

014-117
7-99

П.М.ТЯН

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ

ПРИ ГЕОЛОГО-
РАЗВЕДОЧНОМ
БУРЕНИИ

622.24 / 39767
12.09 / Лян Л.М.
Семин и

Книга должна быть возвращена не
позже указанного здесь срока

Количество предыдущих выдач _____

7/XII 1483
15.06.173

2005

622.24
7-99

П. М. ТЯН

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ ГЕОЛОГО- РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ



39767

МОСКВА «НЕДРА» 1980

Тян П. М. Предупреждение и ликвидация поглощений при геологоразведочном бурении. М., Недра, 1980, 167 с.

В книге рассматриваются комплексно вопросы предупреждения и ликвидации поглощений промывочной жидкости. Проанализированы методы исследований зон поглощения промывочной жидкости для условий разведочного бурения. Приведены исследования по определению величин гидродинамических давлений при движении бурильной колонны и гидравлическому разрыву пород. Описаны методы по предупреждению и ликвидации поглощений для конкретных горно-геологических условий.

Книга предназначена для специалистов геологоразведочного бурения.

• Табл. 28, ил. 46, список лит. — 19 назв.

20804—141
Т 043(01)—80 172—80 1904050000

© Издательство «Недра», 1980 г.

В практике разведочного бурения одним из трудноразрешимых вопросов является борьба с геологическими осложнениями, повсеместно встречающимися при проходке скважин. Наиболее трудоемким осложнением по затратам времени и средств является поглощение промывочной жидкости, борьба с которым является серьезной проблемой бурения.

Для успешной борьбы с поглощениями необходимо провести комплекс скважинных исследований для определения параметров поглощающих зон.

Не менее важным является определение причин поглощения, что позволит правильно оценить и применить эффективную методику и способы ликвидации осложнений. Зная причины поглощений, в отдельных случаях можно предупредить осложнение, если последние связаны с технологическими факторами.

При бурении скважин породоразрушающим инструментом малого диаметра (76 мм и менее) борьба с поглощением принимает более сложные формы и имеет ряд особенностей, так как общеизвестные способы тампонирования в большинстве своем не могут найти применения или же малоэффективны. Кроме того, анализ причин поглощений в глубоких скважинах, особенно малых диаметров, показывает, что часто поглощения в скважинах происходят не из-за горно-геологических условий, а после проведения различных технологических операций — спуска бурильной колонны, цементирования и тампонирования, образующих дополнительные давления на стенки скважин. Превышение гидравлических давлений на стенки скважин выше критических приводит к тому, что интервалы, в которых не наблюдалось поглощений, начинают частично или полностью поглощать промывочную жидкость вследствие гидроразрыва пород.

Вопросы предупреждения поглощений, связанных с гидроразрывом пород, в результате действия высоких гидравлических давлений, особенно гидродинамических, возникающих при быстром спуске бурильной колонны, являются малонзученными в практике разведочного бурения и требуют специальных исследований.

Предупредить поглощения во многих случаях можно за счет снижения плотности промывочной жидкости путем применения облегченных промывочных жидкостей, снижающих гидростатическое давление на поглощающий пласт.

Учитывая, что поглощения в скважине легче предупредить, чем их ликвидировать, естественно, в производственных усло-

виях этим мероприятиям должно быть уделено особое внимание.

Если поглощения нельзя предупредить, то, имея характеристику поглощающей зоны, необходимо принимать меры для ликвидации осложнений. Здесь важно выбрать наиболее рациональный для данных условий способ борьбы с осложнениями, тампонажные материалы и составы смеси.

В книге сделана попытка охарактеризовать современное состояние одной из сложнейших проблем бурения — борьбы с поглощениями промывочной жидкости.

Особо уделено внимание вопросам по исследованию причин поглощения для принятия эффективных мер по ликвидации или предупреждению осложнений. Изложены исследования гидравлического разрыва пород и гидродинамического давления при движении бурильной колонны для условий разведочного бурения.

Рассмотрены, проанализированы и предложены наиболее рациональные способы предупреждения и ликвидации поглощений в конкретных горно-геологических условиях.

Автор приносит искреннюю благодарность д-ру техн. наук, проф. Б. И. Воздвиженскому за ценные замечания при рецензировании данной книги.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ
ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ§ 1. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ
ПОГЛОЩЕНИЯ

Для оценки поглощающего горизонта и выбора рационального способа борьбы с поглощениями необходимо знать размеры и количество поглощающих каналов, трещин, а также их гидравлическую характеристику.

Предлагаемые различными исследователями способы для количественной оценки этих параметров путем фотографирования стенок скважин или применения специальных печатей пока еще носят опытный характер, поэтому исследователями предложены косвенные методы для оценки параметров поглощающего пласта.

Общую оценку поглощающих зон может дать показатель интенсивности поглощения, который характеризует поглотельную способность пласта, зависящую от форм, размеров и количества каналов поглощения, мощности зоны поглощения, тектурных и структурных особенностей пласта, пластового давления, гидростатического давления на пласт и других факторов.

Имеются различные способы определения показателя интенсивности поглощения, основанные на определенных признаках.

Первый метод определения интенсивности поглощения был предложен Я. А. Шварцем. В основу этого метода было положено количество выходящей из скважины жидкости. Им была предложена классификация интенсивности поглощения, имеющая следующее деление: 1) слабое поглощение; 2) поглощение; 3) сильное поглощение; 4) уход; 5) сильный уход; 6) катастрофический уход. Эта классификация не учитывала многих факторов, от которых зависит избыточное давление на пласт, и поэтому не могла объективно характеризовать интенсивность поглощения.

Теоретические обоснования интенсивности поглощения были сделаны А. А. Гайворонским на основании опыта бурения скважин в Татарии. Для оценки интенсивности поглощения было предложено использовать формулу Краснопольского — Шеши, в которой скорость течения жидкости заменена расходом промывочного раствора с приведенным диаметром каналов ухода:

$$Q = \sqrt{\frac{\pi^2 q d^5 H}{8 \lambda l}}, \quad (1)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений; l — длина каналов ухода.

Заменив выражение

$$\frac{\pi^2 q d^5}{8 \lambda l} = k^2,$$

получаем

$$k = \frac{Q}{\sqrt{H}} = \frac{Q}{\sqrt{H_{\text{ст}} - H_{\text{дин}}}}, \quad (2)$$

где k — коэффициент поглощающей способности, характеризующий пропускную способность зоны поглощения; Q — количество поглощаемой жидкости, м³/ч; H — напор, представляющий разность статического и динамического уровней водяного столба в скважинах, м.

В зависимости от величины k была сделана классификация зон поглощения с разбивкой их на шесть групп по интенсивности поглощения

$$k = 1; k = 1 \div 3; k = 3 \div 5; k = 5 \div 15; k = 15 \div 25; k = 25.$$

Предложенные А. А. Гайворонским рекомендации позволили систематизировать большой промысловый материал при борьбе с поглощениями на месторождениях Татарии.

Хотя методика не отражала всех закономерностей течения жидкости в поглощающих горизонтах, она явилась первым теоретическим обоснованием фильтрации жидкости в поглощающих горизонтах.

В. И. Мищевичем была предложена методика для определения интенсивности поглощения при неустановившихся режимах. Поглощающий пласт предлагалось исследовать методом прослеживания за снижением уровня после ее предварительного заполнения. Зависимость количества поглощаемой жидкости от избыточного давления в большинстве случаев подчиняется закону Смрекера:

$$Q = C (\Delta p)^n, \quad (3)$$

где C — коэффициент интенсивности поглощения; Δp — перепад давления на поглощающий пласт, кгс/см²; n — показатель степени, характеризующий режим фильтрации жидкости.

В зависимости от коэффициента интенсивности поглощения дана рекомендация по расходу тампонирующего материала. Опытные данные подтвердили, что при большом количестве исследований поглощающих горизонтов вполне применим закон Смрекера.

М. С. Винарский, продолжая работу в этом направлении, предложил способ обработки результатов исследований скважин, заключающийся в нахождении зависимости между временем снижения уровня и изменением избыточного давления на

поглощающий пласт. Исследования, проведенные в ТатНИИ, показали целесообразность применения видоизмененной формулы Смрекера

$$v = C (\Delta p)^n, \quad (4)$$

где v — скорость падения уровня в скважине после кратковременного долива; C и n — постоянные величины для данного горизонта.

Н. Г. Хангильдин, Н. К. Шевченко, З. М. Шахмаев и Ш. З. Асадуллин считают, что зависимость $\Delta p - Q$ должна быть прямолинейной

$$k = Q/\Delta p. \quad (5)$$

Н. С. Рабинович рекомендует аналогичную зависимость

$$C = \frac{Q\mu}{S\Delta p}, \quad (6)$$

где Q — расход жидкости, м³/мин; μ — вязкость, сП; Δp — избыточное давление на поглощающий пласт во время бурения, кгс/см²; S — площадь поверхности поглощающего пласта, скрытого скважиной, м².

Н. И. Титков и А. А. Гайворонский считают, что в зависимости от скорости движения жидкости в поглощающих каналах и их размеров в пласте существуют зоны турбулентного и ламинарного движения, поэтому ни прямолинейная, ни квадратичная зависимости не могут быть использованы для определения коэффициентов поглощающей способности, и предлагают эмпирическую формулу.

Коэффициент поглощающей способности остается практически постоянным для различных скважин независимо от их местоположения по отношению к уровню моря, интенсивности поглощения и перепада движения. Коэффициент определяется по формуле

$$k_c = \frac{(1 + 0,65m) Q_c}{H_{cp}^m};$$

$$Q_c = \frac{Q_1 + Q_2}{2}; \quad H_{cp} = \frac{H_1 + H_2}{2}, \quad (7)$$

где Q_1 и Q_2 — количество воды, поглощаемое в процессе испытаний, м³; H_1 и H_2 — напоры, соответствующие Q_1 и Q_2 м вод. ст.; m — показатель степени, определяется по формуле

$$m = \frac{\lg Q_2 - \lg Q_1}{\lg H_2 - \lg H_1}. \quad (8)$$

Этот метод дает наиболее точные результаты, но его применение затруднено из-за больших затрат времени и жидкости на исследования.

Все приведенные методы определения интенсивности поглощения разработаны для условий бурения на нефть и газ.

Необходимо отметить, что интенсивность поглощения не является достаточной характеристикой поглощающего пласта, так как не учитываются мощность зоны поглощения, размеры и количества поглощающих каналов.

Разработанные классификации зон поглощения по их интенсивности могут быть эффективными только для одних районов, где имеются сходные горно-геологические условия и более или менее выдержанные параметры зоны поглощения.

При использовании методов определения интенсивности поглощения предпочтение отдается тому методу, при котором получаются минимальные расхождения исходных данных с полученными.

Условия геологоразведочного бурения на твердые полезные ископаемые имеют свои специфические особенности и применительно к этим условиям должна быть своя методика определения интенсивности поглощения.

И. И. Рафиенко предложил методику определения интенсивности поглощения применительно к условиям геологоразведочного бурения. Методика основывается на определении расхода промывочной жидкости для любого участка ствола скважины в единицу времени. Зная диаметр скважины, расход промывочной жидкости, интенсивность поглощения рекомендуется определять по падению динамического уровня за отдельные промежутки времени.

Интенсивность поглощения рекомендуется определять по формуле

$$Q = \frac{\pi D_{\text{ср}}^2 L}{4T}, \quad (9)$$

где Q — интенсивность поглощения промывочной жидкости, $\text{м}^3/\text{ч}$; $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр скважины, м ; L — путь, пройденный в скважине за время T , м ; T — время изменения динамического уровня, ч .

И. И. Рафиенко на основании производственных данных все поглощения, встречающиеся на колонковом разведочном бурении, по их интенсивности разделил на четыре группы (Q $\text{м}^3/\text{ч}$):

I — частичные	1—5
II — сильные	5—10
III — полные	10—15
IV — катастрофические	15 и более

Методика проста, не требует сложных приборов, расчетов, хотя потребует больших расходов жидкости и может найти применение при исследовании пластов с различной поглощающей способностью.

Наиболее апробирована в производственных условиях и нашла широкое применение в практике колонкового разведочного

бурения методика приближенной оценки интенсивности поглощения промывочной жидкости, разработанная во ВНИИБТ А. А. Гайворонским. При этом, как отмечалось ранее, использовалась формула Краснопольского — Шези

$$k = Q/\sqrt{H}. \quad (10)$$

Величина коэффициента k характеризует пропускную способность пласта. С увеличением коэффициента k повышается интенсивность поглощения и, естественно, осложняется борьба с ним.

Для определения величины k колонну бурильных труб спускают на 5—10 м ниже статического уровня и внутрь опускают уровнемер. Определяется статический уровень. Затем закачивают в кольцевое пространство между бурильной колонной и стенками скважины воду при постоянном расходе в течение 15—30 мин. При этом должен устанавливаться динамический уровень.

Методика исследования очень проста, не требует больших затрат времени, промывочной жидкости и сложных расчетов.

По величине k В. Г. Ясов и А. А. Волокитенков классифицируют зоны поглощения применительно к условиям бурения геологоразведочных скважин. Авторы на основании анализа работ по борьбе с поглощениями в районах Донбасса и Белгородской экспедиции зоны поглощения подразделяют на следующие категории (табл. 1).

Таблица 1

Категория зон поглощения	I	II	III	IV	V	VI
Поглощение	Частичное или слабое	Подное	Интенсивное		Катастрофическое	
Величина k для разведочных скважин	$\leq 0,6$	0,6—2	2—4	4—10	10—15	15

Проведя анализ всех существующих методик определения интенсивности поглощения промывочной жидкости, необходимо отметить, что все они носят относительный характер и дают только приблизительную характеристику поглощающего пласта без определения размеров и количества каналов поглощения. Эти методики определяют только поглотительную способность поглощающего пласта.

Применяемые законы фильтрации поглощающих горизонтов разнообразны, что указывает на сложность происходящих явлений в зоне поглощения. Поэтому необходимы более детальные исследования, которые бы учитывали все многообразия условий

движения жидкости в поглощающих каналах и давали бы объективную оценку интенсивности поглощения для выбора эффективных способов ликвидации возникающих поглощений.

§ 2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Исследования зон поглощений должны определить:

1. Местоположение зоны поглощения и ее мощность.
2. Характер и размеры каналов поглощения.
3. Наличие перетока жидкости по скважине и в зоне поглощения.
4. Диаметр скважины в интервале зоны поглощения.
5. Статический и динамический уровни жидкости в скважине.
6. Интенсивность поглощения.

Все эти данные позволяют:

1. Определить наиболее рациональный способ ликвидации поглощений промысловой жидкости.
2. Выбрать соответствующие технические средства.
3. Определить рецептуру смеси, ее количество, сроки затвердевания.
4. Правильно выбрать способ доставки тампонирующей смеси к зоне поглощения.

Для получения наиболее полной характеристики зоны поглощения необходимо пользоваться различными методами.

Различные методы исследования необходимо проводить после полного вскрытия поглощающего горизонта и стабилизации интенсивности поглощения, что можно установить замерами расхода жидкости и положениями статического и динамического уровней.

Нередки случаи, когда наблюдается снижение интенсивности поглощения или восстановление циркуляции после отбуривания скважины от вскрытой зоны поглощения за счет закупорки трещин и каналов выбуренной породой. В дальнейшем происходят уплотнение закупоривающего материала в трещинах и его глинизация.

При бурении скважин на Ромашкинском месторождении было отмечено, что после отбуривания скважины наблюдается резкое снижение интенсивности поглощения за счет закупорки каналов в кавернозных пластах выбуренной породой. Наблюдения показали, что в большинстве случаев резкое снижение интенсивности поглощения наблюдается по мере углубления скважины на 30—50 м. С учетом этого возникло предположение о целесообразности полного отказа от изоляции таких поглощающих пластов. При этом исходили из результатов наблюдения в процессе вскрытия поглощающих пластов и обобщения фактических данных об интервале углубления, затратах времени и материалов в ранее пробуренных скважинах.

Рассмотрим известные методы скважинных исследований, которые в различной степени могут дать оценку зоны поглощения.

Кавернометрия

Кавернограмма может оказать существенную помощь при изучении зон поглощения. По кавернограмме можно судить о степени разрушенности поглощающего пласта, о наличии крупных пустот или о том, что пласт сильно трещиноват и легко подвергается разрушению.

Увеличение диаметра скважины против поглощающего пласта является дополнительным критерием для выбора способа ликвидации поглощения и расчета объема тампонирующей смеси.

Не всякая каверна может означать поглощение и поэтому кавернометрия может дать оценку поглощения в комплексе с другими методами.

В последнее время Министерством геологии СССР разработан и выпущен малогабаритный каверномер KB-2. При работе с этим прибором запись ведется непрерывно при спуске и подъеме от датчика обычной геофизической аппаратуры. Прибор рассчитан на внешнее гидравлическое давление 150 кгс/см^2 , диаметр его 55 мм, длина 1410 мм, масса комплекта 43,6 кг, масса каверномера 10,8 кг.

Электрический каротаж

При электрическом каротаже регистрируются кажущееся удельное сопротивление пород и потенциал возникающего в скважине электрического поля (ПС). По значению этих величин определяется характер и последовательность залегания пород.

Против глин и глинистых разностей пород наблюдаются повышенные значения ПС, против плотных и водонасыщенных пород — низкие. Это положение соблюдается при условии, когда минерализация пластовых вод выше минерализации бурового раствора в скважине. При обратном соотношении минерализации картина получается обратной (перевернутая кривая ПС). В случае равенства минерализации пластовой воды и промывочной жидкости, например при бурении с пластовой водой, кривая ПС получается недифференцированной. Подобное же положение создается против поглощающих пластов ввиду глубокого проникновения в пласт промывочной жидкости, и поглощающие горизонты обычно отмечают низкими значениями ПС.

Электрическое сопротивление зоны проникновения отличается от истинного сопротивления пласта. Поэтому кажущееся сопротивление породы поглощающих горизонтов ввиду их вы-

сокой пористости и проницаемости находится в зависимости от сопротивления промывочной жидкости, заполняющей поры и трещины пласта.

Радиоактивный каротаж

Методы радиоактивного каротажа включают регистрацию естественной гамма-активности горных пород (гамма-каротаж — ГК), гамма-активности, возбужденной действием нейтронного потока (нейтронный гамма-каротаж — НГК), и регистрацию рассеянного породой излучения от мощного источника гамма-излучения (гамма-гамма-каротаж — ГГК).

Естественное гамма-излучение изменяется в зависимости от состава пород. Это позволяет по диаграмме ГК определять литологические особенности пород.

Поглощающие горизонты обычно характеризуются низкой естественной гамма-активностью.

Нейтронный гамма-каротаж позволяет уточнить местоположение поглощающего горизонта, получить некоторое представление о его строении вблизи ствола скважины, а также оценить величину пористости породы поглощающих пластов.

