляных амбарах. Заглушить фонтан пытались дважды: первый раз из-за недостаточного числа агрегатов (при длительной работе по закачке воды три агрегата вышли из строя) заглушить фонтан не удалось, хотя уже во время фонтанирования наблюдался выход водогазовой смеси. При второй попытке задавили фонтан водой, затем глинистым раствором и закачали в скважину цементный раствор, приготовленный из 40 т цемента. Цементный раствор вышел на поверхность. После ОЗЦ опрессовали колонну на 200 кгс/см^2 , сняли хомуты, приварили к колонной головке новый отвод и установили на нем задвижку.

Причиной открытого фонтанирования явилось отсутствие цементного камня за колонной в зоне нефтегазопроявлений, что привело к газированию и выбросу глинистого раствора, находящегося за колонной, и нефтегазопроявлению. Основным мероприятием, предупреждающим подобные фонтаны, является увеличение высоты подъема цементного раствора за колонной.

Были описаны случаи открытого фонтанирования скважин, где пластовое давление значительно выше гидростатического. Они подобраны так, чтобы показать, что при вскрытии пласта бурением, спуско-подъемных операциях, опрессовке колонны и даже во время эксплуатации скважин могут проявить себя факторы, влияние которых иногда недооценивается.

Глава VII

ОБОРУДОВАНИЕ, ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН

При испытании скважин используют различного типа вышки, насосные агрегаты, наземное и подземное оборудование скважин, бурильные и насосно-компрессорные трубы, специальные приборы и инструменты для выполнения отдельных операций и процессов как входящих, так и не входящих в комплекс работ по испытанию скважин. Испытание первого объекта осуществляли, как правило, с помощью бурового станка, который использовали для бурения скважины. Последующие объекты часто испытывают при помощи специально смонтированного на устье оборудования.

§ 1. АГРЕГАТЫ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

В последние годы начат серийный выпуск агрегата для капитального ремонта и испытания скважин глубиной до 5000 м Азинмаш АКРО-80/400. В этот агрегат входят:

самходный подъемно-промывочный агрегат Азинмаш АПП-80/400 на четырехосном тягаче МАЗ-537;

малогабаритный ротор типа Р200×80 с управляемыми клиньями;

передвижные мостики МПП-6 с инструментальной тележкой; укрытие в виде отдельных щитов, монтируемых на агрегате и рабочей площадке;

противовыбросовое оборудование с гидроприводом на базе ППГ-150-320;

мягкая емкость вместимостью 25 м³.

Навесное оборудование подъемно-промывочного агрегата Азинмаш АПП-80/400 включает: однобарабанную лебедку, телескопическую вышку с талевой системой и системой вертикальной установки насосно-компрессорных и бурильных труб, гидродомкрат для подъема вышки, промывочный насос с манифольдом и арматурой, глубинную лебедку для исследования скважин, рабочую площадку с подсвечниками, регулируемые по высоте, механизм свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб.

Основные параметры агрегата

Грузоподъемность на крюке, т:

номинальная	80
максимальная кратковременная	100

Скорость подъема крюка, м/с:

минимальная	0,2
максимальная	1,35
Оснастка талевой системы	4×5
Диаметр талевого каната, мм	27
Высота двухсекционной телескопической вышки, м	28
Гидравлическая мощность насоса, кВт	100
Максимальное давление на выкиде насоса, кгс/см ²	400
Мощность, передаваемая на ротор, кВт	89
Натяжение на ходовом конце каната, тс	12
Емкость барабана (при диаметре каната 15,5 мм), м	2000

В настоящее время основной объем работ по испытанию скважин осуществляется с помощью самоходных агрегатов А-40 и А-50.

Агрегат А-50 состоит из следующих узлов.

1. Двухбарабанной лебедки:

подъемный барабан лебедки имеет четыре частоты вращения, при которых скорость подъема крюка при оснастке 3×4 изменяется от 0,181 до 1,215 м/с, а его грузоподъемность от 50 до 7,5 т; максимальное натяжение каната 10 тс;

тартальный барабан лебедки имеет две скорости, которые в зависимости от передачи коробки двигателя могут изменяться от 1,07 (I скорость при II передаче) до 6,25 м/с (II скорость при прямой передаче).

2. Телескопической, двухсекционной мачты высотой 22,4 м.

3. Ротора с гидроприводом для вращения колонны труб и для свинчивания — развинчивания труб при спуско-подъемных операциях. Максимальная мощность, передаваемая ротору от гидродвигателя, 41 кВт.

4. Промывочного насоса 9МГР с приводной мощностью 74 кВт при числе двойных ходов 50 и 90, различных диаметрах цилиндрических втулок (127—80 мм) обеспечивается подача от 3,65 до 16,7 л/с при давлениях соответственно 160 и 35 кгс/см².

Агрегат А-50 (А-40) выпускается серийно, К его недостаткам относятся: необходимость проводить спуско-подъемные операции с выбрасыванием труб на мостки; недостаточная мощность на приводе ротора; переключение скоростей коробки мощности вдали от пульта управления и др.

Агрегаты Азинмаш-37 («Бакинец») и Азинмаш-43А, предназначенные для подземного ремонта скважин, могут быть использованы также и при испытании скважин.

Техническая характеристика Азинмаш-37

Номинальная грузоподъемность на крюке, т	28
Номинальная мощность двигателя (при 1070 об/мин), кВт	80
Высота вышки (до оси кронблока), м	18
Оснастка четырехструнная	2×3
Число скоростей подъемного крюка	4 (реверсивные)

Скорости подъема крюка, м/с 0,225; 0,365;
0,615; 1,0

Емкость барабана для намотки тартального ка-
ната диаметром 15,5 мм, м 2000

Агрегат смонтирован на болотоходном тракторе Т-100 МГБ,
обладает хорошей транспортабельностью и устойчивостью.

Техническая характеристика Азинмаш-43А

Грузоподъемность на крюке, т:	
номинальная	28
максимальная	32
Номинальная мощность двигателя (при 2000 об/мин), кВт	152
Высота вышки (до оси кронблока), м	18
Оснастка четырехструнная	2×3
Число скоростей подъема крюка:	
прямых	4
обратных	1
Скорости подъема крюка, м/с	0,33; 0,63; 1,12; 1,42
Емкость барабана для намотки тартального ка- ната диаметром 15,5 мм, м	2000

Агрегат смонтирован на автомобиле повышенной проходимо-
сти КраЗ-214Б. Особенностью агрегата является электропнев-
матическое управление. Он снабжен взрывозащитными светиль-
никами, позволяющими освещать рабочее место и проводить
работы в ночное время. Агрегат укомплектован механизмом для
свинчивания и развинчивания труб с гидравлическим приводом.

При испытании скважин используются и другие агрегаты и
сооружения, нередко применяют буровое оборудование.

§ 2. НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ

При выполнении различных технологических операций во
время испытания скважин используют стационарные и чаще
самоходные насосные установки. Самоходные насосные агре-
гаты ЦА-320М, 3ЦА-400 (рис. 74), 2АН-500, 4АН-700, Азин-
маш-30 (30А), пескосмесительные агрегаты используют для за-
мены жидкости в скважине, глушения фонтанов, проведения
изоляционных работ, гидropескоструйной перфорации, гидро-
разрыва пластов, солянокислотных обработок и других техно-
логических операций.

В табл. 23—25 приведены основные характеристики насосных
агрегатов.

Для солянокислотных обработок используют специальный
агрегат Азинмаш-30 (30А) (табл. 26), который предназначен
для транспортировки кислоты от базы до места проведения ра-
бот, нагнетания ее в скважину, а также механизированной
добавки плавиковой кислоты в раствор в процессе его нагне-
тания. Агрегат смонтирован на трехосном автомобиле КраЗ-219
или КраЗ-257. В комплект входят емкость 6 м³, смонтирован-
ная на этом же агрегате, и прицепная емкость 6 м³.

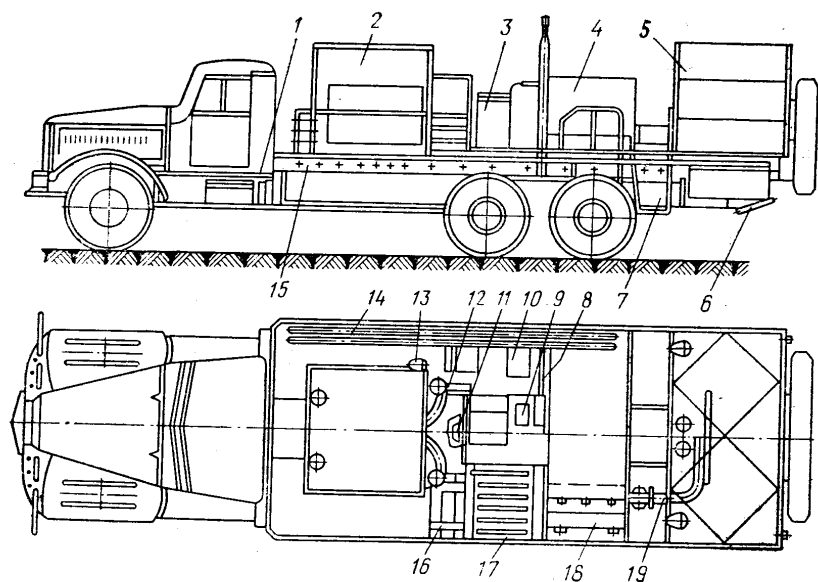


Рис. 74. Цементирующий агрегат 3ЦА-400:

1 — шасси автомобиля; 2 — двигатель; 3 — коробка передач; 4 — цементирующий насос; 5 — мерные баки; 6 — опоры; 7, 16 — ящики для инструментов; 8 — редуктор; 9, 11 — промежуточные валы; 10 — пост управления; 12 — контрольно-измерительные приборы; 13 — узлы освещения; 14, 19 — манифолды; 15 — монтажная рама; 17 — аккумуляторы; 18 — ограждения

Таблица 23

Передача между двигателем и насосом	Число ходов в 1 мин	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Диаметр цилиндрических втулок, мм							
			90		100		115		127	
			подача, л/с	давление, кгс/см ²	подача, л/с	давление, кгс/см ²	подача, л/с	давление, кгс/см ²	подача, л/с	давление, кгс/см ²

Агрегат ЦА-320М

I	11,8	—	1,05	400	1,33	320	1,72	230	2,1	185
II	21,5	—	2,3	400	2,92	320	3,92	230	4,93	185
III	40,8	—	3,5	231	4,43	182	6,02	134	7,45	109
IV	73,2	—	6,2	130	7,86	103	11,4	75	13,45	61
V	94	—	8,0	102	10,2	80	13,4	59	17,2	47

Агрегат 3ЦА-400

I	—	53,4	—	—	6,51	400	8,6	305	11,25	232
II	—	76,2	—	—	9,60	270	12,7	205	16,1	163
III	—	112,5	—	—	14,2	182	18,7	138	23,8	110
IV	—	156	—	—	19,7	131	26,0	100	33,0	79

Таблица 24

Агрегат 2АН-500

Включенная передача	Насос		
	частота вращения приводного вала, об/мин	подача, л/с	давление, кгс/см ²
I	65	5,1	508
II	75,4	5,92	437
III	93,3	7,33	353
IV	113,6	8,92	290
V	147	11,55	224
VI	190,5	14,95	173

Примечание. Частота вращения вала двигателя 1800 об/мин, развиваемая мощность двигателя 370 кВт.

Таблица 25

Агрегат 4АН-700

Включенная передача	Частота вращения вала насоса, об/мин	Диаметр плунжера, мм			
		100	120	100	120
		подача, л/с		давление, кгс/см ²	
I	80	6,4	9,0	700	500
II	109	8,3	12,3	540	365
III	153	11,6	17,4	387	260
IV	192	14,6	22,0	307	204

Таблица 26

Агрегат Азинмаш-30А

Включенная передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Диаметр плунжера, мм			
		100		120	
		подача, л/с	давление, кгс/см ²	подача, л/с	давление, кгс/см ²
III	49,3	2,24	500	3,23	344
III	94,0	4,28	259	6,16	180
IV	143	6,50	171	9,36	118
V	215	9,78	113	14,08	79

Для условий бездорожья выпускают два комплекса оборудования. Первый состоит из насосного агрегата и кислотовоза КП-6, а второй — из насосного агрегата АКПП-500 и прицепа-цистерны ЦКТ-15, смонтированной на тракторной гусеничной

тележке ТГТ-20 «Восток» и транспортируемой к месту работ трактором.

Кислотовоз КП-6 — это автопоезд, состоящий из цистерны вместимостью 6 м³, смонтированной на шасси КраЗ-255Б, и дополнительной цистерны вместимостью 6 м³ на автоприцепе. Он предназначен для транспортирования кислоты и подачи ее в насосный агрегат. Агрегат АКПП-500 отличается от Азинмаш-30А тем, что смонтирован на автомашине высокой проходимости КраЗ-255Б.

§ 3. КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ

При проведении работ по вызову притока методами снижения давления на забой широко используются компрессорные установки. Наиболее распространенной является передвижная компрессорная установка УКП-80. Она поставляется смонтированной на тележке «Восток», но во многих районах УКП-80 устанавливают на шасси автомашин большой грузоподъемности.

Техническая характеристика УКП-80

Компрессор	Вертикальный с водяным охлаждением
Подача, м ³ /мин	8
Максимальное давление, кгс/см ²	80
Число и диаметр цилиндров:	
на 1 ступени	2/300
на 2 ступени	2/215
на 3 ступени	1/125
на 4 ступени	1/78
Ход поршня, мм	160
Мощность двигателя, кВт	173
Частота вращения, об/мин:	
приводного вала	1100
коренного вала	600

На промыслах работают и другие компрессорные установки КПУ16-100 (КС16/100) и КПУ16-250, смонтированные на тележке на резиновом ходу (шасси 4М ЗАП-5524).

Техническая характеристика КПУ16-100 (КС16/100)

Компрессор	Передвижной, восьмицилиндровый, четырехступенчатый
Максимальное давление, кгс/см ²	100
Подача, м ³ /мин:	
при 1100 об/мин	16
при 820 об/мин	12

Техническая характеристика КПУ16-250

Подача по условиям всасывания, м ³ /с (м ³ /мин)	0,27 ± 5% (16 ± 5%)
Максимальное давление, кгс/см ²	250

Габаритные размеры, мм:

длина с дышлом	10 300
длина без дышла	9 500
ширина	3 140
высота	3 650
Заправочная масса топлива, кг	500 (на 7 ч непрерывной работы станции)
Масса установки, кг	28 000
Температура окружающего воздуха, °С	± 40

Температура сжатого воздуха, °С:

после I—V ступени	170
после VI ступени	160
Число ступеней сжатия	6

Число и диаметр цилиндров (мм):

I ступени	2/305
II ступени	2/190
III ступени	1/220
IV ступени	1/160
V ступени	1/85
VI ступени	1/58

Двигатель для привода компрессора:

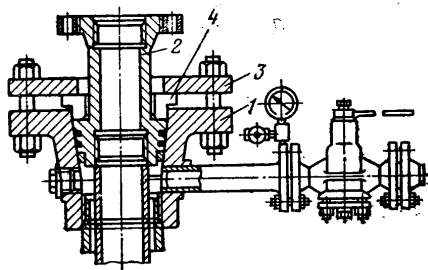
марка	1Д-12Н-500
тип	V-образный четырёхтактный дизель
мощность, кВт	368
частота вращения вала, об/мин	1500
Мощность, потребляемая на валу компрессора при номинальной подаче, кВт	251

§ 4. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ И ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Устье каждой разведочной и эксплуатационной скважины до начала работ по вызову притока должно быть оборудовано специальными устройствами, позволяющими удерживать избыточное давление в колонне или устанавливать оборудование для проведения технологических операций и эксплуатации скважин. Выбор типа оборудования зависит от величины пластового давления, свойств пластовых жидкостей (их коррозионности, абразивности и др.), величины ожидаемого дебита и других факторов.