При гамма-гамма-каротаже регистрируется рассеянное породой излучение от мощного источника гамма-излучения, расположенного на некотором расстоянии от индикатора. Показание гамма-гамма метода находится в зависимости от объемной плотности породы, поэтому его называют каротажем плотности. При изучении поглощающих горизонтов можно получить дополнительный параметр — плотность прискважинной части породы. Этим методом исследуется малый объем породы (малая глубинность исследования), и на его показания сильно влияют факторы, связанные с условиями замера и состоянием стенок скважины, поэтому применение его для исследования поглощающих горизонтов считается малоприменимым.

Использование радиоактивных изотопов

Известны два способа применения радиоактивных изотопов для определения зон поглощения: разовой закачки и бурения на активированном буровом растворе. Последний не нашел широкого применения, так как требует специальных мер предосторожности для обслуживающего персонала.

Перед исследованием способом разовой закачки скважина тщательно промывается и производится гамма-каротаж с регистрацией кривой ГК.

Потом через устье скважины или бурильную колонну производят закачку активированной жидкости. Для активации применяют радиоактивные изотопы (цинка, железа или йода), растворяющиеся в жидкости. Скважину промывают чистым раствором и производят повторный гамма-каротаж. Сравнение

кривых ГК, зарегистрированных до и после закачки радиоактивной жидкости, позволяет отбить границы поглощающего горизонта.

Сущность метода заключается в том, что количество адсорбированной горной породой радиоактивных изотопов пропорционально количеству активированной жидкости, проникшей в эти породы.

На кривых ГК проницаемые участки характеризуются аномально высокими показаниями.

Данный способ определения местоположения зон поглощения при существующей методике трудоемок. На выявление одной зоны поглощения затрачивается от 12 до 24 ч.

Фотография стенок скважины

Опыты фотографирования стенок скважины показывают о больших возможностях этого метода. При исследовании поглощающих горизонтов он позволяет выяснить размеры и форму поглощающих каналов, что очень важно для правильного выбора способа ликвидации поглощений.

На Ромашкинском месторождении в скв. 3432 А. Р. Кинзиковым было сделано 194 снимка скважинным фотоаппаратом ФАС-1. На хороших снимках отчетливо выделяются каверны и трещины в виде темных участков и полос на светлом фоне плотных пород. Каверны в большинстве случаев неправильной формы с корродированными в разной степени стенками, реже круглые или эллиптические с ровными краями. Раскрытость большинства трещин от 0,05 до 0,5 см. Наблюдаются трещины с раскрытостью более 0,5 см и менее 0,05 см.

В Южно-Казахстанском геологическом управлении разработан круговой скважинный фотоаппарат ФКС, который в отличие от существующих (ФАС-1, ФТСУ и др.) имеет целостный круговой обзор и ориентацию изображения по странам света.

Управление работой прибора производится с наземного пульта, соединенного с фотоаппаратом трехжильным каротажным кабелем. Емкость кассет позволяет производить 120 снимков на пленку шириной 35 мм. Аппарат рассчитан для съемки в скважинах диаметром 73—250 мм глубиной до 1200 м.

В результате проведенных лабораторных и производственных испытаний получены фотографии стенок скважины хорошего качества. На снимках четко видны каверны, мелкие и крупные трещины.

Использование печати для определения формы и размеров каналов поглощения

Фотографирование стенок скважин возможно только в средах, заполненных прозрачной жидкостью.

Ряд авторов предлагает определять параметры поглощающих каналов получением отпечатков стенок скважины.

И. И. Рафиенко разработал прибор, принцип работы которого состоит в том, что в результате раздвигания трех секторных поверхностей с нанесением на них мастики получается отпечаток стенок скважины в нужном интервале с изображением пор и трещин.

Прибор прошел испытания в условиях поглощающих зон Белгородского железорудного месторождения при глубине скважины 480—550 м в толще кавернозных, трещиноватых известняков карбона. В результате испытания было установлено, что прибор работает безотказно; при подъеме прибора на поверхность получают четкие отпечатки пор, трещин и других нарушений со стенок скважины в интервале поглощения.

Данный прибор дает информацию только о части стенок скважины, так как отпечатки получаются на раздвижных секторах и между ними бывают большие зазоры.

В ВолгоградНИПИнефти разработана печать, предназначенная для определения раскрытия и формы поглощающих каналов. Она проста по устройству и состоит из корпуса (перфорированная труба), на котором имеется индикаторная оболочка (проницаемая ткань).

Печать спускают в скважину на бурильных трубах, предварительно определив интервал поглощения с помощью глубинного расходомера или по изменению интенсивности выхода промывочной жидкости из скважины в процессе бурения. После установки печати в бурильные трубы закачивают индикаторную жидкость (краситель, химический реагент). Жидкость, вытесняемая из труб в скважину через отверстия в корпусе индикаторной печати, сначала «раздувает» индикаторную оболочку до плотного прилегания ее к стенкам скважины, а затем фильтруется в пласт через эту оболочку только в тех местах, где она перекрывает поглощающие каналы. В результате в местах фильтрации жидкости в пласт на индикаторной оболочке остаются отпечатки поглощающих каналов.

Перед проведением испытания на экспериментальной скважине, вскрывшей зону поглощения, в последней были проведены расходометрия и кавернометрия. Интервал поглощения на диаграмме расходомера был зарегистрирован на глубине 178,6—180,8 м. Мощность его 2,2 м.

По данным кавернометрии поглощающий пласт представлен устойчивыми породами.

При испытании печати после установки ее в интервале 176—182 м через бурильные трубы в пласт закачали 0,5 м³ воды с растворенным в ней фиолетовым анилиновым красителем. В результате на индикаторной оболочке (льняное полотно) были получены отпечатки поглощающих каналов.

По полученным отпечаткам было установлено, что мощность поглощающего пласта равна 2,2 м и соответствует данным рас-

ходографии и что в поглощающем пласте имеются две секущие трещины. Были определены формы и размеры трещин. Среднее раскрытие трещины вблизи ствола по отпечатку составляет около 2 см.

Термометрия

Суть метода заключается в определении границ поглощающего горизонта термометром, используя естественное тепловое поле Земли.

В скважине, простоявшей некоторое время в покое, проводится контрольный замер температуры. Потом в скважину закачивается определенное количество жидкости и проводится повторный замер температуры по стволу скважины. Путем сравнения диаграмм контрольного и повторного замеров определяется местоположение контакта жидкости с различными температурами. Граница жидкостей с различными температурными значениями и определит подошву зоны поглощения.

Замер температуры производится при помощи скважинного электрического термометра, который собирается в виде мостиковой схемы с включением двух пар равных сопротивлений.

Сопротивления первой пары почти не изменяются от изменения температуры в скважине, а сопротивления второй пары сильно изменяются в зависимости от температуры.

При измерении температуры возникает разность потенциалов, пропорциональная изменению сопротивления второй пары, т. е. пропорционально изменению температуры.

При использовании этого метода отсутствует пока четкая методика измерений. Неопределенным остается вопрос о времени выдержки скважины перед замером и также неясно, сколько необходимо закачивать жидкости в зону поглощения при различных условиях замера.

Резистивиметрия

Метод основан на измерении и сравнении удельного электрического сопротивления жидкости, находящейся в скважине, и жидкости, искусственно доставленной туда, с определением границ их раздела.

Резистивиметрией можно определить перетоки жидкости в скважине и местоположение зоны поглощения. Использование резистивиметра целесообразно в случае, когда электрическое сопротивление пластовой воды отличается от электрического сопротивления промывочной жидкости.

Перетоки жидкости определяются при установившемся статическом уровне жидкости в скважине. Интервал перетока от-

мечается на диаграмме зоной повышенных или пониженных сопротивлений в зависимости от соотношения электропроводности пластовой воды и промывочной жидкости.

Зону поглощения можно определить двумя способами: продавливанием и откачкой.

Сущность продавливания заключается в том, что в скважину через устье закачивается раствор с удельным сопротивлением, отличным от сопротивления жидкости, находящейся в скважине. Объем закачиваемой жидкости должен быть таким, чтобы его было достаточно для продвижения до предполагаемого поглощающего пласта. Если при закачке граница раздела между двумя жидкостями не изменяет своего положения, то она принимается за подошву зоны поглощения.

Сущность откачки предусматривает искусственное понижение уровня жидкости в скважине для вызова притока пластовой воды из зоны поглощения. Граница раздела, образованная пластовой водой и промывочным раствором, будет соответствовать подошве поглощающего горизонта.

Скважинная расходометрия

В практике разведочного бурения в последнее время широко применяется метод скважинной расходометрии для характеристики зон поглощения. Метод основан на регистрации скорости движения потока жидкости по стволу скважины специальными расходомерами. Основным элементом прибора является вертушка-датчик, по частоте вращения которой определяется расход жидкости. С помощью расходомера определяют мощность поглощающего горизонта, интенсивность поглощения, а также направление и интенсивность перетоков между водопоглощающими и водопроявляющими пластами.

В 1966 г. Каротажной экспедиции Уральского геологического управления были разработаны скважинные расходомеры типа ТСР, которые применяются при исследованиях скважин. Расходомер может работать в слабвязкой жидкости. В комплект оборудования для определения зон поглощения входят скважинный расходомер, стандартная каротажная лебедка с кабелем типа КТО или КТШ, блок и наземный пульт управления.

В цилиндрическом кожухе скважинного расходомера на полый ось расположена лопастная крыльчатка из облегченного материала.

Жидкость, перемещаясь по стволу скважины, приводит во вращение крыльчатку. Жестко скрепленный с ней токопрерыватель при совпадении с плоскостью электродов замыкает электрическую цепь. Импульс электрического тока по кабелю попадает на наземный пульт управления и регистрируется счетчиком МЭС-60.

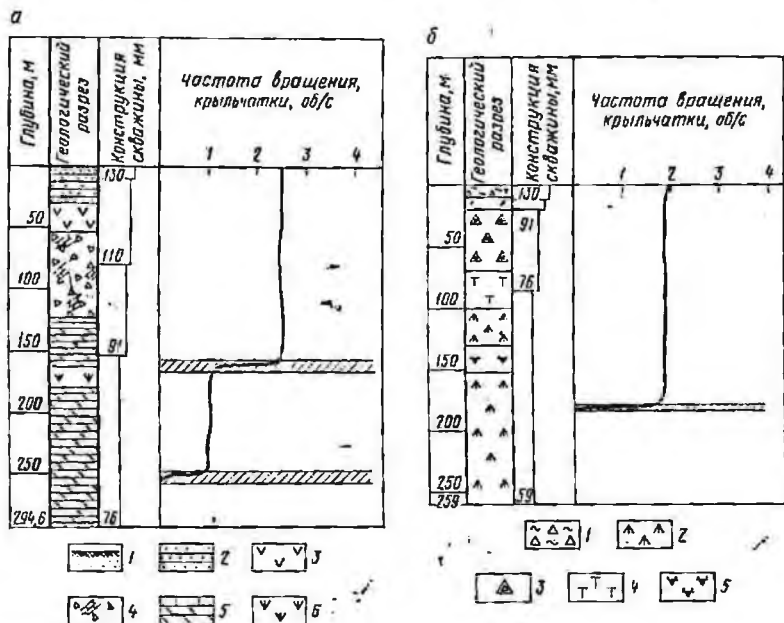


Рис. 1. Геологический разрез и расходомерия:

а — Воздвиженское месторождение скв. 22; 1 — делювиальные отложения; 2 — алевролиты; 3 — диабазовые порфиры; 4 — доломиты, известняки ленточно дробленые; 5 — доломиты; 6 — диоритовые порфиры; б — по Широкинскому месторождению скв. 578; 1 — делювиальные отложения; 2 — порфиры; 3 — лавобрекчии; 4 — туфы; 5 — метасоматическая порода

Ниже приводятся результаты замеров расходомерами по некоторым скважинам.

На скв. 22 (Воздвиженское месторождение) в интервале 158,1—167,0 м на контакте доломитов и порфиритов были встречены разрушенные породы. С глубины 160,5 м началось частичное поглощение глинистого раствора и до глубины 167,0 м, потери жидкости составили около 35—40 л/мин. Бурение продолжалось с частичной потерей. С глубины 248,5 м потери раствора увеличились и на глубине 255,1 м циркуляция раствора прекратилась. По поднятому керну и резкому падению уровня жидкости предполагалось, что скважиной встречена крупная открытая трещина в доломитах, гидравлически связанная с системой других трещин. Статический уровень жидкости в скважине установился на глубине 82 м.

После отбуривания скважины до глубины 276 м определили место и мощность зоны поглощения расходомером ТСР-70ЭМ. Датчик прибора опускался в скважину с глубины 120 м с оставками через 5 м для фиксации количества поступающих импульсов в определенных точках. Через устье скважины во время

замеров закачивалась жидкость с постоянным расходом (в нашем случае около 80 л/мин). Данные замеров прибором ТСП-70ЭМ по скв. 22 приведены на рис. 1. При пересечении датчиком первой зоны поглощения с кровли до подошвы зарегистрировано уменьшение скорости движения жидкости, и после выхода из подошвы зоны крыльчатка продолжает вращение, хотя с меньшей частотой вращения, чем до входа в кровлю зоны. В этой зоне отмечено поглощение около 55% закачиваемой жидкости, что почти совпадает с данными наблюдения при бурении скважины. При пересечении второй зоны поглощения также отмечено уменьшение частоты вращения крыльчатки, и на глубине 258 м вращение крыльчатки прекратилось, это говорит о выходе из подошвы второй зоны и отсутствии дальше поглощаемых каналов. На замеры затрачено около 2 ч. Данные расходомерии по скв. 22 с большей точностью подтвердили место расположения поглощений, зафиксированные вначале наблюдениями, и определили мощность поглощаемых зон.

На скв. 578 (Широкинское месторождение) в интервале 177,5—180,5 м в порфиритах наблюдались провалы бурового снаряда 0,10 и 0,15 м. Поглощение раствора катастрофическое. Перед началом тампонирования скважину исследовали расходомером ТСП-34ЭМ. Данные замеров (рис. 1, б) полностью подтвердили наличие зоны поглощений в данном интервале, зафиксированные провалами снаряда. После проведенных замеров скважины были успешно затампонированы. Методика замеров была такой же, как на скв. 22. Только фиксация прибора с глубины 150 м при подходе к зоне поглощения производилась через 3 м.

В Донбассантрацитовом управлении разработаны и внедрены скважинные расходомеры типов ДАУ-ЗМ-108, ДАУ-ЗМ-89, ДАУ-ЗМ-73, ДАУ-ЗМ-57, ДАУ-ЗМ-44 с диаметром корпуса соответственно 108, 89, 73, 57 и 44 мм. Расходомер ДАУ-ЗМ-73 в 1967 г. на ВДНХ удостоен медали и является наиболее совершенным прибором. Он прост по устройству, надежно работает в любых промысловых жидкостях.

Расходомер ДАУ-ЗМ состоит из датчика, опускаемого в скважину на каротажном кабеле, и измерительного блока. Датчик расходомера состоит из корпуса, рабочего элемента, тахеометрического преобразователя и центрирующих пружин.

Рабочим элементом датчика является двухлопастная аксиальная крыльчатка, установленная в каркасе.

Для тахеометрического преобразования использован дифференциальный индуктивный датчик, состоящий из двух катушек и подвижной пластинки-якоря. Дифференциальный индуктивный датчик через каротажный кабель подсоединяется к наземному измерительному блоку, который состоит из преобразователя постоянного тока в переменный, двухкаскадного усилителя и полупроводников реле.

Работа расходомера заключается в следующем. Крыльчатка под воздействием движущегося потока жидкости вращается частотой, пропорциональной расходу жидкости. В момент прохождения пластинки якоря над катушкой происходит разбаланс электрического моста, который фиксируется счетчиком МЭС-54 измерительного блока. Абсолютная величина расхода жидкости определяется с помощью тарировочных графиков.

С помощью расходомера ДАУ-3М определяется количество, мощность и глубина залегания поглощающих горизонтов, интенсивность поглощения.

В Криворожской геофизической партии сконструирован дебитометр (расходомер) для определения глубины, мощности и интенсивности зоны поглощения. Диаметры прибора 35 и 60 мм. Дебитометр состоит из трех частей: вертушки (воспринимающий элемент), установленной в скважинном снаряде и получающей вращательное движение под действием потока воды; электрического преобразователя, помещенного в скважинном приборе и создающего частоту электрических импульсов, пропорциональную частоте вращения вертушки; наземного блока питания прибора и осциллографа для счета электрических импульсов. Первые два элемента конструктивно объединены в одно целое.

С помощью дебитометра можно определять и перетоки жидкости в скважине.

§ 3. УПРОЩЕННЫЕ СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Существующие способы определения зон поглощения несколько сложны и требуют значительных затрат времени.

Было бы эффективным и оперативным, если бы исследования зон поглощений проводились силами буровой бригады, используя имеющиеся приспособления и оборудования без привлечения специальных служб. Это позволило бы исключить время на их ожидание и другие потери.

Ниже приводятся несколько примеров упрощенных способов таких исследований.

Метод определения зон поглощения при помощи пакеров очень прост, не требует сложных замеров и больших затрат времени.

На скважинах Сорского месторождения было испытано пакерное устройство, которое позволяет определять зоны поглощения только силами буровой бригады без помощи геофизики.

Разработанный прибор сделан из верхнего и нижнего ниппелей с отверстиями для прохода покачиваемой жидкости. Ниппе-

ли соединены между собой перфорированной трубкой, на которую надевается резиновый пакер. В верхней части имеется резьба для присоединения к бурильным трубам.

Отверстия в верхнем ниппеле закрыты пробками. Замеры производят через интервалы 1—5 м в зависимости от мощности поглощающего горизонта. С помощью промывочного насоса в прибор подают жидкость, которая раздувает резиновый пакер. Если нижняя часть прибора не достигает поглощающего горизонта, то происходит резкое увеличение давления на манометре насоса. При входе прибора в поглощающую зону на манометре насоса, подающего жидкость в прибор, давление падает. Поднимая или опуская снаряд на определенную величину и включая насос при остановках, подъеме или спуске, точно устанавливают нижнюю, а затем верхнюю границы поглощающего горизонта. Для определения верхней границы отверстия нижнего ниппеля в приборе закрывают пробками, а отверстия верхнего ниппеля открывают. Закачиваемая жидкость поступает через верхние отверстия в скважину, и прибор медленно поднимают вверх. После того как прибор проходит верхнюю границу, промывочная жидкость начинает выходить из скважины. Таким образом, точно устанавливается верхняя граница поглощающего горизонта.

В Иркутском геологическом управлении был предложен и испытан снаряд для определения интервала поглощения промывочной жидкости.

На отрезке бурильной трубы диаметром 33,5 мм, закрытом снизу заглушкой и имеющем три-четыре радиальных отверстия диаметром 8—10 мм, хомутами закрепляется резиновый пакер из эластичной резины. В компоновке снаряда над пакером имеется перепускной клапан, рассчитанный на давление 2—3 кгс/см². Снаряд опускают в скважину на колонне бурильных труб и устанавливают выше предполагаемого интервала поглощения. При включении промывочного насоса, заранее отрегулированного на подачу 20—30 л/мин, пакер расширяется и перекрывает ствол скважины. Полный выход промывочной жидкости на поверхность означает, что пакер установлен выше интервала поглощения. Точное положение этого интервала определяется путем последовательного включения и выключения насоса по мере спуска снаряда в скважину.

Подожву зоны поглощения определяют следующим способом. Через колонну бурильных труб закачивается в затрубное пространство 1—3%-ный раствор сернокислой меди в количестве, равном объему ствола скважины от забоя до кровли зоны поглощения. Для предотвращения подъема раствора сернокислой меди выше подошвы зоны поглощения одновременно через устье скважины в затрубное пространство закачивают промывочный раствор. Через 10—15 мин производят подъем буриль-

ной колонны. По верхней границе омеднения бурильных труб определяют глубину залегания подошвы зоны поглощения.

В процессе бурения необходимо постоянно контролировать выход промывочной жидкости из скважины, определять ее расход по уровню в зумпфе, регистрировать провалы бурового снаряда, интервалы пород, где наблюдаются скачкообразные продвижения забоя, своевременно устанавливая начало поглощения.

О характере поглощения можно предварительно судить по керновому материалу, его трещиноватости, наличию пустот и проценту выхода керна.

Для характеристики зон поглощения немалую роль имеет определение статического уровня жидкости в скважине. По положению статического уровня жидкости с учетом ее плотности можно определить величину пластового давления, а по его изменению при последующих замерах — вскрытие нового поглощающего горизонта и переток пластовой жидкости по стволу скважины из одного пласта в другой.

Существуют различные методы замеров статического уровня. Применение их зависит от положения статического уровня в скважине и наличия измерительных средств.

Замеры производят при помощи хлопушки и по длине смоченной колонны труб. Удобнее замеры производить электрическим уровнем.

Устройство его простое. Он состоит из опускаемого в скважину зонда, портативной лебедки и источника питания — батареи. При опускании зонда в скважину в момент его соприкосновения с поверхностью жидкости замыкается электрическая цепь. По сигнальной лампочке, подключенной в цепь, можно судить о замыкании или размыкании цепи.

Задача исследования зон поглощения сводится к определению интенсивности поглощения, границ и мощности поглощающих пластов, размеров каналов поглощения, наличия перетока жидкости по скважине и в зоне поглощения, статического и динамического уровней, диаметра скважины в зоне поглощения и т. д.

Получить все эти данные конечно невозможно, если использовать какой-либо один метод исследования. Для более полной характеристики зон поглощения нужен комплекс исследований с использованием различных методов. Но и комплекс применяемых методов вряд ли может дать полную картину поглощающего горизонта.

Точные данные, например, о размере каналов поглощения можно получить только по фотоснимкам или при помощи печати. Эти исследования требуют больших затрат времени на обработку полученных данных, что будет связано с простоями буровой бригады. Да и эти методы еще несовершенны и применимы в определенных условиях.

Величина же интенсивности поглощения, как уже отмечалось, не определяет размеры каналов поглощения и мощности поглощающего пласта. Поэтому судить о размерах каналов, трещин, их форме, количестве и общей площади поглощающей поверхности можно только приблизительно.

Определять другие параметры зон поглощения можно с более или менее относительной точностью, используя один из вышеприведенных методов.

В практике разведочного бурения для исследования зон поглощения в последнее время находят широкое применение скважинные расходомеры типа ДАУ-3М, при помощи которых можно определять количество, мощность и глубину залегания поглощающего пласта, интенсивность поглощения дифференцированно по мощности, перетоки жидкости между водоносными горизонтами, их направление и интенсивность. При спуске расходомера регистрируется статический уровень.

Изучив поглощающий пласт, приступают к ликвидации поглощений одним из известных способов. При этом определяют методы доставки смеси, объем смеси, ее состав, начало затвердевания смеси и т. д. с учетом полученных данных о поглощающем пласте.

ПРИЧИНЫ ПОГЛОЩЕНИЙ
ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Изучение и определение причин поглощений промывочной жидкости являются важными моментами для выбора рациональных и эффективных способов борьбы с поглощениями промывочной жидкости.

Промывочная жидкость может поглощаться при наличии различных каналов поглощения, которые могут быть трещинами, порами, кавернами или карстовыми пустотами. Эти каналы обычно водонасыщенные и поглощение в них связано с перепадом давления между давлением жидкости в скважине и давлением в поглощающем пласте, который равен

$$\Delta p = p_{гст} + p_{гс} - p_{пл},$$

где Δp — перепад давления в зоне поглощения; $p_{гст}$ — гидростатическое давление столба промывочной жидкости на поглощающий пласт; $p_{гс}$ — гидростатическое сопротивление, возникающее при подъеме жидкости от зоны поглощения до устья скважины в кольцевом пространстве; $p_{пл}$ — пластовое давление.

Чем больше перепад давления, тем более увеличивается вероятность и интенсивность поглощения промывочной жидкости.

На поглощение промывочной жидкости оказывают влияние кроме геологических условий ряд технологических факторов, основными из которых являются увеличение плотности промывочной жидкости, повышение вязкости и статического напряжения сдвига, образование сальников на буровом инструменте, быстрый спуск бурового инструмента в скважину, быстрый спуск бурового насоса на полную мощность и т. д. Влияние данных факторов приводит к значительному увеличению давления на поглощающий пласт, которое может быть причиной поглощений.

В отдельных случаях при превышении общих гидравлических давлений в скважине выше критических может произойти гидравлический разрыв пород с образованием поглощающих трещин, которые являются причиной поглощения промывочной жидкости.

Причинами поглощений являются влияния как геологических, так и технологических факторов. Рассмотрим влияния каждого из этих факторов в отдельности.

§ 1. ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРИЧИНЫ ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

М. С. Винарский на основе анализа отечественных и зарубежных исследований отмечает, что поглощение возможно, если размеры каналов поглощающего пласта превышают диаметр твердых частиц промывочной жидкости в 3—4 раза. Другими словами, основными путями движения жидкости из скважины в пласт являются естественные трещины или трещины, образовавшиеся в процессе бурения скважины.

К. Гетлин в результате изучения причин поглощения промывочного раствора при бурении скважин приходит к выводу, что поглощения возможны в случае, когда поры породы настолько велики, что не закупориваются твердыми частицами раствора, а проницаемость породы повышается до таких пределов, что происходит поглощение. Это объясняется превышением гидростатического давления в скважине над пластовым, в результате чего происходит раскрытие имеющихся в пласте трещин.

Естественные каналы поглощения могут быть самыми различными. Рассмотрим основные из них.

Поглощения в пористых породах. Поры по происхождению разделяются на первичные и вторичные. К первичным относятся поры между зернами и частицами породы, а также промежутки между плоскостями наложения, образованные в результате осадконакопления и формирования породы. В разных породах имеется различная пористость. Так, пористость песчаника и мела превышает 30%, изверженных пород, например базальта, гранита, порфира и других не более 1—2%. Однако не все пористые породы могут быть поглощающими. Например, глина, имея пористость выше, чем песок, может не поглощать промывочную жидкость в связи с небольшими размерами пор. Первичная пористость карбонатных пород невысока и обычно не превышает 5%. Размеры сообщающихся пор в этих породах обычно таковы, что они не могут поглощать не только промывочный раствор со средним размером глинистых частиц 70 мкм, но и воду, используемую в качестве промывочного раствора, вследствие высокого содержания в ней твердых частиц различных размеров. Поглощение промывочного раствора в песчаных породах аналогично поглощению в нагнетательных скважинах с той лишь разницей, что в растворе содержится большое количество твердых частиц.

Так как горные породы сложены частицами различных размеров, то в одной и той же породе могут существовать поры различных размеров. Поры могут быть замкнутые и сообщающиеся, форма их может быть также различной. Сообщающиеся поры, в свою очередь, могут образовывать тупики или тупиковые поры, через которые жидкость при бурении дальше не проходит.

К вторичным относятся поры растворения, а также поры, связанные с кристаллизацией и эрозийными процессами. Обычно такая пористость распространена в карбонатных породах. Образующиеся при этом пустоты, трещины и каверны в известняках и доломитах Воздвиженского и Благодатского месторождений имеют объем несколько десятков кубических метров и простираются в длину на несколько километров. Каверны в пласте, как правило, сообщаются между собой непосредственно или по трещинам.

Циркулирующие подземные воды, обогащенные углекислым газом, содействуют интенсивному образованию вторичной пористости и, выщелачивая известняковые породы, образуют каверны.

На образование вторичных пор важное значение имеет процесс доломитизации известняков, при котором образуются трещины и пустоты сокращения. Процесс доломитизации заключается в частичном или полном замещении в известняках кальция магнием, в образовании $MgCO_3$ вместо $CaCO_3$. При этом объем известняка сокращается примерно на 12% вследствие кристаллической усадки, что сопровождается возникновением многочисленных трещин и разрывов, создающих благоприятные условия для циркуляции вод.

Изучение трещиноватости имеет важное значение для правильного выбора способов ликвидации поглощений и тампонирующего материала.

Поглощения в трещиноватых породах. Анализ трещиноватости по многим месторождениям показал, что длина трещин изменяется от нескольких сантиметров до сотен метров, ширина же трещин варьирует от долей миллиметров до нескольких десятков сантиметров. В зависимости от параметров трещин можно судить о характере и интенсивности поглощения. Причинами образования трещин являются:

изменение физического состояния горной породы вследствие остывания излившейся из недр земли магмы. Трещины, образовавшиеся в результате этих процессов, являются литогенетическими или диагенетическими;

горнообразовательные процессы — образование складок и горных цепей, когда нарушается первоначальное залегание горных пород. Такие трещины называются тектоническими;

физико-химические процессы, происходящие в горной породе под действием различных факторов (растворение, выщелачивание пород) с образованием карстовых трещин и пустот;

процессы выветривания горных пород, т. е. переменное нагревание и охлаждение пород, действие воды, ветра, замерзание воды в мелких трещинах и т. д.

Эти факторы действуют последовательно или совместно.

Трещины в горной породе могут располагаться вертикально, наклонно или горизонтально.

В зависимости от ширины (раскрытия) в мм трещины подразделяются на пять групп по Н. Г. Трупаку:

трещины	<1
мелкие	1—5
средние	5—20
крупные	20—100
очень крупные	>100

В трещиноватых крепких породах трещины, как правило, образуются группами и составляют определенную систему. Расстояние между трещинами изменяется от нескольких миллиметров до десятков метров. Трещины бывают открытые и закрытые. Открытые трещины не заполнены каким-либо материалом, закрытые — заполнены вторичным материалом, различными осадками.

Наиболее интенсивные поглощения возникают при наличии тектонической трещиноватости.

Тектонические трещины распространены повсеместно и во всех видах пород. Они характеризуются упорядоченным расположением в пространстве в виде параллельных систем, образующих правильные геометрические сетки преимущественно с вертикальной ориентировкой относительно слоистости пород и тесной связью направлений основных систем трещиноватости с направлениями простираций тектонических структур. Тектонические трещины бывают внутрипластовыми и могут пересекать сразу несколько пластов. Они также подразделяются на трещины с разрывом сплошности и кливаж. Трещины с разрывом сплошности делятся в свою очередь на трещины отрыва, региональные и местные трещины отрыва и трещины скалывания.

Трещины отрыва располагаются в породах перпендикулярно к направлению растяжения, часто выклиниваются по простирацию и падению; могут быть сильно сгущенными на отдельных участках или очень редкими.

Региональные трещины отрыва распространяются на огромных пространствах и образуются благодаря вертикальным колебательным движениям.

Трещины скалывания развиваются касательными напряжениями и часто наблюдаются в интрузивных породах. Они возникают в складчатых областях, имеют гладкую поверхность, большую протяженность. Поверхность их часто носит следы перемещения — зеркала скольжения.

Кливаж проявляется под действием сжимающих усилий. Он не нарушает сплошности пород и обычно имеет вид открытых или закрытых частых параллельных трещин с ровными поверхностями и нередко следами скольжения и притирания.

Приведенная выше разновидность тектонических трещин для некоторых горных пород характеризуется следующей мощностью: в глинистых сланцах 0,001—0,01 см; известняках 0,1—

0,3 см; гранитах 0,5 см; базальтах 5 см; карстовых породах 10—20 см и более.

Количество систем трещиноватости зависит от положения их в структуре. Оказывается, что на периклиналях поднятий число систем трещин увеличивается, на сводах часто оно уменьшается, однако строгой закономерности в распределении трещиноватости по элементам структур не существует. Наиболее сильно трещиноватость развита в хрупких породах по сравнению с пластическими, что создает благоприятные условия для возникновения поглощений промывочной жидкости.

Трещины в глубоких горизонтах имеют преимущественно вертикальное направление, что связано с характером тектонических движений. Смыкание вертикальных трещин на больших глубинах считается менее вероятным, чем горизонтальных, так как тангенциальные напряжения меньше, чем нормальные, обусловленные весом вышележащих пород. Ликвидация поглощений вертикальных трещин, по-видимому, будет более трудоемкой в связи с их большей раскрытостью и протяженностью.

Особую сложность при проходке скважин имеет пересечение карстовых пустот и трещин. Связанные с ними поглощения промывочной жидкости обычно катастрофические и применяемые способы борьбы с поглощениями обычно безрезультатны. Началом образования карстовых пустот являются тектонические трещины и реже трещины выветривания. По этой причине развитие и направление карстового процесса обуславливается тектонической трещиноватостью. Карстовые пустоты обычно заполнены водой, песчано-глинистым материалом и обломками различных пород. Карстовые пустоты и каверны встречаются самой различной формы: круглой, вытянутой, воронкообразной, угловатой. Иногда они имеют очень большие размеры.

Вскрываемые выработками пустоты в Криворожском бассейне изменяются в пределах от нескольких сантиметров до нескольких десятков метров.

При бурении скв. 390 на Благодатском месторождении Восточного Забайкалья был встречен пятиметровый карст, сопровождавшийся провалом инструмента и полной потерей промывочной жидкости.

Глубина залегания карста различна и зависит от тектонической трещиноватости пород.

На месторождениях Восточного Забайкалья (Благодатское, Воздвиженское) глубина распространения карста не превышает 300 м.

Рассмотрим на примере ряда месторождений геолого-структурные особенности месторождений и причины поглощения от действия геологических факторов.

Автором в течение многих лет проводились исследования на ряде месторождений в Восточном Забайкалье, где были на основании фактических материалов определены причины поглоще-

ний промывочной жидкости и даны характеристики каналов поглощения.

Рассмотрим геолого-структурные особенности Воздвиженского и Благодатского месторождений, расположенных в одном регионе со сходными геологическими условиями. В геологическом строении месторождений в основном принимают участие карбонатные породы нерчинско-заводской свиты, глинистые сланцы, алевролиты, песчаники, прослой доломитов и известняков алтачинской свиты нижнего палеозоя.

Кроме того, на месторождениях встречаются комплексы интрузивных пород, прорывающих отложения алтачинской и нерчинско-заводской свит. Интрузии представлены дайками и штоками. Интрузивные породы представлены гранит-порфирами, гранодиорит-порфирами, диорит-порфирами, габбро-диабазы и др.

В пределах района интенсивно проявлены разрывные нарушения, которые фиксируются в виде зон дробления, брекчирования.

В результате проведенных геологических и геофизических работ значительно уточнены положения нескольких крупных разрывных структур. Кроме крупных зон разломов и отдельных нарушений отмечается множество мелких нарушений и зон трещиноватости.

По данным бурения зоны тектонических нарушений и разломов отмечаются на глубине 600 м и более.

При бурении разведочных скважин почти повсеместно наблюдалась частичная или полная потеря промывочной жидкости, начиная с поверхности и до глубины порядка 250—300 м.

Породы нерчинско-заводской свиты наиболее подвержены тектоническим нарушениям, что подтверждается наличием значительной трещиноватости. Помимо этого, в породах нерчинско-заводской свиты активно проявлены карстовые явления.

Наиболее полную картину характеристики трещиноватости, пустот и каверн дают тяжелые горные выработки — Благодатская и Воздвиженская шахты.

Наблюдения в Благодатской шахте на горизонтах первом, втором и третьем показывают, что, несмотря на высокую степень трещиноватости пород, далеко не все трещины являются раскрытыми. Большинство трещин выполнено вторичными образованиями кварца, кальцита, глинистым и тонко перетертым материалом.

Размер трещин колеблется от 5—3 мм до нитевидной величины. По более или менее открытым трещинам, как правило, наблюдается капез.

Совершенно другое положение наблюдается в районах разломов, крупных тектонических нарушений, контактов разноименных пород и даек. Здесь трещиноватость интенсивнее и

трещины имеют большую раскрытость. Размеры трещин иногда достигают 2—5 см, чаще 0,5—2 см.

Что касается крупных тектонических нарушений, то они в большинстве своем выполнены крупной и мелкой брекчией и довольно часто содержат каверны и пустоты размером от 20—30 см и редко до 1,5—2 м.

Карстовые пустоты и каналы, как показали наблюдения, наиболее развиты на втором горизонте (Благодатская шахта), находящемся на глубине 130—140 м. Несколько меньше карстовые явления развиты на третьем горизонте, на глубине 170—180 м от поверхности земли. Отдельные карстовые пустоты, выполненные рыхлым материалом, встречаются на шестом горизонте на глубине 300 м от поверхности. При бурении скв. 390 в Благодатской партии в интервале 101,8—106,8 м был встречен пятиметровый карст, сопровождающийся провалом инструмента и полной потерей промывочной жидкости. На скв. 399 в интервале 62,5—63,5 м отмечена метровая пустота. Незначительный по мощности карст от 0,05 до 0,5 м зафиксирован во многих скважинах при проходке особенно карбонатных пород. Сложность геолого-структурного положения пород нерчинско-заводской свиты предопределили достаточно сложные гидрогеологические условия месторождений.

Трещиноватость пород и закарстованность этого комплекса весьма интенсивная и распространяется, по данным бурения, на глубину до 300 м. Вследствие этого породы нерчинско-заводской свиты характеризуются высокой обводненностью.