Устье скважин оборудуют колонными головками и фонтанной арматурой или устройствами для обеспечения механизированной или газлифтной добычи.

Рис. 75. Колонная головка муфтового типа



Колонная головка предназначена для подвешивания и обвязки между собой всех спускаемых в скважину обсадных колонн, для обеспечения контроля за состоянием кольцевого пространства, а при необходимости и управления межтрубными проявлениями, возникающими в процессе проходки и эксплуатации скважины. На колонную головку устанавливают арматуру для фонтанной или механизированной добычи.

В настоящее время известно несколько типов колонных головок, отличающихся конструкцией, способами уплотнения и подвески эксплуатационных колонн: муфтовые ГKM, клиновые ГKK и сальниковые ГКС.

На рис. 75 показана конструкция колонной головки муфтового типа, наиболее распространенной в нашей стране для глубоких скважин. Она состоит из корпуса 1, муфты 2, специального фланца 3 и нажимной втулки 4. Уплотнение межтрубного пространства осуществляется за счет двух медных колец, вставленных в проточки муфты, и самоуплотняющейся резиновой манжеты. Верхний фланец колонной головки должен соответствовать нижнему фланцу фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура. Рост глубин скважин и связанное с этим увеличение пластовых давлений, а также промысловый опыт, накопленный при эксплуатации скважин в различных геологических и климатических условиях, привели к необходимости пересмотра применяемых схем, конструкций запорных устройств и параметров фонтанной арматуры.

ГОСТ 13846-74, разработанный Азинмашем на основные параметры и типовые схемы фонтанной арматуры, предусматривает ряд фонтанных арматур, рассчитанных на рабочее давление 70, 140, 210, 350, 700 и 1000 кгс/см². Фонтанную арматуру изготовляют по техническим условиям ТУ 26-02-145—72, разработанным ВНИИНефтемашем (рис. 76 и 77).

Оборудование забоев скважин — это специальное оборудование, спускаемое в скважину и предназначенное для создания более благоприятных условий для проведения испытания скважин и последующей эксплуатации их.

Необходимо обратить внимание прежде всего на выбор места установки башмака НКТ. Это особенно важно в скважинах, вскрывших пласты большой мощности. Любое положение нижнего конца НКТ — выше верхних перфорационных отверстий,

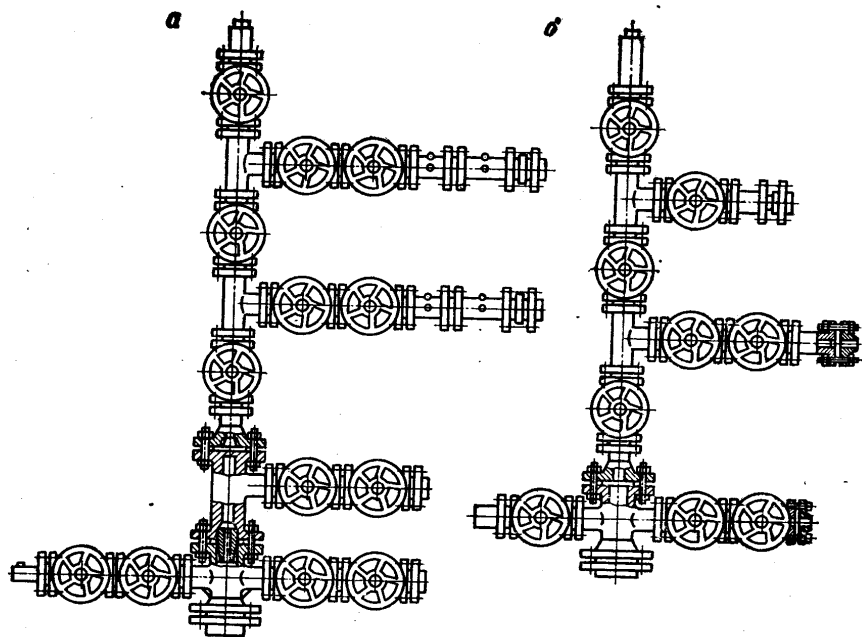


Рис. 76. Фонтанные арматуры с прямоточными задвижками:

а — АФТ-65ПХ×350 (фланцевая); *б* — АФТ-65×140 (фланцевая)

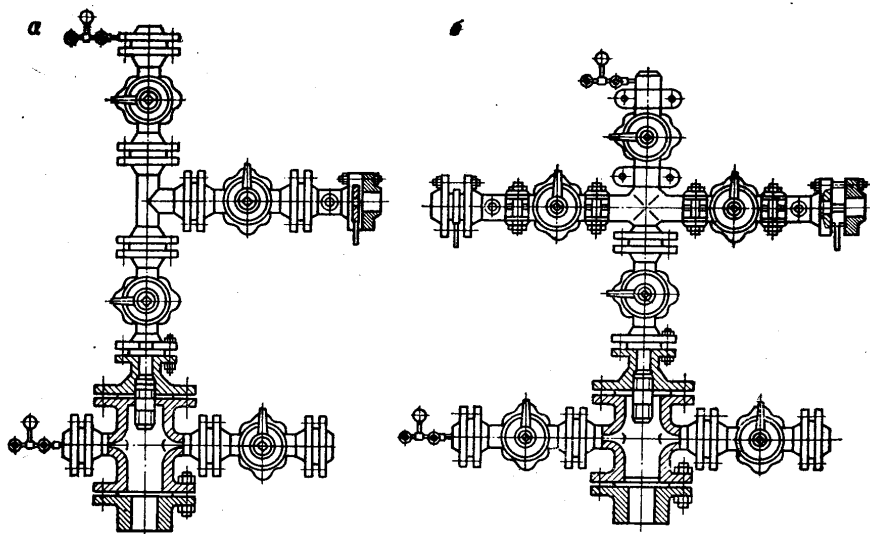
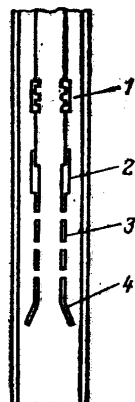


Рис. 77. Фонтанная арматура с крановыми запорными устройствами:

а — АФТ 65Кр-140 (фланцевая); *б* — ЗАХК 65Кр-140 (хомутовая)

Рис. 78. Постоянное оборудование насосно-компрессорных труб



в середине или в нижней части — имеет преимущества и недостатки.

Важным следует считать и тип оборудования низа. Низ труб может не оборудоваться совсем (голый конец) или на них навинчивается косой срез трубы (перо) или воронка, в некоторых случаях в трубы приваривают металлические стержни (крестовины) для предупреждения выпадения из них приборов при обрыве проволоки.

Установка башмака НКТ относительно фильтра существенно влияет на процессы воздействия на пласт и добычи пластовых флюидов. Например, для лучшей обработки пласта соляной кислотой башмак НКТ необходимо устанавливать у нижних перфорационных отверстий, а для эксплуатации скважины хорошие условия создаются при расположении башмака труб выше интервала перфорации.

В практике известны случаи, когда для проведения различных технологических операций нижний конец НКТ оборудуют специальными приспособлениями, позволяющими спускать и подвешивать на трубах хвостовики, которые могут оставаться в скважине или извлекаться с помощью каната. В отечественной практике забойное оборудование такого типа используется очень редко. Недооценка роли забойного оборудования для насосно-компрессорных труб отрицательно сказывается на производительности труда, повышении уровня технологических процессов, предупреждении нежелательных явлений, встречающихся при испытании и эксплуатации скважин.

На рис. 78 приводится один из вариантов оборудования скважин, описанный в работе Г. Иоакима. Ниппель 1 предназначен для использования в качестве седла для телескопического удлинителя НКТ (хвостовика). В этом ниппеле можно закреплять штуцер, пробки или предохранительный клапан, спускаемые и извлекаемые из труб при помощи каната. В ниппель можно устанавливать также фильтры для предупреждения выноса песка. В седле 2 может быть смонтирован глубинный насос при переводе скважины на глубиннонасосную эксплуатацию. Внутренний диаметр этого седла несколько меньше диаметра ниппеля 1. Ниже седла 2 устанавливается перфорированная труба 3, которая может служить газосепаратором. Воронка 4 облегчает операции по спуско-подъему хвостовика и позволяет спускать контрольно-измерительные приборы в интервал перфорации.

В Советском Союзе оборудование, подобное описанному, не стандартизировано и серийно не выпускается, поэтому

в различных районах забойное оборудование для НКТ разрабатывается и внедряется отдельными рационализаторами.

§ 5. НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ И БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Основное назначение НКТ — создание канала для подъема жидкости от забоя скважины на поверхность. При фонтанной и компрессорной добыче они могут быть оборудованы специальными клапанами для осуществления некоторых технологических операций.

В процессе испытания скважин НКТ часто используют при установке цементных мостов, для разбуривания цементных пробок, через них проводят солянокислотные и другие обработки пластов.

Диаметр, тип и прочностную характеристику НКТ выбирают, исходя из ожидаемого дебита (диаметр), глубины скважины (тип труб, группа прочности). Для проведения отдельных технологических операций необходимо также учитывать размеры кольцевого зазора между эксплуатационной колонной и наружным диаметром НКТ.

Использование насосно-компрессорных труб диаметром 73-мм в 114-мм колонне нежелательно, так как в случае прихвата НКТ при цементировании работы по ликвидации этой аварии осложняются. Для 114-мм обсадной колонны предпочтительнее НКТ диаметром 60 мм. Для глубоких скважин применяют равнопрочные НКТ с высаженными наружу концами. В табл. 27 приведены основные размеры насосно-компрессорных труб (в мм).

НКТ изготавливают из сталей различной прочности (Д, К, Е, Л, М). Предельно допустимые усилия, которые могут быть приложены к трубам, даны в табл. 28.

Каждая труба снабжена муфтой, навинченной на один ее конец. На наружной поверхности муфты проточены пояски глубиной не более 1 мм и шириной 5—7 мм с расстояниями между ними 5—10 мм. Число поясков соответствует штампу определенной группы прочности: для стали марки К — один пояс, для Е — два пояса, для Л — три пояса, для М — четыре пояса, а для Д пояски на муфте не протачиваются.

Переводники насосно-компрессорных труб применяют при спуске колонн различных диаметров. Эти переводники не стандартизированы, поэтому на практике встречаются различные их конструкции, изготавливаемые в промышленных условиях.

На рис. 79 показаны переводники ниппельного (ПН) и муфтового (ПМ) типов. В табл. 29 даны размеры (в мм) ниппельных переводников, а в табл. 30 — муфтовых. Нарезаемые на переводниках резьбы по размерам, допускаемым отклонениям и качеству должны соответствовать ГОСТ 633—64. Переводники

Таблица 27

Диаметр труб			Толщина стенки		Высадка		Резьба		Муфта		Теоретическая масса, кг			
условный	наружный	внутренний			наружный диаметр	длина цилиндрической части	число ниток на длине 25,4 мм	общая длина	длина полной нарезки	наружный диаметр	длина	1 м гладкой трубы	двух высадок (двух концов)	муфты
Трубы гладкие														
48	48,3	40,3	4,0				10	35	22,3	56,0	96	4,39	—	0,5
60	60,3	50,3	5,0				10	42	29,3	73,0	110	6,81	—	1,3
73	73	62,0	5,5				10	53	40,3	89,0	132	9,16	—	2,4
73	73	59,0	7,0				10	53	40,3	89,0	132	11,39	—	2,4
89	89	76,0	6,5				10	60	47,3	107,0	146	13,22	—	3,6
102	101,6	88,6	6,5				8	62	49,3	121,0	150	15,22	—	4,5
114	114,3	100,3	7,0				8	65	52,3	132,5	156	18,47	—	5,1
Трубы с высаженными наружу концами														
33	33,4	26,4	3,5		37,30	45	10	32	19,3	48,3	89	2,58	0,1	0,5
42	42,2	35,2	3,5		46,00	51	10	35	22,3	56,0	95	3,31	0,2	0,7
48	48,3	40,3	4,0		53,20	57	10	37	24,3	63,5	100	4,39	0,4	0,8
60	60,3	50,3	5,0		65,90	89	8	50	37,3	78,0	126	6,84	0,7	1,5
73	73	62,0	5,5		78,60	95	8	54	41,3	93,0	134	9,16	0,9	2,8
89	88,9	59,0	7,0		78,60	95	8	54	41,3	93,0	134	11,39	0,9	2,8
		76,0	6,5		95,25	102	8	60	47,3	114,3	146	13,22	1,3	4,2
102	101,6	88,6	6,5		95,25	102	8	60	47,3	114,3	146	15,98	1,3	4,2
114	114,3	100,3	7,0		107,95	102	8	64	51,3	127,0	154	15,22	1,4	5,0
					120,65	108	8	67	54,3	141,3	160	18,47	1,6	6,3

Примечание. Размеры даны в мм.

Примечание. Размеры даны в мм.

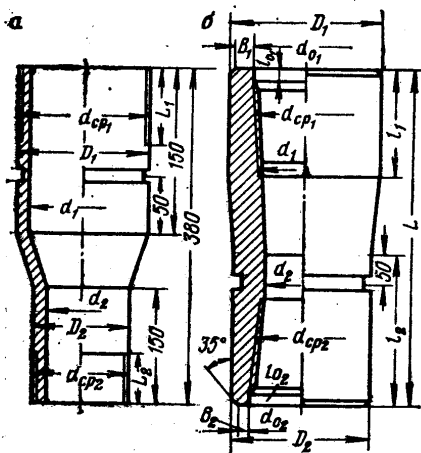


Рис. 79. Ниппельный *a* и муфтовый *б* переводники для насосно-компрессорных труб

могут быть изготовлены из стали марки 45 по ГОСТ 1050—74 с последующей нормализацией или из стали других марок, удовлетворяющих требованиям ГОСТ 633—64.

Бурильные трубы при испытании скважин используются редко, в основном при ликвидации аварий, разбуривании цементных мостов, фрезеровании и др.