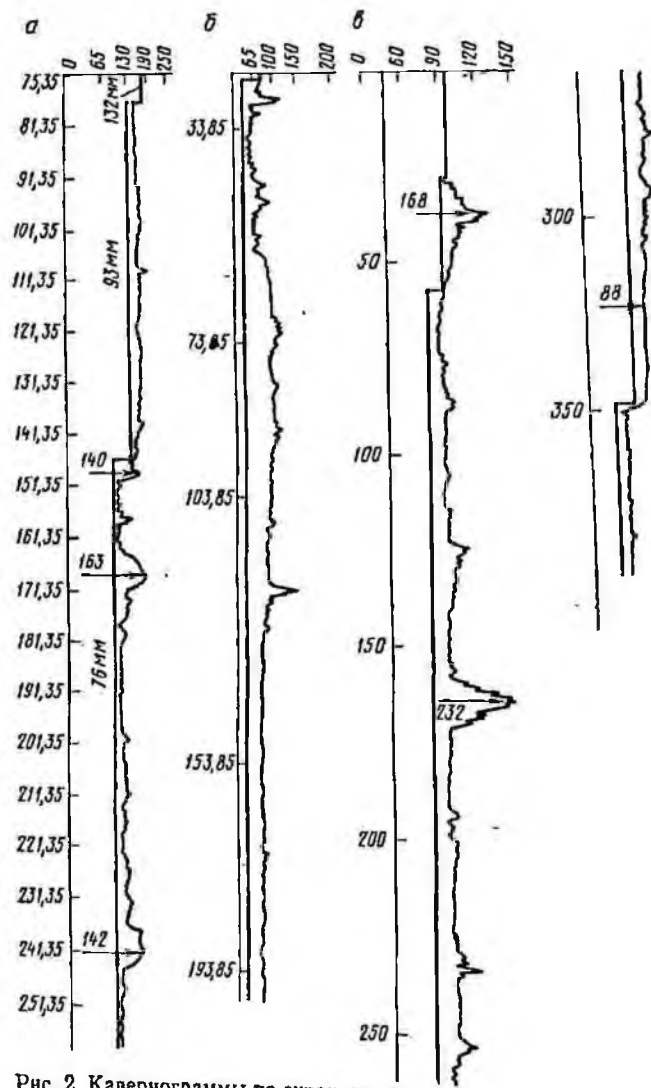
Производственными пробными откачками из скважин Воздвиженского месторождения установлено, что дебит отдельных скважин (скв. 160) достигает 225 м³/ч. Зеркало подземных вод на Воздвиженском месторождении залегает на глубинах от 30 до 70 м, грубо повторяя формы дневной поверхности.

Наличие значительной трещиноватости пород, тектонических трещин и зон разломов, а также карстовых пустот, сопряженных между собою, создали условия тесной гидравлической взаимосвязи, а это обусловило наличие наблюдающегося единого зеркала подземных вод.

Трещиноватости пород алтачинской свиты, резко отличаются между собой. Что касается сланцев, то их можно считать породами слабой трещиноватости, составляющей не более 0,7%. В целом для месторождений эффективная трещиноватость (пустотность) колеблется в пределах 3,0—3,5% до глубины 150 м.

Встречающиеся прослои карбонатных пород в этой толще, так же как и в нерчинско-заводской свите, сильно трещиноваты и закарстованы, о чем свидетельствуют данные обводненности этих пород.

Трещиноватость же изверженных пород на исследуемых месторождениях незначительна.



Трещины выветривания проникают на глубину порядка 60 м. На глубинах более 60 м интрузивные породы совершенно монолитны и являются экраном для передвижения подземных вод.

карстовых пустот, существованием тесной гидравлической взаимосвязи, определяют то, что поглощения при бурении скважин вызваны в первую очередь геологическими причинами и уход промывочной жидкости происходит по естественным каналам поглощения.

пределах 2—60 м и зависит от мощности трещиноватых участков и зон тектонических нарушений. Коэффициент поглощающей способности по формуле ВНИИБТ изменяется от 0,4 до 18.

Приведем данные исследований, проведенных на других месторождениях.

Поглощения промывочной жидкости в Криворожском бассейне обусловлены в основном сложными геолого-структурными строениями пластов и развитой в связи с этим трещиноватостью пород.

Интенсивно развитые тектонические разломы со значительными смещениями расчленяют пласты пород средней и верхней свиты на отдельные блоки. Трещиноватость наблюдается как внутри пластов, так и в приконтактных зонах тектонических нарушений. Прослеживается она во всех разновидностях пород, составляющих бассейн до глубин 1500—2400 м (по данным скважин).

Наряду с трещиноватостью в породах криворожской серии прослеживаются карстопроявления. Наибольшей закарстованностью характеризуются доломитовые мраморы верхней свиты, железистые роговики и джеспилиты средней свиты, в которых наблюдаются почти все подземные формы карста: от мелкокавернозности и ячеистости до крупных каналов и полостей. Размеры карстовых пустот колеблются от нескольких сантиметров до нескольких метров. Отдельные карстовые полости имеют ширину 20—30 м и более.

Глубина распространения карстовых пустот в карбонатных породах достигает на отдельных участках 500—800 м. При пересечении скважинами карстовых пустот наблюдается полное поглощение промывочной жидкости.

Глубина распространения железорудного карста превышает 1000 м, а на отдельных участках достигает 1500—1700 м. Размеры вскрываемых горными выработками пустот изменяются от нескольких сантиметров до нескольких десятков метров.

Данные, полученные по скважинам, пробуренным из подземных выработок шахт бассейна, свидетельствуют о том, что водоносность залежей железных руд и вмещающей их толщи пород средней криворожской свиты с глубиной не уменьшается. Не уменьшается с глубиной и возможность поглощения, а также трещиноватость пород.

Частичные и полные поглощения распределены по геологическим структурам и крупным элементам структур и интервалам глубин 0—50, 50—100, 100—200, 200—300 м до конечных глубин подсечения пород криворожской серии — 2500 м.

Опыт бурения скважин в Киргизии в Хайдарканской, Улут-тауской и Бешекинской ГРП показал, что поглощения промывочной жидкости в основном приурочены к трещинам и карстовым пустотам.

В последние годы предложен эффективный способ обнаружения трещиноватости в скважинах, авторами которого являются И. П. Дзедань, В. Ф. Козьяр, А. П. Анпилогов, П. А. Прямов и Д. В. Белоконов. Сущность этого способа заключается в том, что используется ультразвуковой зонд, излучатель-приемник, основанный на регистрации суммарной лапки волн, по изменению амплитуд которой определяют местоположение трещин и их раскрытость. Расстояние между излучателем и приемником не более 5 см.

§ 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ЯВЛЯЮЩИЕСЯ ПРИЧИНАМИ ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

В последние годы широко исследуются технологические факторы, влияющие на поглощение промывочной жидкости. Результатом действия всех этих факторов является образование поглощающих трещин в горных породах, а наиболее вероятно, расширение существующих трещин, через которые уходит промывочная жидкость за счет создания на стенки скважин высоких гидравлических давлений.

Исследованиями технологических факторов, влияющих на поглощение промывочной жидкости, занимался ряд как советских, так и зарубежных исследователей при бурении скважин на нефть и газ. Учет влияния данных факторов и принятие предупредительных мер позволили на ряде месторождений успешно проводить скважины без осложнений.

На примере Белгородского железорудного месторождения выявлено, что поглощения в скважинах могут быть связаны с фактами технологического порядка и приведены основные из них: увеличение плотности промывочной жидкости в процессе бурения, повышение вязкости и статического напряжения сдвига раствора, быстрый спуск бурового инструмента в скважину, пуск насоса на полную мощность, образование сальников на буровом инструменте, а также уменьшение кольцевого зазора между инструментом и стенками скважины.

В Донбассе по результатам бурения скважин провели анализ фактического материала, который показал, что в основном поглощение промывочных растворов в скважинах происходит непосредственно в процессе бурения, т. е. по причинам технологического характера. Такие операции процесса бурения, как спуск инструмента, проработка ствола, вращение и т. д., могут привести к возникновению резких изменений давлений жидкости в скважине. Изменение давления в некоторых случаях может оказаться достаточным для расширения имеющихся в пласте трещин, а также появления новых, т. е. создания необходимых условий для возникновения поглощения промывочной жидкости. Поэтому изучению вопросов, связанных с изменением гидроди-

гидравлического давления в скважине, должно уделяться на производстве самое серьезное внимание. Особенно это важно при бурении инструментом новой нормали, когда зазоры между буровым снарядом и стенками скважин сокращены до практически возможных минимальных размеров, а новые буровые станки обеспечивают высокие частоты вращения инструмента (более 1000 об/мин).

Опыт бурения скважин на различных месторождениях показал, что наряду с геологическими факторами на возникновение поглощений промысловочной жидкости большое влияние оказывают технологические факторы, связанные в основном с неправильным режимом бурения. Технологические факторы часто накладываются на геологические и усиливают возникшее поглощение или в отдельных случаях сами являются основными при его возникновении. В отличие от геологических причин технологические можно избежать при строжайшем соблюдении правильного режима проходки скважин. Основными причинами технологического порядка являются несоответствие качества промысловочной жидкости (повышенная плотность, вязкость, статическое и динамическое сопротивление сдвигу), быстрый спуск бурового инструмента или обсадных труб в скважину, мгновенный пуск насоса на полную мощность, образование сальников на буровом инструменте или уменьшение кольцевого зазора между инструментом и стенкой скважины, а также повышенная частота вращения снаряда.

Проведенными исследованиями в Восточном Забайкалье на законченных скважинах, в которых не было поглощений, было установлено, что часто поглощения в скважинах возникают искусственным путем после цементируемых, тампонажных работ и спускоподъемных операций. Высокие давления, создаваемые цементирующим агрегатом на стенки скважины при использовании пакера, вызвали на ряде скважин гидравлический разрыв пород и отсюда поглощения в скважинах, в которых не было их до экспериментальных работ.

Анализ опытных работ по гидравлическому разрыву пород позволил установить предельные давления, при которых происходит раскрытие трещин, образование поглощающих каналов.

Проведенные исследования позволяют определить все основные технологические факторы, влияющие на поглощение промысловочной жидкости. Приведем важнейшие из них, которые необходимо учитывать в производственных условиях.

1. Повышенная плотность, вязкость и статическое напряжение сдвига промысловочной жидкости.
2. Уменьшение кольцевого зазора между стенкой скважины и буровым инструментом.
3. Быстрый спуск бурового инструмента.
4. Высокие давления при проведении специальных работ в скважине (нагнетание цементных и тампонажных смесей).

Рассмотрим влияние каждого из этих факторов.

При повышении плотности промывочной жидкости увеличивается гидростатическое давление на стенки скважин, что может привести к образованию поглощающих каналов. На практике, после перехода на облегченный промывочный раствор или аэрированную жидкость поглощения прекращались и скважины добуривались без осложнений.

Увеличения вязкости и статического напряжения сдвига создают дополнительные гидравлические давления вследствие увеличения сопротивления движению жидкости в кольцевом зазоре.

Уменьшение кольцевого зазора между стенками скважины и буровым инструментом приводит к более значительной потере давления и образованию повышенных гидравлических давлений при циркуляции промывочной жидкости. Наибольшее дополнительное давление возникает при образовании сальников на буровом инструменте, при обвалах, при прихватах, зашламовании снаряда и т. д. Максимальное дополнительное давление на стенки скважины при этом определяется мощностью бурового насоса.

Образование дополнительных гидравлических давлений при спуске бурильной колонны происходит за счет разности скоростей движения перекрестного потока промывочной жидкости. При наличии разностей скоростей происходит сдвиг по границам быстродвижущегося слоя, который вызывает торможение слоев жидкости. Реакция торможения приводит к увеличению гидростатического давления.

При проведении специальных работ в скважине, например цементирования или тампонирувания, на стенки скважины создаются высокие дополнительные гидравлические давления. Особенно высокие давления возникают при использовании пакера или при герметизации устья скважины. При высокой мощности применяемых буровых насосов или цементировочных агрегатов в некоторых горногеологических условиях можно вызвать гидравлический разрыв пород с поглощением промывочной жидкости.

На месторождениях для предупреждения поглощений, вызванных технологическими факторами, нужно в первую очередь знать предельные значения гидравлических давлений, которые вызывают гидроразрыв горных пород. Только зная значения этих давлений, можно ограничивать и регулировать дополнительно возникающие давления для предупреждения поглощений.

Глава III

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПОРОД ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ И ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОМЫВочНОЙ ЖИДКОСТИ

Обычно в производственных условиях считают, что поглощения в скважинах вызваны геологическими причинами и обуславливаются в основном характером буримых пород и их проницаемостью. Поглощения при бурении в пористых и трещиноватых породах связывают с перепадом давления между давлением жидкости в скважине и давлением жидкости в поглощающем пласте. Но отечественный и зарубежный опыты бурения нефтяных и газовых скважин показывают, что так упрощенно понимать схему поглощения нельзя. Поглощение промывочной жидкости может происходить не только по естественным открытым каналам, существующим в породах, но и по каналам, искусственно созданным в пласте за счет приложенного высокого гидравлического давления. Подобный гидравлический разрыв пласта иногда можно наблюдать при цементировании скважин. В скважине нередко наблюдается недоподъем цементной смеси или ее отсутствие в стволе скважины, хотя в последней поглощения раствора до цементирования не наблюдалось. Это объясняется тем, что при создании высоких давлений в скважине разрушается монолитность пород, не имеющих до этого трещин, и также происходит расширение существующих трещин и уход в них промывочной жидкости и цементной смеси. Учитывая, что породы в основном в различной степени трещиноваты, можно допустить, что здесь происходит расширение естественных трещин.

При цементировании и тампонировании скважин и при проведении спуско-подъемных операций гидравлические давления могут достичь критических величин, вызвать гидравлический разрыв, в результате чего может возникнуть поглощение промывочной жидкости. Для предупреждения данного осложнения необходимо знать предельные значения величин гидравлического давления на породы, при котором возможен гидроразрыв пород.

Установлено, что давление разрыва пород зависит от горного давления на глубине залегания разрываемого объекта. Теоретически считают, что на пласт, залегающий на глубине H и не нарушенный скважиной, действует полное горное давление, величина которого определяется формулой

$$q_r = 0,234H, \quad (12)$$

q_r — горное давление, кгс/см²; H — вертикальная глубина залегания пласта, м; 0,234 — градиент давления, соответствующий средней объемной массе горных пород.

В пласте отмечают и боковое горное давление, действующее на вертикальные площадки. Значение бокового давления очень трудно оценить и поэтому обычно принято, что для пластических пород, расположенных на значительной глубине, значение величины бокового давления приближается к полному горному давлению. Однако для малопластичных пород это положение неприемлемо и в этом случае боковое горное давление определяется из выражения

$$q_b = \alpha q_r, \quad (13)$$

где α — коэффициент бокового горного давления.

На первых этапах изучения гидравлического разрыва пласта считалось, что давление, разрывающее пласт, должно быть в любом случае больше полного горного давления (теоретического). При наличии в пластах пластичных глинистых пропластков горное давление под ними резко уменьшается, т. е. нижележащие пласты оказываются разгруженными. Это объясняется пластической деформацией неустойчивых пластических пород и образованием свода на ее кровле, который уменьшает горное давление вблизи стенок скважин.

Другим фактором, способным уменьшить давление разрыва, является естественная трещиноватость горных пород. Проходимые горные породы обычно имеют естественную трещиноватость. Размеры трещин могут быть от долей миллиметра до нескольких сантиметров и самого различного направления. При гидравлическом разрыве под действием давления жидкость будет перемещаться по пути наименьшего сопротивления и расширять естественные или созданные в процессе бурения трещины (каналы). Так как существуют факторы, влияющие на снижение величины горного давления, то очевидно, что давление гидро-разрыва будет ниже, чем величина, определяемая по приведенным выше формулам.

Определение же фактического горного давления в определенном интервале скважины является трудноразрешимой задачей, так как это связано с механическими свойствами горных пород, на которые оказывают значительное влияние текстурные и структурные особенности пород. Ввиду разнообразия текстур и структур различны и механические свойства пород. Поэтому единственным возможным способом определения фактического горного давления в определенном интервале скважины являются опытно-производственные данные гидравлического разрыва пласта. Последнее можно осуществить при цементировании под давлением, используя цементировочные агрегаты, а также при обычных нагнетаниях промывочной жидкости в скважину, применяя пакеры.

§ 1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПОРОД И ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Скважины на месторождении № 1 характеризуются значительными глубинами от 300 до 1800 м. Бурение скважин осуществляется в основном коронками диаметром 76 и 59 мм.

Горно-геологические условия проходки скважин и структурные особенности месторождения № 1 описаны в I главе.

В толще эффузивного комплекса, особенно в сильно трещиноватых фельзитах, андезитах, часто наблюдаются поглощения промывочной жидкости.

Анализ причин поглощений по скважинам показал, что в многих случаях потери промывочной жидкости возникают после цементировочных работ. Фактические данные показывают, что расход цементного раствора после многократных заливов превышает обычно нормальный расход в несколько раз, например по скв. 3323 в шесть раз, хотя в последней не было поглощения. Кроме того, сложность работы заключается в том, что в некоторых случаях после неоднократных попыток зацементировать интервал скважин начинается полностью поглощать цементный раствор или промывочную жидкость. Такие явления, происходящие в скважине, называются гидравлическим разрывом пород и связаны со значительными давлениями жидкости.

В качестве примера приведем скв. 154 проектной глубиной 1200 м. Необходимо было зацементировать интервал 380—420 м разрушенных андезитов. С глубины 408 м было замечено частичное поглощение с потерей до 20% нагнетаемой жидкости. При цементировании данного интервала с помощью агрегата ЦА-320М при давлении порядка 80 кгс/см² произошел гидроразрыв пород. Поглощение из частичного перешло в полное. Неоднократные попытки ликвидировать поглощение желаемых результатов не дали. Скважина была добурена до глубины 1191 м при полном поглощении промывочного раствора.

При гидроразрыве пород может произойти и другой случай. После снятия нагрузки на стенки скважины и нагнетания в последней не обнаружится видимого поглощения промывочной жидкости, хотя при цементировании наблюдалось полное поглощение нагнетаемого раствора. Следовательно, здесь при закачивании раствора, очевидно, происходило раскрытие трещин и при сбросе давления они смыкались за счет упругой деформации горных пород.

При проведении исследований нами были замечены ряд таких явлений. Это хорошо наблюдается при цементировании скважин. Для примера приведены случаи «смыкания» трещин после гидроразрыва в скв. 929 и 3323.

Скв. 929. Проектная глубина 650 м. Промывка скважины осуществлялась водой при потере до 5% нагнетаемой жидкости.

В интервале 229—246 м в трещиноватых андезитах часто наблюдаются вывалы. Доведение коронки до забоя (8 м) происходило с вращением колонны. Статический уровень 27 м. Первая порция цементного раствора 500 л была закачана ниже обвала цементировочным агрегатом при давлении около 40 кгс/см² с подачей 100 л/мин. После закачки раствора в скважине его почти не оказалось. Динамический уровень поднялся всего до 21 м. В то же время при наливке воды в скважине уровень поднялся до устья с той же незначительной потерей жидкости, что и до цементирования. При повторном цементировании выше обвала под давлением около 15 кгс/см² цементный раствор был поднят до глубины 205 м без потерь.