При изоляционных работах в глубоких скважинах с использованием НКТ рекомендуется применять бурильные трубы

Таблица 28

Условный диаметр трубы, мм	Предельно допустимые нагрузки (в тс) при коэффициенте запаса прочности $K_3 = 1,5$									
	Неравнопрочные трубы					Равнопрочные трубы				
	Группа прочности									
	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
48	8	11	12	14	16	14	19	21	24	28
60	14	19	21	24	28	22	29	32	38	44
73	20	26	29	34	39	30	39	43	51	59
89	30	39	43	51	59	43	56	62	73	84
102	31	40	44	52	60	49	65	72	84	97
114	38	50	55	65	76	60	79	87	101	118

Таблица 29

Типоразмер переводника	Средний диаметр резьбы в основной плоскости		Длина резьбы		D_1	D_2	d_1	d_2
	d_{cp1}	d_{cp2}	L_1	L_2				
ПН 114 × 89	112,566	87,564	65	60	114,3	88,9	100	76
ПН 114 × 73	112,566	71,689	65	53	114,3	73,0	100	59 или 62
ПН 114 × 60	112,566	58,989	65	42	114,3	60,3	100	50
ПН 89 × 73	87,564	71,689	60	53	88,9	73,0	76	59 или 62
ПН 89 × 60	87,564	58,989	60	42	88,9	60,3	76	50
ПН 73 × 60	71,689	58,989	53	42	73,0	60,3	59 или 62	50

Примечание. Размеры даны в мм.

Таблица 30

Типоразмер переводника	Средний диаметр резьбы в основной плоскости		Диаметр расточки		Глубина расточки	
	$d_{ср1}$	$d_{ср2}$	$d_{г1}$	$d_{г2}$	$l_{г1}$	$l_{г2}$
ПМ 114 × 89	112,566	87,554	116,0	90,6	9,5	8,0
ПМ 114 × 73	112,566	71,689	116,0	74,7	9,5	8,0
ПМ 114 × 60	112,566	58,989	116,0	62,0	9,5	8,0
ПМ 89 × 73	87,564	71,689	90,6	74,7	8,0	8,0
ПМ 89 × 60	87,554	58,989	90,6	62,0	8,0	8,0
ПМ 73 × 60	71,689	58,989	74,7	62,0	8,0	8,0

Продолжение табл. 30

Типоразмер переводника	Ширина торцевой плоскости		D_1	D_2	d_1	d_2	L	l_1	l_2
	B_1	B_2							
ПМ 114 × 89	6,5	6,5	133	107	106,2	82,1	280	110	105
ПМ 114 × 73	6,5	6,5	133	89	106,2	66,7	270	110	95
ПМ 114 × 60	6,5	5,0	133	73	106,2	54,6	260	110	80
ПМ 89 × 73	6,5	6,5	107	89	82,1	66,7	240	105	95
ПМ 89 × 60	6,5	5,0	107	73	82,1	54,6	230	105	80
ПМ 73 × 60	6,5	5,0	89	73	66,7	54,6	220	95	80

Примечание. Размеры даны в мм.

в верхней части колонны для ускорения подъема труб из скважины. При испытании скважины в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны используют трубы диаметром 60—102 мм. Основные характеристики бурильных труб с высаженными внутрь концами приведены в табл. 31.

§ 6. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ

В процессе испытания скважины может возникнуть необходимость обследовать состояние эксплуатационной колонны, ликвидировать аварию или осложнение, выполнить исследовательские работы. Для этих целей используют различные аппараты, приспособления и инструменты.

Ниже приведено описание телевизионных агрегатов для осмотра скважин, а также кумулятивного трубореза, широкое применение которого в промысловой практике сократит объем работ, выполняемых при ликвидации прихватов НКТ. Описаны также устройства для снятия отпечатков, спускаемые в скважину на кабеле.

Таблица 31

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр, мм				Толщина стенки труб, мм	Внутренний диаметр, мм				Площадь поперечного сече- ния, см ²	
	гладкой части бу- рильной трубы	бурильного замка		гладкой части бу- рильных труб		трубы по высадке	бурильного замка		тела гладкой части трубы	канала глад- кой части трубы	
		ЗН	ЗШ				ЗН	ЗШ			
60	60,3	80	—	80	7 9	46,3 42,3	32 24	25	—	11,7 14,5	16,8 14,0
73	73	95	108	95	7 9 11	59 55 51	45 32 28	32	54	14,5 18,1 21,4	27,3 23,7 20,4
89	89	108 (113)	118	108	7 9 11	75 71 67	60 49 45	38	62	18,0 22,6 26,9	44,2 39,6 35,2
102	101,6	—	133	127	7 8 9 10	87,6 85,5 83,6 81,6	74 70 66 62	—	71	20,8 23,5 26,2 28,8	60,2 57,5 54,9 52,3

Продолжение табл. 31

Условный диаметр трубы, мм	Теоретическая масса, кг				Нагрузка, при которой растяжение в теле трубы достигает предела, тс									
	1 м гладкой трубы	бурильного замка		соединитель- ной муфты	текучести					прочности				
		ЗН	ЗШ		Для стали группы прочности									
					Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60	9,15 11,3	12	—	2,7	45 55	60 70	65 80	75 95	90 110	75 95	80 100	90 110	95 115	105 130
73	11,4 14,2 16,8	16	20	4,2	55 70 80	70 90 105	80 100 120	95 120 140	110 135 160	95 120 140	100 125 150	110 135 160	115 145 170	130 160 190
89	14,2 17,8 21,2	20 (23)	23	4,4	70 85 100	90 115 135	100 125 150	115 145 175	135 170 200	115 145 175	125 160 190	135 170 200	145 180 215	160 205 240
102	16,4 18,5 20,4 22,4	—	37	7,0	80 90 100 110	105 115 130 145	115 130 145 160	135 150 170 185	155 175 195 215	135 150 170 185	145 165 185 200	155 175 195 215	165 190 210 230	190 210 235 260

Примечание. Для труб диаметрами 60, 73, 89 и 102 мм с высаженными наружу концами бурильные замки типа ЗУ имеют диаметры соответственно 86, 105, 118 и 140 мм, масса которых соответственно 15, 20, 25 и 40 кг. Остальные параметры аналогичны.

Телевизионные агрегаты ТАС-1 и ТАС-2 предназначены для осмотра скважин. Агрегат ТАС-1 используют для скважин диаметром не менее 127 мм при гидростатическом давлении до 200 кгс/см². Агрегат состоит из передающей камеры, линии связи, промежуточного блока, пульта управления, телевизора «Темп-6» и устройства для киносъемки. Агрегат ТАС-2 применяют в скважинах и больших полостях при гидростатическом давлении до 80 кгс/см². Он состоит из двух передающих камер для работы в воздушной (КВ-1) и в водной (КП-1) средах, линии связи и видеоконтрольного устройства ВКУ-1. С помощью камеры КВ-1 возможен круговой обзор в горизонтальной плоскости и поворот ее в вертикальной плоскости на угол 135° от оси камеры. Круговой обзор в подводной камере КП-1 осуществляется синхронным вращением зеркала и подвижной части, а при наблюдении дна полости зеркало автоматически ставится по центру вдоль оптической оси.

Кумулятивный труборез (рис. 80) — разновидность скважинных торпед с особым типом заряда. Заряд представляет собой цилиндрическую шашку ВВ, высота которой меньше ее диаметра. На боковой поверхности шашки имеется облицованная выемка полукруглого и клинообразного сечения. Разрешающая способность трубореза зависит от диаметра шашки, поэтому диаметр заряда должен быть близок к диаметру перерезаемой трубы.

Прихваченные трубы освобождаются с помощью кумулятивного трубореза по следующей технологической схеме. В скважину до необходимой глубины спускают труборез. Затем на прихваченные НКТ создают осевую нагрузку, несколько превышающую их силу тяжести в интервале от устья до места обреза, и осуществляют взрыв. Если после взрыва колонна труб не оборвалась, что должно быть видно по уменьшению веса на индикаторе веса, после извлечения кабеля необходимо приложить к трубам большее усилие. Обычно кумулятивным труборезам удается обрезать трубы при первом взрыве.