Скв. 3323. Пример, типичный для гидроразрыва пород со смыканием трещин. Проектная глубина 300 м. В интервале 40—54 м в зоне трещиноватых и раздробленных фельзитов часто наблюдались вывалы, и дальнейшая проходка скважины была приостановлена. Скважина была обсажена трубами диаметром 108 мм до глубины 50 м, но после этого обвалы не прекратились. Скважину удалось углубить всего до 58 м из-за непрерывных прихватов и завалов колонковой трубы. Обсадную колонну ниже 50 м опустить не удалось. Интервал 50—58 м подлежал цементированию. Необходимо заметить, что поглощения в скважине в процессе бурения практически не было. Цементирование происходило агрегатом ЦА-320М при давлении 35—40 кгс/см². Колонковую трубу вращением доводили ниже обвала до забоя. Зазор между колонковой трубой и стенками скважины в этих условиях был минимальным. Как и в скв. 929, после неоднократных нагнетаний раствора его уровень поднять не удалось. Интервал скважины всего 8 м пришлось цементировать шесть раз с общим расходом цемента 5 т. В итоге, так и не удалось закрепить зону обвалов, бурение из-за вывалов и прихватов было прекращено, а буровая была перевезена на новую точку. Вторая скважина с большими трудностями была добурена до проектной глубины.

Примеры, приведенные по скв. 3323, 929, показывают те явления, при которых происходит поглощение цементного раствора за счет расширения трещин при создании на стенки скважин высоких гидравлических давлений. Явления со смыканием трещин, видимо, нужно отнести к тем случаям, когда трещины имеют незначительную раскрытость при малых значениях подачи и давлении нагнетаемой жидкости.

В тех случаях, когда раскрытость трещин значительная при больших значениях давления и количества закачиваемой жидкости, то они могут не смыкаться, так как породы, кроме упругой деформации, имеют еще и остаточную деформацию, после гидроразрыва скважина начинает поглощать промывочную жидкость. Таким примером является гидроразрыв по скв. 154.

Анализ поглощений на ряде скважин показал, что кроме встречающихся поглощений промывочной жидкости, вызванных естественными трещинами, имеются случаи поглощений, связанные с гидравлическим разрывом пород. Последующие исследования по гидроразрыву пород полностью подтвердили предположение, что большинство поглощений в скважинах вызвано технологическими причинами при создании чрезмерных давлений на породы, например при цементировании, тампонировании скважин и при спуско-подъемных операциях.

Поэтому становится очевидным, что для предупреждения поглощения промывочной жидкости и успешного проведения работ по цементированию необходимо знать те пределы давления, при которых происходит гидроразрыв пород.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПОРОД

Давление гидроразрыва пород, как уже отмечалось, теоретически определить очень трудно. Поэтому наиболее точным способом оценки образования искусственных каналов поглощения являются опытно-производственные данные по гидроразрыву пород.

Величина давления гидроразрыва пород может колебаться даже для одного района работ из-за влияния геологических факторов, а также свойств нагнетаемых жидкостей.

Так, М. К. Сейд-Рза определил величину градиента давления гидравлического разрыва пластов при различных операциях бурения. Для площадей Южно-Таджикской депрессии средние значения градиентов давления p_p/H колеблются в пределах 0,125—0,154 кгс/см²/м.

А. А. Мовсумов отмечает, что для одной и той же площади значение модуля p_p/H колеблется в широких пределах. Так, например, для площади Нефтяные Камни 0,152—0,214 кгс/см²/м, а для площади Мягчик 0,148—0,269 кгс/см²/м.

А. Д. Амиров, Н. А. Сидоров и Г. А. Ковтунов приводят значения давлений гидроразрывов пород, которые выше гидростатического только в 1,1—1,2 раза, а для другой площади выше гидростатического в 1,3—1,4 раза. Таким образом, на разных площадях и даже внутри ее давление гидроразрыва различно и колеблется в широких пределах, т. е. давление разрыва не подчиняется определенной закономерности и имеет переменное значение. И только опытным путем можно объективно оценить величину гидроразрыва пород.

Здесь необходимо заметить, что после гидроразрыва борьба с поглощением может осложниться, так как после первого гидроразрыва вторичные гидроразрывы происходят уже при меньших давлениях, так как трещины имеют уже определенную раскры-

тость. Естественно, дальнейшее раскрытие трещин с тем же давлением нагнетания, как и при первом разрыве, будет более мощным. В подтверждение этого можно привести результаты опытных гидроразрывов, проведенных в законченной скв. 930 на исследуемом месторождении (рис. 3). Второй гидроразрыв трещиноватых андезитов произошел при давлении в 1,3 раза ниже, чем первый, а поглощаемость пород увеличилась при втором гидроразрыве в 1,6 раза.

Автором на одном из месторождений Восточного Забайкалья проводились специальные работы по гидроразрыву различных пород. Эти работы производились в законченных скважинах и притом не имеющих поглощения.

Схема гидроразрыва пород заключалась в следующем. При известном геологическом разрезе скважины на определенной глубине в толще разрываемых пород ближе к ее верхней границе устанавливался пакер и цементировочным агрегатом

ЦА-320М или буровым насосом 9ГР производились нагнетания под давлением технической воды. До известного предела давление на манометре возрастает пропорционально расходу воды и в момент гидроразрыва давление резко падает.

Давление гидроразрыва пород определялось по данным глубинных манометров, устанавливаемых в трубах ниже пакера, а также по известным формулам гидравлики по разности замеров устьевого давления и потери давления в буровых трубах. На рис. 4 приведены типичные кривые гидроразрывов пород по данным глубинных манометров.

После проведения гидроразрыва проводится контрольный налив воды в скважину, и по интенсивности поглощения опреде-

Глубина, м	Геологический разрез	Выход из керна, %				Место установки пакера, м	Давление разрыва, кгс/см ²	Поглощение, л/мин
		20	40	60	80			
50	1							
100	1					98	55	120
150	1							
200	1					155	65	75
250	1							
300	1							
350	++					310	70	нет
400	++							
450	++							
500	++							
550	++							
600	++							
650	++							

1 — фельзиты с зонами дробления; 2 — андезиты трещиноватые; 3 — базальты; 4 — андезито-базальты трещиноватые; 5 — граниты

Рис. 3. Геологический разрез и данные гидравлического разрыва пород по скв. 930:

1 — фельзиты с зонами дробления; 2 — андезиты трещиноватые; 3 — базальты; 4 — андезито-базальты трещиноватые; 5 — граниты

ляется характер разрыва пород. Ниже приведены результаты гидроразрывов различных пород по некоторым скважинам.

Сква. 930. Гидравлический разрыв пород производился по термально буровым насосом 9ГР. В начале пакер был установлен на глубине 310 м. Породы ниже пакера — граниты. При давлении ниже пакера 70 кгс/см² гидроразрыв не получился. После нагнетания воды устья потеря не наблюдалась. Потом пакер был установлен на глубине 155 м. Породы ниже пакера — андезиты, андезито-базальты трещиноватые. При давлении 65 кгс/см² произошел гидроразрыв пород расходом воды 75 л/мин. Третья установка пакера производилась на глубине 98 м. Ниже пакера — те же вышеперечисленные породы. При давлении гидроразрыва 55 кгс/см² поглощение воды после гидроразрыва составило уже 120 л/мин. Анализ трещинного гидроразрыва показывает, что уменьшение давления гидроразрыва и более интенсивное поглощение произошло, видимо, в результате того, что при первом гидроразрыве трещины уже имели определенное раскрытие, которое облегчило последующий разрыв.

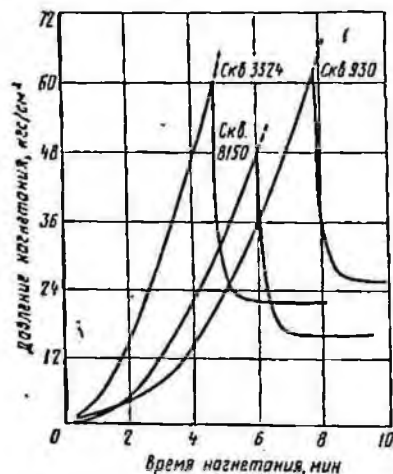


Рис. 4. Изменение давления при гидроразрыве пород

Сква. 3324 пробурена до глубины 328 м. Проходимые породы снизу вверх — туфы, туфолоавы, конглобрекчин, фельзиты трещиноватые, липариты и наносы. Гидроразрыв производился водой агрегатом ЦА-320М. Пакер вначале был установлен на глубине 270 м. Давление на насосе агрегата было 155 кгс/см². Гидроразрыв пород не произошел. Разрываемые породы — туфолоавы, конглобрекчин, туфы фельзитов, плотные андезиты-базальты.

Вторично пакер был установлен на глубине 130 м. При давлении 60 кгс/см² трещиноватые фельзиты подверглись гидроразрыву. Давление нагнетания воды после гидроразрыва при расходе насоса 250 л/мин составило 15 кгс/см². В скважину было закачано около 12 м³ воды, но ее уровень подняться не удалось.

Сква. 3323 пробурена до глубины 165,2 м без поглощения. В описывалось раньше, скважина добурена до проектной глубины только после переезда на новую точку. Пакер был установлен на глубине 141 м. При давлении насоса до 150 кгс/см² разрыв туфов, конгломератов, андезито-базальтов не произошел. Скважина обсажена до 90 м трубами диаметром 108 мм. Необходи-

мо было подвергнуть разрыву трещиноватые фельзиты, которые не смогли зацементировать на предыдущих скважинах. Здесь гидроразрыв производился при загерметизированном устье скважины. Давление бурового насоса при нагнетании раствора поднять выше 25 кгс/см² не смогли, так как вся нагнетаемая жидкость при максимальной подаче насоса 9ГР уходила в трещины, хотя никакого поглощения при бурении в скважине не было. Здесь происходило расширение трещин с последующим их смыканием. После проведенной работы по гидроразрыву пород стали понятны причины неудачного цементирования предыдущей скважины.

Сква. 8150 пробурена до глубины 311,5 м. Проходимые породы снизу вверх — граниты, лавобрекчин андезито-базальтов, андезито-базальты, туфы андезито-базальтов, элювиальные отложения.

Пакер был установлен на глубине 210 м на контакте гранитов с эффузивами. Породы ниже пакера — граниты крупнозернистые в различной степени трещиноватые.

При давлении насоса 9ГР 65 кгс/см² получился гидроразрыв на контакте пород. В течение 30 мин было закачано в скважину около 8 м³ воды, но уровень так и не поднялся до устья.

В табл. 2 приведены результаты по гидроразрыву различных пород по данным опытно-исследовательских работ.

Таблица 2

Данные гидроразрывов	Породы			
	фельзиты трещиноватые	андезиты трещиноватые	контакт гранитов с эффузивами	монокристаллические граниты, андезито-базальты, туфы
Число гидроразрывов	9	5	2	2
Интервал, гидроразрыва пород, м	50—270	60—500	220—450	270—650
Давление, развиваемое насосом для гидроразрыва пород, кгс/см ²	45—55	60—65	65—70	150—155
на поверхности	40—48	53—54	59—61	146—150
на забое	Полное поглощение	Полное поглощение	Полное поглощение	Поглощения нет

По результатам проведенных исследований по гидроразрыву пород уже можно дать конкретные рекомендации по регулированию давлений в скважинах для предупреждения поглощений при цементировании, тампонировании и других работах, связанных со значительными давлениями.

Обработка опытных данных по гидроразрыву пород показала, что среднее значение градиента давления разрыва пород P_p колеблется в пределах 0,305—0,368 кгс/см²/м или гидроразрыв

Породы	Давление, кгс/см ²		
	20	40	60
Фельзиты трещиноватые	1	2	
Андезиты трещиноватые	1	2	
Контакт	1	2	
Граниты	Более 455 кгс/см ²		



Рис. 5. Предельные давления, при которых возможны гидроразрывы пород с образованием смыкающихся (1) и несмыкающихся (2) трещин

вий, когда трещины после разрыва не смыкаются (табл. 3), необходимо учитывать давления, при которых трещины могут смыкаться. Этот момент не имеет практического значения при учете гидродинамического давления при спуске бурильной колонны, так как в этом случае, возможно, происходит только импульсное поглощение жидкости в трещины, не имеющее существенного значения. Другое дело, при цементировании или тампонировании скважины. Если принять, что раскрытые трещины после этих работ смыкаются, то задавливаемые смеси могут частично или полностью поглощаться открытыми трещинами (скв. 929, 3323), что связано с бесполезными затратами средств и времени.

Проведенные исследования по гидроразрывам пород, а также наблюдения на ряде скважин показали, что трещины смыкаются после опытных нагнетаний при средних давлениях в кгс/см²:

фельзиты трещиноватые	25
андезиты	35
контакт эффузивов с гранитами	30

На рис. 5 приведены значения предельных давлений, при которых возможны гидроразрывы пород с образованием смыкающихся и несмыкающихся трещин.

пород происходит при превышении гидростатического давления в 3,0—3,7 раза. В табл. 3 приведены сравнительные данные по гидроразрыву пород, проведенные авторами на различных месторождениях. При сравнении результатов исследований видно, что данные, приведенные автором, резко отличаются от данных, приведенных специалистами по бурению на нефть и газ. Это можно объяснить, видимо, тем, что проходимые породы обладают более высокими прочностными характеристиками, а также тем, что гидроразрывы производились в разведочных скважинах на гораздо меньших глубинах, чем на нефтяных скважинах.

Для практических рекомендаций предельных значений давлений гидроразрыва, кроме усло-

Таблица 3

Данные по гидроразрыву	По данным				исследования в Забайкалье
	М. К. Сейд-Рза	А. А. Молсумова	А. Д. Амирова	Н. А. Сидорова, Г. А. Ковтунова	
Градиент давления гидроразрыва P_p , кгс/см ² /м	Южно-Таджикская депрессия 0,125—0,154 Нефтяные Камни 0,152—0,214 Мягчик 0,148—0,269	Карабаглы, Кю- роводдол 0,155—0,175			0,305—0,368
Превышение гид- ростатического давления			Различные площади Азербайджана 1,1—1,2 раза	Краснодарский край 1,3—1,4 раза	3,0—3,7 раза

Примечание. Данные приведены для условий, когда после гидроразрыва трещины не смыкаются.

§ 3. О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ГИДРОРАЗРЫВА ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД В РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ

Процесс гидроразрыва крепких трещиноватых пород на рассматриваемом месторождении происходит несколько по-другому, чем в осадочных породах, характерных для месторождений на нефть и газ. Также изменяются некоторые представления о явлениях при гидроразрыве пород, о размерах трещин и их протяженности и т. д. Вначале приведем некоторые теоретические и практические выводы по данным вопросам.

Расширение существующих трещин в ничтожно малых размерах происходит за счет упругого сжатия пород при любом превышении забойного давления над пластовым давлением.

Далее под давлением разрыва понимается то давление, при котором ширина трещин становится достаточной для проникновения в нее песка, являющегося расклиновочным материалом.

У многих специалистов сложились различные представления о количестве трещин, образующихся после гидроразрыва. Если одни авторы теоретические обоснования образования трещин приводят для одной трещины, то другие считают, что в одну трещину невозможно закачать такой большой объем песка (до 40 т) и что песок проникает в многочисленные трещины, в том числе в естественные.

Относительно объема образуемых трещин, их ширины и радиуса их распространения мнения авторов мало чем отличаются друг от друга. Эти параметры определяются в основном количеством закачиваемого песка в пласт, а также теоретическими расчетами.

Так, Ю. П. Желтов и С. А. Христианович считают, что радиусы трещин могут достигать нескольких десятков метров, объем трещин — десятков кубических метров.

Г. К. Максимович в своих выводах указывает, что наиболее вероятный радиус зоны, заполненной песком, находится в пределах 10—30 м, а представление о том, что образованные трещины имеют ширину, измеренную сантиметрами или даже десятками сантиметров, необоснованно, так как песок с размерами зерен более 1,5—2 мм обычно остается на забое. Во многих районах песок со стандартным фракционным составом (0,5—0,8 мм) не проходит в трещины, что вынуждает заполнять трещины песком с размерами зерен 0,3—0,5 мм.

Я. М. Расизаде и С. Г. Гурбанов отмечают, что трещины после гидроразрыва могут иметь протяженность несколько десятков метров.

Г. К. Максимович приводит данные, утверждающие, что при раскрытии микротрещин хотя бы на величину, равную 0,1 мм, достаточно для того, чтобы произошла потеря циркуляции глинистого раствора. Расчетные данные для вязкой жид-

кости показывают, что при перепаде давления 10 кгс/см^2 пропускная способность трещины шириной $0,1 \text{ мм}$ составит $1,44 \text{ м}^3/\text{сут}$, а при ширине 2 мм она возрастает до $11\,500 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По приведенным неполным данным можно заключить, что радиус проникновения трещин составляет первые десятки метров, ширина трещин находится в пределах около миллиметра, а объем образованных трещин — первые десятки кубических метров.

После гидроразрыва нефтяных пластов поглощение промывочной жидкости должно быть редким исключением, а образующиеся трещины увеличивают только дренажную поверхность и приток нефти в скважину. Такое представление о гидроразрыве в скважинах на нефть и газ становится понятным, если представить, что разрываемые осадочные породы, хотя и обладают меньшей прочностью, чем эффузивные и интрузивные породы, но они более пластичные и отсюда можно судить о степени их трещиноватости.

Во всех работах нет четкого объяснения и подтверждения существования в породах естественных трещин.

На основе проведенных исследований и анализа опытных данных по гидроразрыву трещиноватых пород на рассматриваемом месторождении сложились несколько другие представления о происходящих явлениях в разведочных скважинах. Имеющиеся теоретические предпосылки по гидроразрыву пластов для условий бурения на нефть и газ нельзя полностью переносить для соответствующих условий в разведочном бурении.

Отметим некоторые предположения о существующих особенностях гидроразрыва крепких трещиноватых пород в разведочных скважинах.

1. Проходимые породы на рудных месторождениях фельзиты и андезиты более трещиноваты, чем обычные осадочные породы из-за того, что первые более хрупкие, чем вторые. Деформация пород под действием тектонических сил и обуславливает более высокую степень трещиноватости хрупких пород. Кроме того, почти все проходимые породы на рудных месторождениях имеют в зависимости от их свойств разведочную степень трещиноватости.

2. Исходя из такого положения необходимо четко выделить, что гидроразрыв пород в разведочных скважинах происходит с раскрытием большого количества трещин.

3. При гидроразрыве пород с сильной трещиноватостью объем раскрываемых трещин будет значительно больше, чем тех, которые могут быть при разрыве нефтяных пластов (несколько десятков кубических метров). Считая, что в сильно трещиноватых породах трещины часто взаимосвязаны, можно предполагать, что радиус распространения разрываемых (расширяющихся) трещин будет определяться только степенью

трещиноватости пород. Если трещины имеют тесную взаимосвязь, то радиус распространения трещин будет определяться в основном объемом нагнетаемой жидкости.