Печати, опускаемые на кабель, используют для обследования забоев аварийных скважин. Для этого используют печати с металлическими, пластмассовыми и гудроновыми покрытиями. Отпечаток получают за счет удара печати о забой или нагрузки на печать, которые создают специальными средствами. Обычно печать не доводят на 20—30 м до забоя; отпечаток которого необходимо получить, а затем ее спускают на максимально возможной скорости, чтобы получить удар о забой. Посадка печати на забой допускается только 1 раз.

Устройство для снятия отпечатков с помощью взрыва показано на рис. 81. Оно состоит из печати 15, соединенной со штоком 14, который свободно перемещается в корпусе 13. Шток имеет ограничитель движения вниз. Корпус 13 устройства снабжен отверстиями для связи внутренних полостей со скважиной. В теле штока расположены взрывная камера 12, которую за-

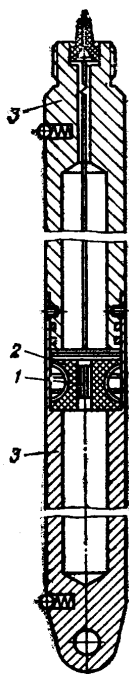


Рис. 80. Схема кумулятивного трубореза:

1 — детонатор; 2 — заряд; 3 — корпус

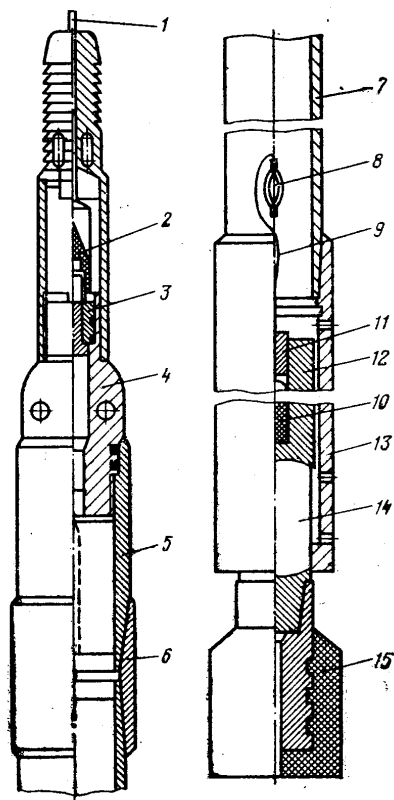


Рис. 81. Устройство для снятия отпечатков на забое скважины

полняют порохом, и электровоспламенитель 10. Герметичность взрывной камеры достигается установкой резиновой пробки 11, а соединения кабеля 1 с приводом 9 — изолирующим материалом 8. Устройство снабжено утяжелителем 7, который соединен с головкой 4, муфтой 6 и переводником 5. В кабельной головке 3 смонтировано штеккерное соединение 2.

Максимальный диаметр устройства для 146-мм колонны 102 мм и для 168-мм колонны 114 мм. Описанное устройство prepares к работе непосредственно на скважине геофизическая партия с соблюдением единых правил для взрывных работ. Сначала в камеру засыпают расчетное количество пороха, вставляют электровоспламенитель и герметизируют пробкой. Затем шток помещают в корпус и навинчивают печать 15 на нижний конец штока. К верхней части корпуса присоединяют кабельную и перфорационную головки. Отпечаток получается в момент, когда пороховые газы прижимают печать к предмету.

Глава VIII

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН

§ 1. ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН

Примерный перечень работ, которые необходимо выполнить при испытании скважины глубиной 2500 м при фонтанном притоке пластовых флюидов ($\rho_{пл} > \rho_{гидр}$), приведен в табл. 32.

Анализируя приведенные в табл. 32, данные, можно отметить: 1) около 30 % операций, проводимых при испытании скважины, требуют привлечения специального оборудования с обслуживающим персоналом;

2) на заключительной операции — исследовании притока — присутствие бригады по испытанию в полном составе необязательно;

3) в неосложненной скважине при нормальном течении работ по спуску и подъему труб затрачивается около 20 % от общего времени.

Таким образом, на уровень организации труда бригады по испытанию скважины влияет своевременное выполнение операций силами и средствами смежников (геофизиков, тампонажников, исследователей и др.). Важным показателем уровня организации испытания является непрерывность производства всех процессов. Так, при односменной работе продолжительность выполнения работ, указанных в табл. 32, будет не 12 сут, а вдвое больше (24 сут), если учесть, что исследование притока будет производиться круглосуточно. Следовательно, организация круглосуточной работы при испытании обуславливает ввод скважины в эксплуатацию в более короткие сроки, что имеет большое значение для получения дополнительной нефти.

В эксплуатационном бурении наиболее приемлемой формой организации работ при испытании является опробование продуктивных объектов силами и средствами буровых бригад. Опыт показывает, что при такой организации работ время, затрачиваемое на испытание, существенно сокращается за счет исключения времени на ожидание испытания, а также вследствие высокого уровня организации труда в буровых бригадах.

Ярким примером сокращения этапа освоения является работа буровой бригады мастера Д. М. Нурутдинова из Альметьевского УБР объединения Татнефть, инициатора движения «Нефтяные скважины на поток». Основная идея этого движения заключается в поточном методе строительства скважин при равном участии всех смежных коллективов в сокращении сроков

Таблица 32

Операция	Продолжи- тельность, ч	Доля в общем объеме про- цесса, %	Дополнительные бригады или оборудо- вание для выполнения операции	Загружен- ность бригады по испыта- нию, %
Спуск-подъем шаблона для под- готовки колонны к перфорации	32	11,4	—	100
Промывка скважины	4	1,4	Насосный агрегат	100
Опрессовка колонны давлени- ем и снижением уровня . .	6	2,1	То же	100
Установка на устье задвижки	2	0,7	—	100
Перфорация скважины	24	8,54	Бригада геофизи- ков	60
Спуск насосно-компрессорных труб	12	4,2	—	100
Промывка фильтра	2	0,7	—	100
Оборудование устья	2	0,7	—	100
Работы по вызову притока:				
замена бурового раствора водой	2	0,7	Насосный агрегат	100
промывка с остановками для накопления флюидов	2	0,7	То же	100
прокачка водного раствора ПАВ и определение прие- мистости скважины	1	0,4	„	100
метод переменных давлени- й	2	0,7	„	100
снижение уровня компрес- сором, методом аэрации	8	2,7	Компрессор и на- сосный агрегат	100
Работы по интенсификации притока:				
солянокислотная обработ- ка	6	2,1	Агрегат Азин- маш-30 или другой транспорт для подвоза кислоты	100
обработка растворами ПАВ гидроразрыв пласта	24	8,54	Насосный агрегат	100
	—	—	Насосные агрегаты	100
Исследование притока:				
работа скважины на пер- вом режиме	48	17,43	Исследователь- ская бригада	30—50
то же, на втором режиме	48	17,43	То же	30—50
то же, на третьем режиме	48	17,4	„	30—50
снятие кривой восстано- вления давления	8	2,7	„	30—50

Примечание. Сроки выполнения работ приняты ориентировочно.

выполнения работ по всему циклу строительства скважин. Основным документом, на который сориентированы смежные коллективы, является совмещенный график бурения скважины и видов работ, выполняемых смежниками. Определены нормативные сроки выполнения работ, охватывающие все основные и вспомогательные операции, что способствует сокращению затрат времени на их выполнение.

Так, только за 10 мес 1978 г. сверхнормативная эксплуатация скважин в Альметьевском УБР объединения Татнефть за счет сокращения времени на строительство скважин составила 1529 сут, в результате получены дополнительные сотни тонн продукции.