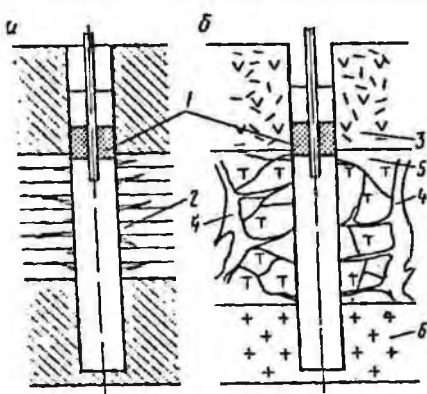


Рис. 6. Схемы гидроразрывов:

а — нефтеносный пласт; б — крепкие трещиноватые породы в геологоразведочных скважинах; 1 — пакер; 2 — нефтеносный пласт; 3 — фельзиты трещиноватые; 4 — дренажные каналы; 5 — андезиты трещиноватые; 6 — граниты

4. Практически гидроразрыв нефтеносных пластов определяется степенью заполнения трещин песком. Если песок по каким-то причинам (например, несоответствие размеров зерен) не проник в трещины, то обычно считается, что гидроразрыва пласта не было. В нашем же случае гидроразрыв определяется только началом поглощения промывочной жидкости. При гидроразрыве нефтеносных пластов с целью увеличения дебита скважин поглощение промывочной жидкости не является обязательным следствием проводимой операции по гидроразрыву в скважине.

Исходя из предыдущих замечаний схемы гидроразрыва нефтеносного пласта и крепких, но трещиноватых пород в разведочных скважинах отличаются друг от друга (рис. 6).

Если после гидроразрыва нефтеносного пласта (рис. 6, а) трещины могут иметь ограниченные радиусы распространения, а также не сообщаться между собой, то совсем другая картина представляется при гидроразрыве трещиноватых пород (рис. 6, б).

Если гидроразрыв пород представить как начало поглощения промывочной жидкости после снятия давления, то разрыв пород надо понимать таким образом, что при нагнетании жидкости под давлением трещины, развиваясь по радиусу, на своем пути соединились с открытыми естественными каналами поглощения промывочной жидкости, выполняющих роль дренажных каналов. Эти каналы (трещины) должны обладать большими объемами, иметь малое сопротивление, мощную разветвленную гидравлическую сеть и значительную пропускную способность. Так, например, скв. 154 после гидроразрыва пород на глубине 408 м была пробурена до глубины 1191 м с полным поглощением промывочной жидкости. На бурение интервала 783 м с полным поглощением было, по примерным подсчетам, израсходовано около 5—6 тыс. м³ технической воды.

При гидроразрыве давление в нагнетательной линии насоса резко падает за счет уменьшения сопротивления движения жидкости в открытых естественных трещинах (скв. 154, 1759,

3324, 930, 8150 и др.), что нельзя сказать при разрыве нефтяного пласта. Снижение давления происходило за длительный промежуток времени.

5. Несколько другое представление создается о процессах смыкания трещин после гидроразрыва.

В условиях разведочного бурения в некоторых случаях после гидроразрыва пород трещины могут смыкаться из-за незначительного их раскрытия. Если после нагнетания жидкости под давлением последняя поглощается породой, а при снятии нагрузки видимого поглощения не обнаруживается, то это не значит, что трещины сомкнулись. Трещины, видимо, могут быть и открытыми, но они при развитии не соединились с дренажными каналами из-за малого объема и давления нагнетаемой жидкости. Закачанный объем жидкости заполнил только расширившиеся трещины (скв. 929, 3323). Если трещины, имеющие незначительную раскрытость, соединились при гидроразрыве с дренажными каналами, а затем при уменьшении давления сомкнулись, то поглощение промывочной жидкости будет, очевидно, меньшим, чем в случае, когда трещины не смыкаются.

В итоге проведенной работы установлено, что:

1) поглощение промывочной жидкости часто происходит при цементировочных работах в результате гидроразрыва пород при значительных давлениях нагнетания цементного раствора;

2) даны объяснения смыкания и не смыкания трещин после гидроразрыва. Определены давления гидроразрыва, при которых возникает поглощение в скважинах на исследуемом месторождении. Во избежание гидроразрыва пород величины этих критических давлений должны учитываться при цементировании, тампонировании и других работах, связанных с дополнительными давлениями на стенки скважин;

3) обоснованы явления гидроразрыва пород в разведочных скважинах и схемы движения жидкости в момент поглощения.

В заключение необходимо отметить, что если гидроразрыв пород хорошо наблюдается при опытных нагнетаниях жидкости в скважину, что равносильно нагнетанию цементной или тампонажной смеси при фиксированных значениях давлений, то определять величину гидродинамических давлений, действующих на стенки скважин при спуске колонны, представляет определенную трудность. Чтобы судить о том, что гидроразрыв пород произошел именно при спуске буровой колонны, и чтобы предупредить поглощение, вызванное по этой причине, необходимо произвести специальные исследования.

Глава IV

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ДАВЛЕНИЯ ПРИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

Исследования А. Х. Мирзаджанзаде, Р. И. Шищенко, А. А. Мосумова, Е. И. Сукурено, Н. И. Рылова, В. И. Бондарева, Р. Б. Вугина, К. Гетлин, Е. Х. Кларка, К. Кеннона и других показали, что значительные дополнительные давления на пласт могут вызвать быстрый спуск бурильной колонны. Возникающие при этом гидродинамические давления являются причиной гидравлического разрыва пласта и, следовательно, ухода промывочной жидкости из ствола скважины в пласт.

При подъеме бурильной колонны было отмечено значительное снижение гидростатического давления. Многие явления выброса из нефтяных и газовых скважин, приводящие обычно к ликвидации последних, специалисты объясняют снижением гидростатического давления при подъеме бурильной колонны.

Причины возникновения гидродинамических давлений при спуско-подъемных операциях можно объяснить следующим образом. При движении труб в скважине часть жидкости, находящаяся в соприкосновении с движущейся трубой, вследствие прилипания будет двигаться с той же скоростью, что и труба. Остальной жидкости также сообщается некоторая скорость вследствие движения трубы. При спуске труб скорость движения жидкости направлена по всему сечению вниз (рис. 7, а), равна у стенок скважины нулю и равномерно увеличивается по мере приближения к поверхности труб, где доходит до максимальной величины, равной скорости движения трубы. Жидкость в трубе малого диаметра можно считать, движется со скоростью спуска трубы. Данная схема будет иметь место при отсутствии влияния забоя скважины. Если жидкость находится в закрытой скважине, ее движение не может быть направлено только вниз. Часть жидкости у поверхности трубы движется вниз (рис. 7, б), а часть жидкости, находящаяся в середине кольцевого пространства, движется вверх, т. е. образуется компенсирующий перекрестный поток. Движение жидкости внутри трубы направлено вверх — в середине и вниз — у стенок трубы.

При наличии разности скоростей соприкасающихся слоев жидкости происходит сдвиг по границам быстродвижущегося слоя. Сдвиг в вязкой жидкости вызывает торможение быстродвижущихся слоев. Реакция торможения равносильна увеличению гидростатического давления.

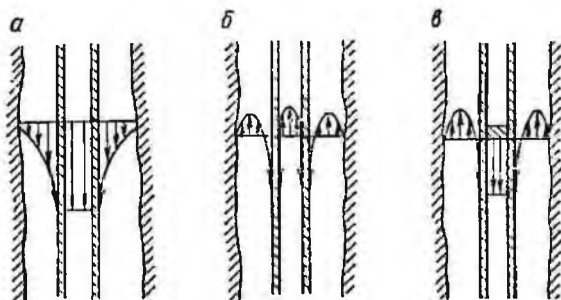


Рис. 7. Схемы движения жидкости в скважине при спуске труб:

а — без учета влияния забоя; б — с учетом влияния забоя (спуск открытой колонны); в — с учетом влияния забоя (спуск колонны с заглушенным концом)

При спуске закрытой колонны (рис. 7, в) движение жидкости в трубе будет, естественно, равно скорости движения трубы, а вытесняемая ею жидкость усиливает встречный поток. При подъеме труб происходит обратное явление. Часть жидкости увлекается поднимаемой трубой, другая часть стремится заполнить скважину и движется вниз, снижая гидростатическое давление за счет затраты части напора на трение между слоями жидкости.

Приведенная на рис. 7 схема даже при стационарном движении лишь качественно отражает рассматриваемое явление. Изменение давления на стенку скважины не является результатом поршневого эффекта. Оно возникает в результате движения в жидкости всей колонны труб. Следовательно, давление изменяется не в отдельных участках кольцевого пространства, а по всей глубине скважины. На изменение гидростатического давления, кроме длины колонны, влияют еще и другие факторы: скорость спуско-подъема, величина кольцевого пространства, свойства промывочной жидкости и др.

Гидродинамические исследования в скважинах и связанные с ними явления поглощения недостаточно изучены и еще имеется много противоречивых данных. Поэтому исследования в этом направлении следует считать актуальными.

§ 1. ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИБОРЫ, АППАРАТУРА, УСТРОЙСТВА И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Измерение гидродинамического давления

Замеры гидродинамического давления в скважине производились двумя способами — при помощи мембранных тензодатчиков давления типа ТДДМ, рассчитанных на давление 25 и 50 кгс/см², и при помощи глубинных самопишущих манометров

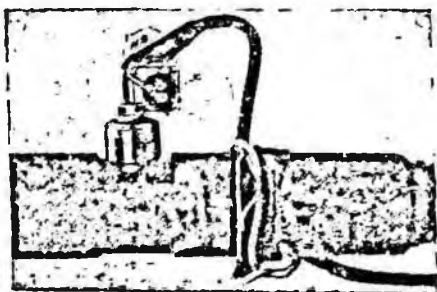


Рис. 8. Установка тензодатчика к замковому соединению

типов МГГ-160 и МГП-ЗМ с пределами измерений соответственно 160 и 180 кгс/см².

При первом способе тензодатчик давления штуцером ввинчивался в муфту рабочей свечи, как видно из рис. 8, для связи с внутренней полостью труб. Через бурильную колонну насосом нагнетается промывочная жидкость под определенным давлением.

Под давлением мембрана деформируется. Величина ее деформации пропорциональна давлению среды во внутренней полости датчика. Сигнал от датчика ТДДМ усиливается усилителем «Топаз-2» и далее производится запись на осциллографе Н-700. Питание осциллографа производилось от выпрямителя, который подключался в сеть через феррорезонансный стабилизатор. Питание усилителя «То-

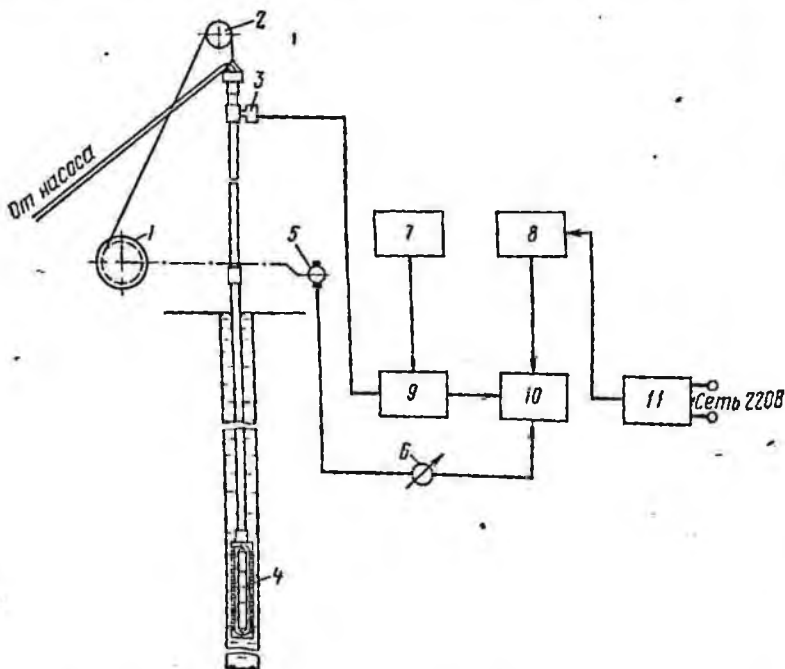


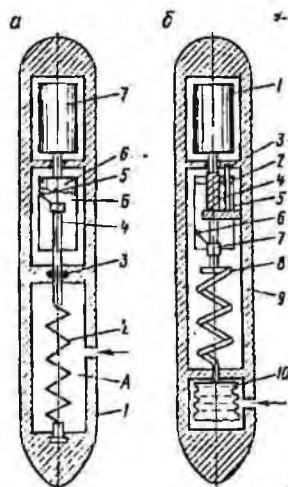
Рис. 9. Схема измерений гидродинамического давления:

1 — лебедка; 2 — кронблок; 3 — тензодатчик давления ТДДМ; 4 — глубинный манометр; 5 — тахогенератор ТГП; 6 — микроамперметр М-24; 7 — блок питания; 8 — выпрямитель; 9 — усилитель; 10 — осциллограф; 11 — стабилизатор

паз-2» производилось от блока аккумуляторов общим напряжением 12 В. На рис. 9 показана схема измерений гидродинамического давления.

Рис. 10. Принципиальные схемы глубинных манометров:

а — тип МГП; 1 — корпус; 2 — пружина; 3 — уплотнительное кольцо; 4 — поршень; 5 — пишущее перо; 6 — барабан; 7 — часовой привод; А, Б — полости; 6 — тип МГГ; 1 — часовой привод; 2 — каретка; 3 — направляющая; 4 — ходовой винт; 5 — барабан; 6 — пишущее перо; 7 — ось; 8 — пружина (геликс); 9 — корпус прибора; 10 — сильфон



При использовании глубинных манометров измеренное гидродинамическое давление регистрируется пером на диаграммном бланке. На рис. 10 приведены принципиальные схемы глубинных манометров.

Техническая характеристика глубинных манометров приведена в табл. 4.

Таблица 4

Параметры	Манометры	
	МГП-ЗМ	МГГ-160
Предел измерения, кгс/см ²	180	160
Максимальная рабочая температура, °С	+130	+100
Приведенная погрешность, %	+1,5	±0,5
Порог чувствительности, кгс/см ²	1,2—2,0 (в зависимости от предела измерения)	0,12—0,5
Ход поршня, мм	100	50
Длина записи давления, мм	100	1385
Длина, мм	1658	36
Диаметр, мм	32	8,0
Масса, кг	7,0	

Расшифровка диаграммных бланков, заключающаяся в измерении ординат, производилась на специальном компараторе КМ-5 (рис. 11).

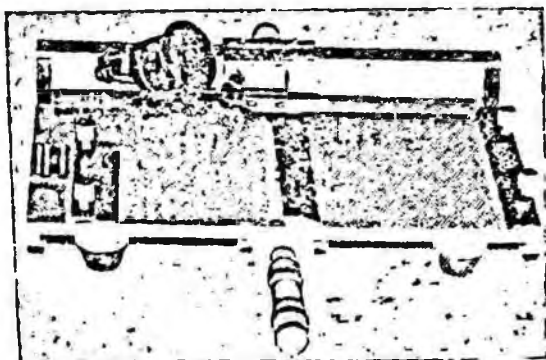


Рис. 11. Компаратор КМ-5

Измерение скорости спуска и подъема бурильной колонны

Измерение производилось также несколькими методами — путем непосредственной записи скорости осциллографом на фотобумагу, путем визуального контроля показаний микроам-

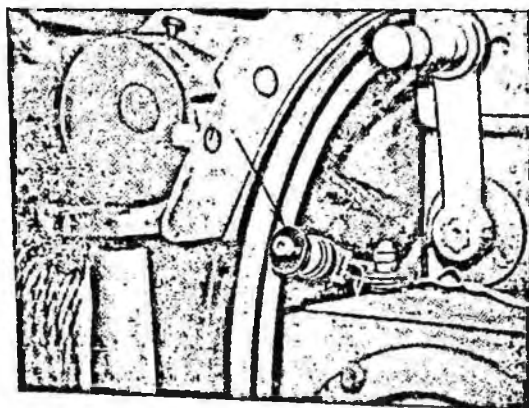


Рис. 12. Крепление тахогенератора ТПГ (указан стрелкой)

перметра и путем замера продолжительности времени спуска или подъема свечи. При первых двух методах замеры скорости спуска и подъема свечи производились с помощью тахогенера-

тора ТГП, укрепленного у лебедки станка, как показано на рис. 12. Тахогенератор измерялась непосредственно частота вращения барабана лебедки. Сигнал от тахогенератора регистрировался на фотобумагу осциллографом Н-700.

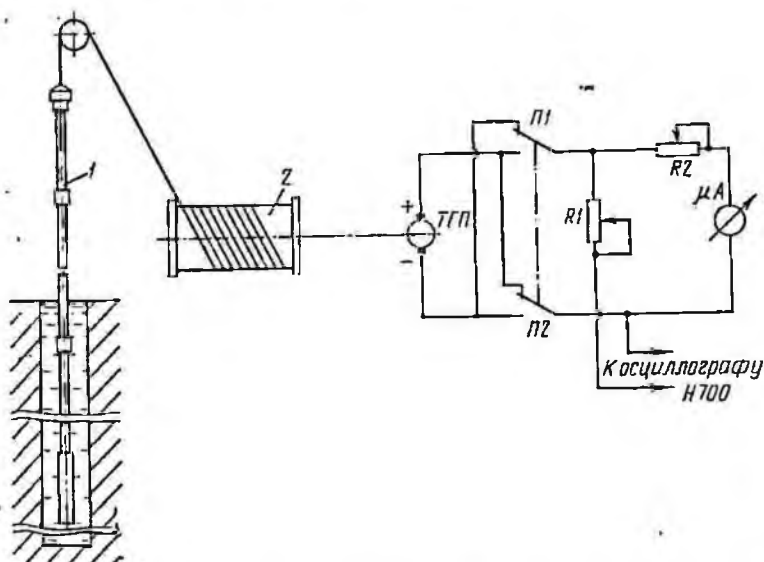


Рис. 13. Схема измерения скорости спуска снаряда в скважину
1 — буровая колонна; 2 — лебедка

Для визуального контроля скорости спуска предназначался индикатор скорости на базе микроамперметра М-24. Индикатор имел две шкалы: одну проградуированную в об/мин, другую в м/с. Схема измерения скорости спуска снаряда в скважину представлена на рис. 13.

Данными приборами производились непосредственные регистрации гидродинамического давления при спуско-подъемных операциях и скорости движения буровой колонны.

Методика проведения гидродинамических исследований при спуско-подъемных операциях

Методика работ заключалась в определении величин гидродинамического давления $\Delta p_{гд}$ при спуске и подъеме буровой колонны с учетом основных факторов, влияющих на ее изменение.

В процессе экспериментальных работ выявились следующие зависимости:

3) зависимость изменения давления $\Delta p_{гд}$ от скорости спуска и подъема трубы;

$$\Delta p_{гд} = f(v);$$

б) зависимость $\Delta p_{гд}$ от кольцевого зазора между стенкой скважины и диаметром спускаемых труб;

$$\Delta p_{гд} = f(D, d);$$

в) зависимость $\Delta p_{гд}$ от длины спускаемой (поднимаемой) колонны;

$$\Delta p_{гд} = f(L);$$

г) влияние свойств промывочной жидкости (плотности, вязкости по СПВ-5) на изменение гидродинамического давления;

д) влияние открытой колонны или колонны с заглушенным концом на величину $\Delta p_{гд}$.

Опытные работы проводились как на экспериментальных, так и на производственных скважинах.

На экспериментальных скважинах замеры гидродинамического давления производились отдельно как тензодатчиком давления, так и глубинными манометрами одновременно. Это позволяло более точно определить значения давлений и избегать случайных ошибок при измерениях.

При выборе тензодатчика и глубинных манометров учитывались величины возникающих гидродинамических давлений с учетом гидростатического давления на определенных интервалах скважины с тем, чтобы общая сумма давлений не превышала максимальных значений давлений приборов.

Общая схема измерения гидродинамического давления заключалась в спуске или подъеме колонны определенной длины на высоту одной свечи с одновременной регистрацией давления и скорости движения труб. Скважины до устья заполнялись промывочной жидкостью. При работе тензодатчиком замеры давления проводились при промывке скважины под определенным давлением.

Глубинные манометры закреплялись в колонковых трубах на пружинных опорах, как показано на рис. 14, и спускались в скважину на бурильных трубах. Гидравлическая связь манометров с промывочной жидкостью осуществлялась через нижний переходник и через отверстия в стенке трубы. После каждого спуска или подъема одной свечи выдерживалась пауза 9—12 мин для того, чтобы облегчить расшифровку диаграмм. При замерах только тензодатчиком давления такие паузы не нужны.

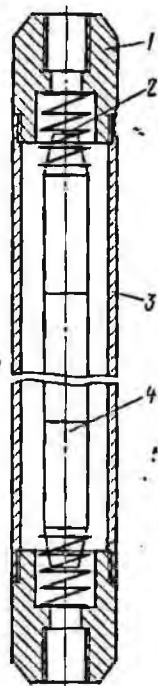
Спуск или подъем свечи производились с различной скоростью для определения зависимости $\Delta p_{гд}$ от ее значения.

В производственных условиях схема измерения давления несколько упрощается из-за ограниченности времени проведения исследования. Замеры давления производились только глубинными манометрами.

Для сокращения времени задалживания производственной буровой в работе участвовали одновременно два глубинных

Рис. 14. Схема крепления глубинного манометра:

1 — переходник; 2 — пружины; 3 — колонковая труба; 4 — глубинный манометр



манометра (МГГ-160 и МГП-3М), устанавливаемые на различных интервалах в скважине. Это в свою очередь позволяет по данным диаграммных бланков контролировать работу манометров, а также получать одинаковые значения скорости спуска или подъема колонны при измерениях давления, что очень важно при количественной оценке результатов замеров на различных интервалах.

Скорость спуска или подъема колонны регистрируется тахогенератором и фиксируется микроамперметром. После спуска колонны на исследуемый интервал производится подъем, а потом спуск свечи при различных значениях скорости, всего до двадцати раз, потом спуск колонны на следующий интервал, где снова повторяются операции и т. д. При этом постоянно контролируется длина распускаемой свечи и длина всей спускаемой колонны.

Говорить точно о диаметре скважины в каком-либо интервале при такой сложной ее конфигурации (см. кавернограммы по скв. 1857, 323, 930) и при точности применяемого каверномера $КМ-1 \pm 10\%$ было бы неверно. В дальнейшем удобнее отмечать интервал бурения скважины по диаметру коронки (например, диаметр 76 или 59 мм).

При сложной конструкции скважины (два или более основных диаметров бурения) замеры в каждом «диаметре» проводились на двух интервалах.

При исследовании гидродинамического давления в первую очередь изучались вопросы определения его максимальной величины. Как видно из осциллограммы (рис. 15), максимальное значение гидродинамического давления возникает при максимальной скорости спуска колонны. Поэтому в будущем необходимо иметь в виду, что под скоростью спуска колонны или под гидродинамическим давлением подразумеваются их максимальные значения.

В производственных условиях удобнее пользоваться средними значениями скорости спуска, как более простой, не требующих специальных измерений. При экспериментальных исследованиях одновременно определялись v_{max} , $v_{ср}$, и были найдены их зависимости, о чем будет изложено в специальном разделе.

При проведении экспериментов по определению гидродинамического давления особое внимание уделялось тарировке при-

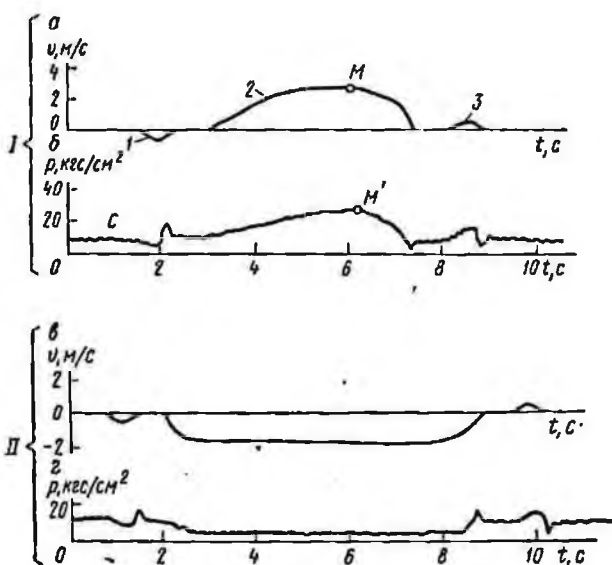


Рис. 15. Типичные осциллограммы изменения скорости движения колонны и гидродинамического давления.

1 — при спуске колонны; 11 — при подъеме колонны; а — изменение скорости спуска; б — изменение давления; в — изменение скорости подъема; г — изменение давления; М — максимальная скорость спуска; М' — максимальное гидродинамическое давление; С — давление при промывке скважины; 1 — подъем колонны над кондуктором; 2 — спуск колонны и ее торможение; 3 — спуск колонны на кондуктор

меняемых приборов с целью повышения достоверности получаемых результатов измерений.

Мембранный тензодатчик давления ТДДМ. При измерении давления перед и после проведения эксперимента производилась тарировка датчика давления на лабораторном гидравлическом прессе. Датчик ТДДМ подключался к гидросистеме прессы, давление в котором контролировалось образцовым манометром. Одновременно, через усилитель производилась запись сигналов на фотобумагу осциллографа. В дальнейшем по ним производилась расшифровка записей осциллограмм.

Глубинные манометры МГГ-160 и МГП-3М. В связи с тяжелыми условиями эксплуатации глубинных манометров результаты имеющейся заводской градуировки могут изменяться. Манометры после проведения цикла измерений (50—60 измерений) подвергались повторной градуировке. Градуировочная характеристика манометра снимается следующим образом. Полностью подготовленный к работе прибор устанавливается в вертикальном положении и присоединяется к грузопоршневому манометру. На диаграмме, вставленной в каретку (для манометра МПГ-3М) часового механизма, прочерчивается нулевая линия. В прибор подается давление ступенями по 10% от пре-

дела измерения, который определяется предварительно как величина давления, соответствующая повороту геликсовой пружины на 270° или перемещению пера поршневого манометра на

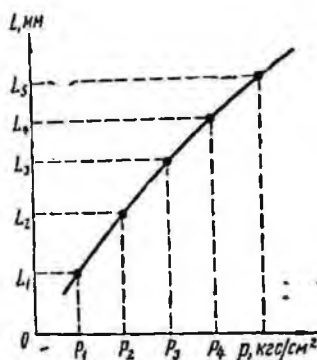


Рис. 16. График градуировочной характеристики глубинного манометра

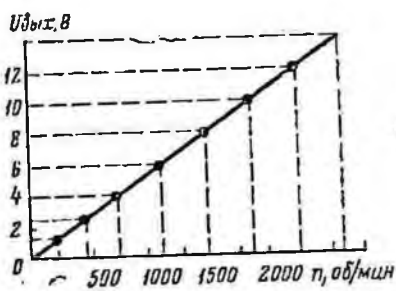


Рис. 17. Тарировочный график тахогенератора ТГП

100—110 мм. На каждой ступени поворотом барабана или перемещением каретки прочерчивают значение нагрузки. После доведения нагрузки до предела измерения давление снижается по тем же ступеням. Обычно такую операцию проводили два раза.

Обработка результатов градуировки заключается прежде всего в измерении ординат. Погрешность ординат записи не превышала 0,02—0,03 мм. По средним значениям ординат можно построить градуировочную характеристику прибора в виде графика (рис. 16). По записанной манометром ординате можно легко вычислить измеренное им давление.

Тахогенератор ТГП. Перед началом экспериментов проводилась тарировка тахогенератора по следующей схеме: сначала снимался тарировочный график тахогенератора, вращение которого задавалось двигателем постоянного тока, с питанием от регулируемого выпрямителя. Частота вращения двигателя контролировалась стробоскопическим тахометром. Тарировочный график тахогенератора ТГП представлен на рис. 17. Затем измерялась частота вращения барабана лебедки при подъеме. Подъем снаряда при тарировке производился на различных скоростях. Определенной скорости подъема соответствовала определенная величина отклонения стрелки микролинейметра. Как было видно из рис. 17, тарировочная характеристика тахогенератора представлена прямой зависимостью и поэтому при тарировке микроамперметра точность измерений контролировалась наличием такой зависимости. Линейная скорость спуска снаряда в скважину вычислялась по формуле

$$v_{\text{сп}} = \frac{\pi (D + 3d) n}{60}, \text{ м/с}, \quad (14)$$

где $v_{\text{сп}}$ — скорость спуска снаряда, м/с; D — диаметр барабана лебедки, м; d — диаметр каната, м; n — частота вращения барабанной лебедки, об/мин.

Цена одного деления микроамперметра соответствует определенному значению линейной скорости спуска снаряда. Одновременно производилась запись тарифовочных сигналов при фиксированных значениях вращения лебедки. Эти записанные сигналы использовались при расшифровке осциллограмм скорости спуска снаряда в скважину.

§ 2. ИЗМЕРЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Учитывая, что в производственных условиях задалживание буровой для исследовательских работ бывает затруднительно, опытные работы вначале проводились на экспериментальных скважинах. Целью этих работ являлось выявление зависимостей измерения гидродинамического давления от некоторых факторов. Такими факторами являлись скорость спуска или подъема буровой колонны, величина кольцевого зазора между стенкой скважины и буровой колонной, параметры промывочной жидкости, спуск открытой колонны или колонны с заглушенным концом.

На экспериментальных буровых апробировали разработанную методику измерения гидродинамического давления и скорости движения буровой колонны, а также проверялась надежность работы применяемых приборов, аппаратуры, устройств.

Экспериментальная скв. 1 глубиной 248 м. До глубины 166 м скважина обсажена трубами диаметром 89/81 мм. Поглощение катастрофическое. Применялись буровые трубы диаметром 50 мм с муфтово-замковыми соединениями диаметром 65 мм. На глубине 125 м был установлен цементный мост, и скважина была наполнена жидкостью. Длина рабочей буровой колонны была принята 100 м. При проведении замеров использовались свечи длиной 9,5 и 14,5 м.

В качестве промывочной жидкости применяли техническую воду и глинистый раствор из бентонитового порошка. При каждом цикле замеров меняли параметры глинистого раствора (плотность, вязкость по СПВ-5).

Замеры гидродинамического давления производили при помощи тензодатчика давления ТДДМ и глубинных манометров (МГГ-160 и МГП-3М). Глубинные манометры закреплялись в трубах диаметром 73 мм (см. рис. 14). Замеры скорости спуска колонны проводились тахогенератором по методике, описанной

ранее. На рис. 15 приведены типичные осциллограммы изменения гидродинамического давления при спуске и подъеме буровой колонны.

На рис. 15, а показан характер изменения скорости спуска колонны.

На рис. 15, б приведена осциллограмма изменения гидродинамического давления при спуске колонны. Кривая давления четко иллюстрирует характер изменения давления.

При подъеме колонны I над кондуктором происходит соответственно уменьшение давления в системе и в момент остановки колонны при наибольших значениях ускорения появляется инерционное давление с положительным знаком. Далее, характер изменения давления почти копирует спуск колонны. При этом максимальной скорости спуска M соответствует максимальное гидродинамическое давление M' . Торможение колонны происходит с резким уменьшением давления. При остановке колонны при спуске возникает опять инерционное давление, но уже с отрицательным знаком. При спуске колонны на кондуктор гидродинамическое давление также копирует спуск, а при остановке колонны возникает то же инерционное давление.

На рис. 15, в приведена осциллограмма, характеризующая подъем колонны. Подъем колонны происходит в основном если не учитывать его начало и конец, при равномерной скорости и описывается на осциллограмме прямой линией.

При подъеме колонны кривая гидродинамического давления (рис. 15, г) вогнута и повторяет скорость подъема колонны. Здесь гидродинамическое давление имеет отрицательное значение и по абсолютной величине меньше давления, создаваемого насосом при промывке (10 кгс/см^2). Остальные моменты гидродинамического давления, возникающие при подъеме колонны над кондуктором, при спуске колонны на кондуктор и т. д., идентичны со схемой, приведенной на рис. 15, б.

В целом характеры записей гидродинамического давления довольно ясно отражают те основные процессы, которые происходят в скважине при спуске или подъеме колонны. Расшифровка осциллограмм производилась следующим образом.

1. Скорость спуска или подъема колонны.

На фотобумаге производится контрольная запись, характеризующая подъем колонны. При равномерной скорости подъема ее величину найти несложно. Высота ординаты (рис. 15, в), ее масштаб определяют скорость подъема колонны.

При спуске колонны высота получаемой ординаты (см. рис. 15, а) сравнивается с контрольной записью и определяется скорость спуска колонны. Так как необходимо знать максимальное значение скорости спуска, то, естественно, производится замер наибольшей ординаты. По осциллограмме можно найти и величину средней скорости спуска по известной длине свечи

и продолжительности спуска, зафиксированного отметчиком времени.

2. Гидродинамическое давление по осциллограмме определяется подобным же образом.

Производится контрольная запись — на фотобумаге устанавливают давление насоса, высоту ординаты которого обозначим p_0 .

После спуска или подъема колонны при циркуляции жидкости с таким же давлением (см. рис. 15, б) величина ординаты изменится и будет составлять $p_{\max}$.

Изменение давления в системе по абсолютной величине будет равно

$$\Delta p_{\text{гд}} = p_{\max} - p_0. \quad (15)$$

Зная масштаб контрольной записи, можно количественно определить гидродинамическое давление. Всего на скв. 1 было записано на фотобумагу более 500 замеров и на диаграммные бланки более 300 замеров гидродинамического давления.

В табл. 5 приведены некоторые результаты исследований по скв. 1.

Таблица 5

Глубина замера, м	Гидростатическое давление $P_{гст}$, кгс/см ²	Спуск колонны			Подъем колонны		
		общее давление, замеренное манометром $P_{общ}$, кгс/см ²	максимальная скорость спуска $v_{тах}$, м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд} = P_{общ} - P_{гст}$, кгс/см ²	общее давление, замеренное манометром $P_{общ}$, кгс/см ²	максимальная скорость подъема $v_{тах}$, м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд} = P_{общ} - P_{гст}$, кгс/см ²
Открытая колонна							
100	10	13,50	1,05	3,50	8,51	0,55	—1,49
100	10	16,12	1,36	6,12	8,37	0,55	—1,63
100	10	16,34	1,73	6,34	7,11	0,99	—2,89
100	10	16,65	1,76	6,65	7,04	0,99	—2,96
100	10	17,52	2,09	7,52	5,49	1,55	—4,51
100	10	20,52	2,58	10,52	5,34	1,55	—4,66
100	10	22,31	2,92	12,31	5,25	1,55	—4,75
100	10	21,81	3,15	11,81			
100	10	24,72	3,61	14,72			
Колонна с заглушенным концом							
100	10	13,55	0,37	3,35	7,28	0,55	—2,72
100	10	15,72	0,67	5,72	7,11	0,55	—2,89
100	10	16,15	0,96	6,15	4,79	0,99	—5,21
100	10	19,65	1,26	9,65	4,65	0,99	—5,35
100	10	20,05	1,39	10,05	3,80	1,55	—6,20
100	10	23,30	1,91	13,30	3,48	1,55	—6,52
100	10	23,70	1,98	13,70	3,13	1,55	—6,87

Как видно из табл. 5, с увеличением скорости спуска колонны соответственно увеличивается гидродинамическое давление.

При спуске колонны с заглушенным концом наблюдается более значительный рост давления, чем при спуске открытой колонны, при одних и тех же значениях скоростей.

Наибольшая достигнутая скорость при спуске колонны с заглушенным концом составляет 1,98 м/с, что в 1,8 раза меньше наибольшей скорости спуска, достигнутой открытой колонной. В этом случае жидкость, полностью вытесняемая в затрубное пространство, создает более высокие гидравлические сопротивления за счет большей скорости движущегося потока, роста его турбулентности, которые, естественно, препятствуют движению колонны.

Те же явления происходят при подъеме колонны, но уже в обратном порядке.

Данные измерения проводились в скважине, заполненной технической водой. Последующие замеры производились в этой же скважине с глинистым раствором (табл. 6).

Влияние параметров промывочной жидкости

Известно, что наряду с другими факторами существенные влияния оказывают на изменение гидродинамического давления параметры промывочной жидкости. Эти вопросы нашли свое отображение в работах различных исследователей, в которых рассматриваются влияние статического напряжения сдвига, структурной, динамической и эффективной вязкости на изменение гидродинамического давления при движении колонны труб в обсаженных скважинах, заполненных глинистыми растворами.

Исследователи предлагают по-разному учитывать влияние параметров промывочной жидкости. В одних работах предлагается учитывать только статическое напряжение сдвига (СНС), в других — структурную вязкость (η), или динамическое напряжение сдвига (τ_0), в третьих эффективную вязкость (η') или — опытный коэффициент.

Следует заметить, что в теоретических формулах предлагается использовать истинные значения вязкостных параметров промывочных жидкостей, а в эмпирических зависимостях эти параметры предлагается заменять опытными коэффициентами. Разный подход к решению данного вопроса объясняется в одном случае требованиями размерностей, а в другом — сложностью определения истинных значений параметров вязкости.