§ 2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИН

Испытание является заключительной частью цикла строительства скважин. Скважина считается законченной строительством только после того, как в ней испытаны все намеченные объекты. Учет общего календарного времени испытания начинается с момента окончания этапа бурения и заканчивается после испытания всех объектов.

Общая продолжительность испытания одной t' или группы скважин t_n определяется по формулам

$$t'_n = \frac{T'_n + T''_n}{24} \text{ или } t_n = \frac{\sum_1^n (T'_n + T''_n)}{24n},$$

где T'_n — календарное время испытания после бурения, ч; T''_n — календарное время опробования объектов в процессе бурения, ч; n — число скважин, законченных испытанием.

Календарное время учитывается из расчета 24 ч, включая междусменные перерывы и все простои. В него не входит период консервации, оформленный в установленном порядке. Станко-месяцы испытания исчисляются путем деления календарного времени в часах на 720. Учет календарного времени ведется на основе суточных рапортов, составляемых буровым мастером или мастером по испытанию. По этим же документам составляют баланс календарного времени, где учитывают основные, вспомогательные, ремонтные и другие работы, а также простои всех видов.

Производительность труда бригад по испытанию определяется по числу испытанных объектов и по стоимости выполненного объема работ. Показатели работы бригад по испытанию скважин учитывают по формам оперативной и государственной отчетности. Так, показатели работ по испытанию учитывают в «Отчете по испытанию (опробованию) скважин», который является приложением к форме 32ТП «Технико-производственный отчет о бурении скважин на нефть и газ».

Стоимость работ по испытанию скважин складывается из расходов на оплату труда бригады по испытанию, стоимости израсходованных материалов, стоимости проката и амортизации оборудования в период испытания стоимости энергии, транспортных и других расходов.

Структура этих затрат различна и зависит от типа использованных установок и выполненных процессов по вскрытию пласта, вызову и интенсификации притока. Стоимость работ по испытанию скважин составляет около 2—6 % затрат на бурение скважины (включая накладные расходы). Доля затрат на испытание уменьшается по мере увеличения глубины скважины. Если для скважин глубиной до 1000 м в общих затратах средств расходы на испытание составляют 6,4 %, то для скважин глубиной 2000, 3000, 4000 и 5000 м они составляют соответственно 1,9; 1,2; 0,7 и 0,4 %.

В табл. 33 приведена фактическая стоимость 1 м проходки и затраты средств на испытание и освоение скважин, отнесенные на 1 м проходки по Министерству нефтяной промышленности по годам.

Анализ данных табл. 33 показывает, что доля затрат на испытание составляет 3,1—5,8 % стоимости 1 м проходки. В то же

Таблица 33

Показатели	Годы (условные)							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Стоимость 1 м проходки скважин, руб.: эксплуатационных . . . разведочных	49,09 110,94	55,48 150,96	56,78 164,17	64,18 173,17	68,91 209,48	74,21 234,96	80,74 238,86	84,80 245,13
Затраты на 1 м проходки, освоения и испытания скважин, руб.: эксплуатационных . . . разведочных	1,68 4,81	1,72 8,05	2,16 9,27	2,29 10,04	2,63 11,30	2,88 13,32	3,21 11,57	3,47 11,63
Доля затрат на испытание в стоимости 1 м проходки скважин, %: эксплуатационных . . . разведочных	3,4 4,3	3,1 5,3	3,8 5,6	3,6 5,8	3,8 5,4	3,9 5,7	4,0 4,8	4,1 4,7

время продолжительность испытания скважины очень велика и сопоставима с продолжительностью бурения. Последнее свидетельствует о том, что выработка на одного работающего в испытании во много раз ниже, чем на одного работающего в бурении.

В последнее время отношение к испытанию скважин изменилось. Перед буровиками поставлена задача — сократить на 25—30 % сроки строительства скважин, опираясь на внедрение новой техники и совершенствование организации работ. За три года 10-й пятилетки задание по сокращению цикла строительства скважин Миннефтепром успешно выполняет. В 1978 г. продолжительность строительства скважины составила 92,1 сут против 115,9 сут в 1975 г., или сокращена на 20,5 %.

Значительные успехи достигнуты и в области испытания скважин. Так, продолжительность испытания эксплуатационных скважин сокращена на 89 % — с 34 сут в 1975 г. до 18 сут в 1978 г., а в разведочном бурении она сокращена на 15,6 % — с 155 до 134 сут за тот же период. Несмотря на достигнутые успехи, сокращение затрат времени на испытание все еще остается существенным резервом в сокращении затрат времени на строительство скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амиров К. Н., Бродский П. Л. Опыт организации специализированной партии по опробованию пластов приборами на каротажном кабеле.— РНТС «Экономика и управление нефтяной промышленностью», 1970, вып. 6, с. 8—10.
2. Амиан В. А., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. М., Недра, 1972.
3. Амиан В. А., Уголев В. С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. М., Недра, 1970.
4. Балакиров Ю. А., Кривоносов И. В. Пути повышения производительности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин в объединении. Белоруснефть.— ТНТО «Добыча нефти», 1971.
5. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М., Недра, 1973.
6. Бухаленко Е. И. Азинмаш АКРО-80/400.— Нефтяник, 1972, № 7, с. 13—14.
7. Бухаленко Е. И. Дизель-компрессорная станция для освоения скважин ДКС-3, 5/200 ТИ.— Нефтяник, 1970, № 10, с. 13—14.
8. Варламов П. С. Техника и технология испытания скважин трубными испытателями пластов.— ТНТО «Бурение», 1977.
9. Василевский В. Н., Петров А. И. Исследование нефтяных пластов и скважин. М., Недра, 1973.
10. Временное методическое руководство по технологии кислотных обработок скважин в восточной Сибири. Мингео СССР, Вост. СибНИИГТ и МС, Иркутск, 1976.
11. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1971.
12. Глубинный двигатель гидropескоструйного перфоратора для вскрытия пласта вертикальными трещинами/Н. П. Лесик, Ю. Л. Миклин, А. А. Саврасов и др.— РНТС «Нефтепромысловое дело», 1977, № 7, с. 22—24.
13. Григорян Н. Г., Замахаяев В. С. Воздействие взрыва зарядов кумулятивного перфоратора ПКС105 на обсадную колонну и цементное кольцо.— ЭИ «Бурение», 1973, № 8, с. 1—6.
14. Дубинин М. М. Компрессорные установки в нефтяной и газовой промышленности. М., Недра, 1970.
15. Зайцев Ю. В., Кроль В. С. Кислотная обработка песчаных коллекторов. М., Недра, 1972.
16. Егоров В. Н. Экономика нефтегазовой промышленности. М., Недра, 1970.
17. Касперский Б. В., Амиан В. А., Панов Б. Д. Эмульгирующие свойства фильтратов буровых растворов.— Нефтяное хозяйство, 1970, № 1, с. 18—22.
18. Кистер Э. Г. Химическая обработка буровых растворов. М., Недра, 1972.
19. Клеев М. М., Сливченко А. Ф., Сулейманов Ф. Ш. Исследование забой скважины печатями, спускаемыми на кабеле.— РНТС «Нефтепромысловое дело», 1977, № 7, с. 30—33.
20. Конюшенко Н. В., Мирошникова Н. Н. Условия образования устойчивых кислотных пен, применяемых для обработки призабойной зоны пласта.— РНТС, «Нефтепромысловое дело», 1976, № 3, с. 29—30.
21. Кривоносов И. В., Макеев Г. А. Способы повышения производительности нефтяных и нагнетательных скважин. ТНТО. М., ВНИИОЭНГ, 1973.
22. Махмудбеков Э. А., Шаров В. Н. Новое в технике и технологии добычи нефти. М., Недра, 1972.
23. Минеев Б. П., Вечерская М. С. Обследование эксплуатационных колонн после кумулятивной перфорации при испытании скважин.— РНТС «Бурение», 1976, № 11, с. 37—39.

24. *Минеев Б. П.* Исследование процессов, сопутствующих кумулятивной перфорации.— РНТС «Нефтепромысловое дело», 1975, № 7, с. 9—12.
25. *Минеев Б. П.* О влиянии плотности перфорации различного типа перфораторами на совершенство скважин по характеру вскрытия.— РНТС «Нефтепромысловое дело», 1975, № 3, с. 2—5.
26. *Минеев Б. П.* Определение параметров пласта по кривым восстановления давления с учетом гидродинамического несовершенства скважин.— РНТС «Нефтепромысловое дело», 1976, № 6, с. 12—16.
27. *Минеев Б. П.* Экспресс-методы для оценки гидродинамического несовершенства скважин.— РНТО «Нефтепромысловое дело», 1976, № 2, с. 12—14.
28. *Минеев Б. П., Челпанов П. И., Вечерская М. С.* Некоторые методы воздействия на призабойную зону скважин.— ТНТО «Нефтепромысловое дело», 1976.
29. *Минеев Б. П., Голиков А. Д., Сидоров Н. А.* Особенности испытания глубоких разведочных скважин.— ТНТО «Бурение», 1979.
30. *Найденов В. М., Курыло Г. П., Гарбар П. И.* Способы освоения разведочных скважин Западной Сибири.— Нефтяное хозяйство, 1970, № 3, с. 37—39.
31. *Обработка* скважин сульфаминовой кислотой на промыслах объединения Пермнефть/В. А. Амиян, В. С. Уголев, П. М. Шалинов, П. М. Южанинов.— НТС «Нефтепромысловое дело», 1970, № 4, с. 22—24.
32. *Овнатанов Г. Т.* Вскрытие и обработка пласта. М., Недра, 1970.
33. *Особенности вскрытия, испытания и опробования трещинных коллекторов нефти/Ю. В. Вадецкий, А. А. Жучков, Г. М. Макаров, Б. И. Окунь.* М., Недра, 1973.
34. *Правила* разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1971.
35. *Применение* для крепления скважин азрированных тампонажных растворов с добавлением ПАВ и стабилизаторов/С. С. Джангиров, Н. А. Сидоров, В. А. Амиян и др.— ОИ «Бурение», 1978.
36. *Прострелочные и взрывные работы в скважинах/Н. Г. Григорян, Д. Е. Пометун, Л. А. Горбенко и др.* М., Недра, 1972.
37. *Рязанцев Н. Ф., Ясагин А. М., Чув П. А.* Испытание пластов в разведочных скважинах США.— ОЗЛ «Бурение», 1976.
38. *Силкин В. Ф., Александров В. С.* Испытание глубокозалегающих пластов, вскрытых с промывкой раствором на углеводородной основе.— РНТС «Бурение», 1972, № 1, с. 24—26.
39. *Справочник инженера по бурению.* Под редакцией В. И. Мишечича и Н. А. Сидорова, т. I и II, М., Недра, 1973.
40. *Справочник* по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1973.
41. *Технология и техника добычи нефти и газа/И. М. Муравьев, М. Н. Базлов, А. И. Жуков, Б. С. Чернов.* М., Недра, 1971.
42. *Тосунов Э. М., Шаталов Е. Г.* Технология химической обработки карбонатного трещиноватого коллектора.— РНТС «Нефтепромысловое дело», 1970, № 3, с. 28—30.
43. *Химическая обработка* призабойной зоны пласта с получением соляной кислоты на забое/М. Н. Лебедева, В. В. Калашнев, Ф. С. Абдулин и др.— РНТС «Нефтепромысловое дело», 1973, № 2, с. 8—10.
44. *Ясагин А. М., Рязанцев Н. Ф., Чув П. А.* Методика расшифровки диаграмм глубинных манометров.— ОЗЛ «Бурение», 1976.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Вскрытие продуктивного пласта	5
§ 1. Факторы, влияющие на результативность испытания	5
§ 2. Вскрытие пласта бурением	17
§ 3. Вскрытие пластов перфорацией	42
§ 4. Гидродинамическое несовершенство скважин	64
Глава II. Опробование пластов испытательными инструментами	73
§ 1. Совершенствование методов опробования пластов	73
§ 2. Трубные испытатели пластов	74
§ 3. Устьевое оборудование	87
§ 4. Многоцикловое испытательное оборудование	89
§ 5. Технология работ по испытанию горизонтов трубными испытателями пластов	94
§ 6. Диаграммы давлений	102
§ 7. Опробование пласта приборами, спускаемыми в скважину на кабеле	108
Глава III. Современные методы вызова притока из пласта	113
§ 1. Методы снижения давления на пласт	113
§ 2. Методы гидромеханического воздействия на пласт	139
§ 3. Методы химического воздействия на пласт	163
§ 4. Технологические схемы кислотных обработок	183
§ 5. Методы комбинированного воздействия на пласт	200
§ 6. Методы теплового воздействия на пласт	206
Глава IV. Исследование притока и определение фильтрационных характеристик пласта	208
§ 1. Объем информации о притоке, получаемой при испытании скважин	208
§ 2. Измерение дебитов нефти, воды и газа	210
§ 3. Определение параметров пласта по данным исследования притока	210
§ 4. Экспресс-методы исследования скважин	221
§ 5. Исследование скважин с помощью расходомеров	224
Глава V. Изоляционные работы	230
§ 1. Изоляция цементным раствором законченного испытанием объекта	231
§ 2. Разобщение пластов мостами	234
§ 3. Разобщение пластов с помощью взрывного пакера	235
§ 4. Ликвидация заколонной циркуляции и наращивание цементного кольца	237
§ 5. Определение мест негерметичности колонны и способы их устранения	239
§ 6. Опрессовка колонны	240
Глава VI. Аварии и осложнения в процессе заканчивания скважин, их предупреждение и ликвидация	242
§ 1. Аварии при испытании скважин и их предупреждение	242
§ 2. Открытые фонтаны	247
	279

Глава VII. Оборудование, используемое при испытании скважин . . .	254
§ 1. Агрегаты для освоения скважин	254
§ 2. Насосные агрегаты	256
§ 3. Компрессорные установки	259
§ 4. Оборудование устья и забоев скважин	260
§ 5. Насосно-компрессорные и бурильные трубы	264
§ 6. Вспомогательное оборудование и инструменты	267
Глава VIII. Организация работ при испытании скважин	272
§ 1. Особенности организации работ при испытании скважин	272
§ 2. Экономические показатели при испытании скважин	274
Список литературы	277

БОРИС ПАВЛОВИЧ МИНЕЕВ
НИКОЛАЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ СИДОРОВ

ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИН

Редактор издательства Л. Ф. МАКЛАКОВА
Переплет художника О. В. КАМАЕВА
Художественный редактор В. В. ШУТЬКО
Технический редактор Н. Ю. ЯКУНИНСКАЯ
Корректор Т. М. КУШНЕР
ИБ № 3548

Сдано в набор 30.10.80. Подписано в печать 26.02.81. Т-06011. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 17,5. Усл. кр.-отт. 17,5. тыс. Уч.-изд. л. 18,17. Тираж 4350 экз. Заказ 413/7852-5. Цена 1 р. 30 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Ленинградская типография № 8 ордена Трудового Красного Знамени
Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой
Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли.
190000, г. Ленинград, Прачечный переулок, 6.