На наш взгляд, можно предложить более простое решение данного вопроса и считать вполне приемлемым для практических расчетов в производственных условиях. Э. К. Латыпов, Б. С. Филатов и В. Г. Литвишко указывают о существовании корреляционной связи между структурной вязкостью или динамическим напряжением сдвига с плотностью исследуемой жидкости. В работе представлены в виде графиков зависимости между τ_0 и γ и η и γ , а также приведены формулы для опреде-

Таблица 6

Глубина злакров, м	Гидростатическое давление, кгс/см ²	Параметры промывочной жидкости		Спуск колонны			Подъем колонны		
		γ, г/см ³	t, °C	общее да- вление, за- меренное манометра- ми P _{общ} , кгс/см ²	максимальная скорость спус- ка v _{max} , м/с	гидродина- мическое да- вление ΔP _{гд} , кгс/см ²	общее давление, замеренное маномет- рами P _{общ} , кгс/см ²	максимальная скорость под- ема v _{max} , м/с	гидродина- мическое да- вление ΔP _{гд} , кгс/см ²

Открытая колонна

100	10,6	1,06	28	14,12	0,66	3,52	8,73	0,55	-1,87
100	10,6			16,22	1,18	5,62	8,55	0,55	-2,05
100	10,6			18,61	1,52	8,01	7,50	0,99	-3,10
100	10,6			19,62	2,12	9,02	7,39	0,99	-3,21
100	10,6			21,91	2,42	11,31	5,95	1,55	-4,65
100	10,6			23,75	3,12	13,15	5,67	1,55	-4,93
100	10,6			25,77	3,37	15,17			

Колонна с заглушенным концом

100	10,6	1,06	28	14,11	0,34	3,51	6,88	0,55	-3,72
100	10,6			14,47	0,44	3,87	6,67	0,55	-3,93
100	10,6			17,61	0,66	7,01	5,48	0,99	-5,12
100	10,6			20,02	1,08	9,42	5,03	0,99	-5,57
100	10,6			22,0	1,28	11,40	5,25	0,99	-5,35
100	10,6			21,25	1,42	10,65	4,25	1,55	-6,35
100	10,6			23,30	1,64	12,70	4,10	1,55	-6,50
100	10,6			25,05	1,81	14,45	3,48	1,55	-7,12

Открытая колонна

100	11,5	1,15	39	15,19	0,56	3,69	9,25	0,55	-2,25
100	11,5			21,31	1,71	9,81	9,16	0,55	-2,34
100	11,5			21,05	1,74	9,55	8,01	0,99	-3,49
100	11,5			22,25	1,92	10,75	7,79	0,99	-3,71
100	11,5			22,90	2,35	11,40	6,40	1,55	-5,10
100	11,5			24,15	2,55	12,65	6,27	1,55	-5,23
100	11,5			26,70	2,98	15,20	5,80	1,55	-5,70
100	11,5			29,02	3,46	17,52			

Колонна с заглушенным концом

100	11,5	1,15	39	16,05	0,34	4,55	7,12	0,55	-4,38
100	11,5			17,62	0,51	6,12	6,88	0,55	-4,62
100	11,5			19,01	0,48	7,51	5,75	0,99	-5,75
100	11,5			21,25	0,88	9,75	5,38	0,99	-6,12
100	11,5			22,70	0,96	11,20	6,07	0,99	-5,43
100	11,5			25,20	1,24	13,70	4,45	1,55	-7,05
100	11,5			24,0	1,31	12,50	3,78	1,55	-7,72
100	11,5			25,70	1,42	14,20	3,69	1,55	-7,81

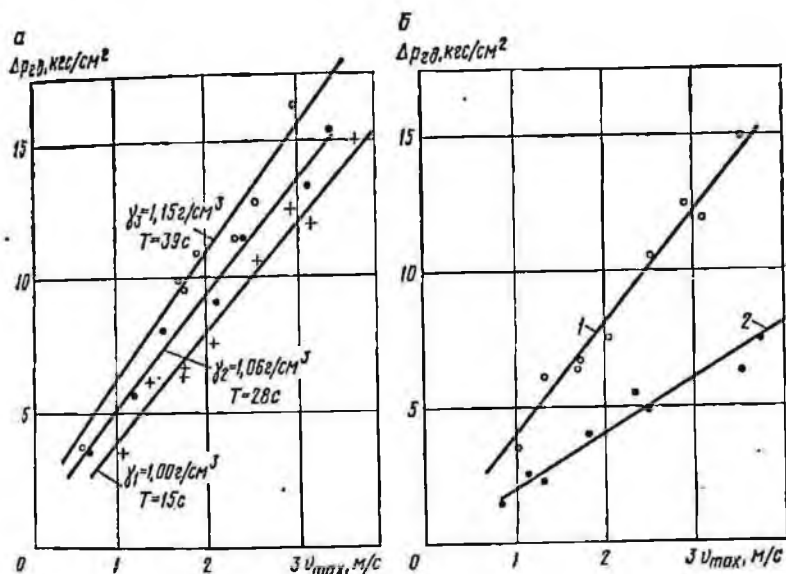


Рис. 18. Зависимость гидродинамического давления при спуске колонны:

а — от параметров промывочной жидкости (диаметр скважины 81 мм; диаметр буровых труб 50 мм); б — от величины кольцевого зазора; 1 — диаметр скважины 81 мм, диаметр буровых труб 50 мм; 2 — диаметр скважины 99,5 мм, диаметр буровых труб 50 мм

ления τ_0 и η при известном γ . А. А. Мовсумов, Г. Т. Гасанов и другие определили корреляционную связь между структурной вязкостью, статическим напряжением сдвига и условной вязкостью глинистого раствора. Ими получена формула для пересчета значений статического напряжения сдвига и структурной вязкости по данным о величине условной вязкости.

Таким образом, при существовании таких зависимостей плотность промывочной жидкости, условная вязкость раствора вполне могут, хотя с малой точностью, характеризовать истинные значения вязкостей. А так как измерения данных величин (γ и T) не сложны и могут быть выполнены в любых производственных условиях, то оценку влияния параметров промывочной жидкости на изменение гидродинамического давления можно вести по результатам замеров плотности, или условной вязкости, или же учитывая то и другое.

На буровой замерялись плотность раствора ареометром АГ-2 и условная вязкость по полевому стандартному вискозиметру СПВ-5.

Глинистый раствор из бентонитового порошка вначале доводился до вязкости «не течет» с постепенным разбавлением его водой.

Замеры гидродинамического давления проводились и тензодатчиком давления и глубинными манометрами.

В табл. 6 приводятся некоторые результаты замеров при параметрах глинистого раствора ($\gamma_1=1,06$ гс/см³, $T_1=28$ с и $\gamma_2=1,15$ гс/см³, $T_2=39$ с).

Приведенные исследования с глинистым раствором показывают, что при движении колонны в скважине возникают более значительные гидродинамические давления, чем при исследовании с технической водой. Так, при параметрах глинистого раствора $\gamma_1=1,06$, $T_1=28$ с гидродинамические давления на 15—20%, а при $\gamma_2=1,15$, $T_2=39$ с на 25—30% выше давлений, замеренных в скважине с водой.

На рис. 18 приведены графики зависимости гидродинамического давления от параметров промывочной жидкости и кольцевого зазора.

Влияние колонны с заглушенным концом на изменение гидродинамического давления

Н. А. Гусаков и А. М. Пирвердян указывают, что значения гидродинамического давления, возникающие при движении открытой колонны, близки со значениями давлений, полученными при колонне с заглушенным концом, и поэтому влияние последнего можно не учитывать.

В то же время изменение гидродинамического давления значительно зависит от степени заполнения колонны. Так, при спуске обсадной колонны диаметром 178 мм, длиной 3050 м в скважине диаметром 222 мм в случае заполнения колонны только на 10% гидродинамическое давление составляет 360 кгс/см², а при заполнении колонны на 100% — не превышает 60 кгс/см².

Из данного примера видно, что полученные выводы явно противоречивы. Кажущуюся противоречивость можно объяснить тем, что исследования проводились в различных условиях. В первом случае замеры давления проводили при спуске буровой колонны в скважины, а во втором при спуске уже обсадной колонны, т. е. радиальные зазоры между трубами и стенками скважины в обоих случаях различны. При спуске буровой колонны с заглушенным концом объем вытесняемой ею жидкости относительно мал по сравнению с объемом жидкости, вытесняемой обсадной колонной с обратным клапаном. Большие скорости движения жидкости в кольцевом зазоре создают более значительные гидравлические сопротивления и могут быть причиной того, что при спуске колонны с заглушенным концом возникают такие высокие гидродинамические давления.

Подтверждением этого являются результаты экспериментальных работ, приведенные в табл. 5. При одних и тех же значениях скоростей спуска открытой колонны и колонны с за-

глушеным концом гидродинамические давления во втором случае в 1,8—2 раза выше, чем в первом.

Экспериментальная скв. 2 имеет глубину 320 м. Катастрофическое поглощение промывочной жидкости. До глубины 170 м скважина обсажена трубами диаметром 108/99,5 мм. На глуби-

Таблица 7

Глубина замеров, м	Гидростатическое давление $P_{гст}$ кгс/см ²	Спуск колонны			Подъем колонны		
		общее да- вление, за- меренное манометра- ми $P_{общ}$, кгс/см ²	максималь- ная ско- рость спуска v_{max} , м/с	гидродинами- ческое дав- ление $\Delta P_{гд} = P_{общ} - P_{гст}$, кгс/см ²	общее да- вление, за- меренное манометра- ми $P_{общ}$, кгс/см ²	максималь- ная ско- рость подъема v_{max} , м/с	гидродинами- ческое давле- ние $\Delta P_{гд} =$ $= P_{общ} - P_{гст}$, кгс/см ²
Открытая колонна							
100	10	11,48	0,48	1,48	9,03	0,65	-0,97
100	10	12,57	1,13	2,57	8,9	0,65	-1,10
100	10	12,25	1,32	2,25	8,39	1,19	-1,61
100	10	13,97	1,82	3,97	8,21	1,19	-1,79
100	10	15,49	2,35	5,49	7,90	1,19	-2,10
100	10	14,89	2,50	4,89	7,47	1,75	-2,53
100	10	16,26	3,55	6,26	7,25	1,75	-2,75
100	10	17,51	3,74	7,51	6,85	1,75	-3,15
100	10	18,05	4,01	8,05			
Колонна с заглушенным концом							
100	10	11,75	0,60	1,75	8,35	0,65	-1,65
100	10	13,65	0,85	3,65	8,20	0,65	-1,80
100	10	16,41	1,95	6,41	6,99	1,19	-3,01
100	10	17,35	2,10	7,35	6,85	1,19	-3,15
100	10	18,85	2,25	8,85	6,45	1,19	-3,55
100	10	19,72	2,75	9,72	5,35	1,75	-4,65
100	10	20,30	3,09	10,30	5,20	1,75	-4,80
100	10	22,85	3,41	12,85	4,85	1,75	-5,15

не 115 м был установлен цементный мост, так же как и на скв. 1, для того, чтобы при сравнении результатов измерения не учиты-
вать влияние поглощения. Длина рабочей колонны была
принята 100 м, а длина рабочей свечи составила 18 м. Компо-
новка бурильной колонны состояла из труб диаметром 50 мм,
муфтово-замковых соединений диаметром 65 мм и колонковой
трубы длиной 1,2 м диаметром 73 мм.

Замеры проводились в скважине, до устья заполненной
технической водой. Буровой агрегат ЗИФ-1200А. Замеры гидро-
динамического давления проводились глубинными манометрами
МГП-3М и МГГ-63/250. Манометр МГП-3М крепился в колон-
ковой трубе, а МГГ-63/250 — ниже колонковой трубы в специ-
альном переходнике.

Замеры скорости спуска определялись тахогенератором ТГП с визуальным контролем скорости по микроамперметру и по отсчету времени спуска или подъема колонны секундомером. Измерения производились как с открытой колонной, так и с колонной с заглушенным концом. В табл. 7 приведены некоторые результаты исследований, проведенных на этой скважине.

При сравнении результатов исследований, проведенных на скв. 2, следует заметить, что условия измерений на данной скважине отличаются от скв. 1 только диаметром обсадной колонны, в которой проводились измерения. Учитывая, что на скв. 1 и 2 измерения проводились в идеальных условиях, то можно сделать количественную и качественную оценку влияния зазоров между бурильной и обсадными трубами. Сравнения по скважинам приводятся при условии заполнения их технической водой.

Измерения в трубах диаметром 108 мм показали, что при больших кольцевых зазорах достигаются высокие значения скорости спуска.

Если наибольшая скорость спуска открытой колонны в трубах диаметром 108 мм на 11% выше, чем в трубах диаметром 89 мм, то спуск колонны с закрытым концом выше на 72%. Несмотря на более высокие скорости спуска по скв. 2 гидродинамические давления, полученные на этой скважине, ниже, чем результаты, полученные по скв. 1, так как скорость движения жидкости при большем кольцевом зазоре, естественно, ниже, чем при меньших зазорах. Так, при близких скоростях спуска колонны в скв. 2 величина гидродинамического давления почти в два раза ниже, чем в скв. 1. Примерно те же величины получены при подъеме колонны.

На рис. 18 приведены сравнительные данные величин гидродинамического давления при спуске и подъеме бурильной колонны в обсадные трубы диаметром 89 и 108 мм.

§ 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Исследования в производственных условиях проводились на одном из месторождений Восточного Забайкалья в скв. 930 и 156 по разработанной методике.

В отличие от предыдущих исследований (скв. 1 и 2), здесь измерения проводились на различных глубинах с тем, чтобы выявить влияние зазора между стенками скважины и бурильной колонной, а также длины колонны на изменение гидродинамического давления.

Кроме того, исследования проводились в скважинах, не закрепленных трубами, что давало возможность учитывать, все скважинные условия, а именно: разработку стенок скважины,

Таблица 8

Глубина скважин, м	Глубина замеров, м	Гидростатическое давление $P_{ст}$, кгс/см ²	Спуск колонны				Подъем колонны			
			открытая колонна		колонна с заглушенным концом		открытая колонна		колонна с заглушенным концом	
			максимальная скорость спуска v_{max} , м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²	максимальная скорость спуска v_{max} , м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²	максимальная скорость подъема v_{max} , м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²	максимальная скорость подъема v_{max} , м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²
650	196	18,6	0,96	5,0	—	—	0,26	1,3	—	—
650	196	18,6	1,04	6,2	—	—	0,26	1,5	—	—
650	196	18,6	1,26	7,8	—	—	0,55	3,0	—	—
650	196	18,6	1,62	6,0	—	—	0,55	2,5	—	—
650	196	18,6	1,75	6,9	—	—	0,55	2,3	—	—
650	196	18,6	1,93	12,4	—	—	1,7	4,1	—	—
650	196	18,6	2,14	10,0	—	—	1,07	4,3	—	—
650	196	18,6	2,37	8,4	—	—	1,07	5,3	—	—
650	196	18,6	2,60	11,4	—	—	—	—	—	—
650	196	18,6	2,75	16,2	—	—	—	—	—	—
650	196	18,6	3,17	11,0	—	—	—	—	—	—
650	196	18,6	3,58	16,4	—	—	—	—	—	—
650	196	18,6	3,80	14,6	—	—	—	—	—	—
650	196	18,6	3,94	20,1	—	—	—	—	—	—
650	196	18,6	4,13	19,6	—	—	—	—	—	—
650	196	18,6	4,30	21,4	—	—	—	—	—	—
650	196	18,6	4,38	17,0	—	—	—	—	—	—
650	336	31,4	1,04	9,0	0,53	11,8	0,26	2,1	0,26	4,5
650	336	31,4	1,12	10,5	0,57	10,2	0,26	2,4	0,26	4,9
650	336	31,4	1,25	9,8	0,81	9,7	0,26	2,6	0,26	4,1
650	336	31,4	1,54	13,2	1,08	18,8	0,55	4,6	0,55	8,4
650	336	31,4	1,96	16,5	1,30	23,5	0,55	3,7	0,55	9,9
650	336	31,4	2,13	20,8	1,47	19,4	0,55	4,1	1,07	15,8
650	336	31,4	2,42	16,0	1,67	26,7	1,07	7,1	1,07	17,9
650	336	31,4	2,75	21,8	1,73	29,6	1,07	8,3	1,07	16,3
650	336	31,4	2,80	18,5	1,92	34,2	1,07	7,6	—	—
650	336	31,4	2,84	24,2	2,04	31,4	—	—	—	—
650	336	31,4	3,02	24,6	2,18	33,9	—	—	—	—
650	336	31,4	3,15	30,4	—	—	—	—	—	—
650	336	31,4	3,60	33,4	—	—	—	—	—	—
650	336	31,4	3,92	29,2	—	—	—	—	—	—
650	336	31,4	4,13	33,0	—	—	—	—	—	—
650	336	31,4	4,41	36,4	—	—	—	—	—	—
650	476	44,4	0,96	12,5	0,36	10,5	0,26	3,2	0,26	8,1
650	476	44,4	1,04	13,8	0,65	17,4	0,26	3,1	0,26	8,9
650	476	44,4	1,26	18,4	0,90	21,8	0,26	3,2	0,26	7,3
650	476	44,4	1,62	17,5	1,05	36,6	0,55	6,8	0,55	10,2
650	476	44,4	1,75	22,3	1,21	34,5	0,55	7,8	0,55	11,8
650	476	44,4	1,93	28,5	1,27	44,8	0,55	6,0	0,55	10,9
650	476	44,4	2,14	27,2	1,47	40,9	1,07	14,2	1,07	28,1
650	476	44,4	2,37	33,5	1,60	46,3	1,07	15,8	1,07	29,6

Глубина скважины, м	Глубина замеров, м	Гидростатическое давление $P_{гст}$, кгс/см ²	Спуск колонны				Подъем колонны			
			открытая колонна		колонна с заглушенным концом		открытая колонна		колонна с заглушенным концом	
			максимальная скорость спуска v_{max} , м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²	максимальная скорость спуска v_{max} , м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²	минимальная скорость подъема v_{min} , м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²	максимальная скорость подъема v_{max} , м/с	гидродинамическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²
650	476	44,4	2,60	36,7	1,74	58,2	1,07	13,1	1,07	28,9
650	476	44,4	2,75	42,8	1,96	59,5	—	—	—	—
650	476	44,4	3,17	38,8	2,03	70,6	—	—	—	—
650	476	44,4	3,58	52,4	—	—	—	—	—	—
650	476	44,4	3,80	49,8	—	—	—	—	—	—
650	476	44,4	3,94	60,5	—	—	—	—	—	—
650	476	44,4	4,13	59,0	—	—	—	—	—	—
650	476	44,4	4,30	65,8	—	—	—	—	—	—
650	476	44,4	4,38	60,2	—	—	—	—	—	—
650	616	56,8	1,04	21,8	0,53	21,4	0,26	5,2	0,26	10,4
650	616	56,8	1,12	20,4	0,57	27,4	0,26	5,0	0,26	11,8
650	616	56,8	1,25	29,2	0,81	41,9	0,26	5,4	0,23	11,1
650	616	56,8	1,54	34,5	1,08	38,8	0,55	9,0	0,55	19,6
650	616	56,8	1,96	33,4	1,30	58,7	0,55	9,6	0,55	22,8
650	616	56,8	2,13	45,5	1,47	59,6	0,55	10,4	0,55	16,9
650	616	56,8	2,42	44,0	1,67	62,4	1,07	17,0	1,07	38,2
650	616	56,8	2,75	54,0	1,73	76,9	1,07	18,7	1,07	37,9
650	616	56,8	2,80	62,2	1,92	75,5	1,07	19,6	1,07	33,9
650	616	56,8	2,84	58,4	2,04	77,8	—	—	—	—
650	616	56,8	3,02	60,6	2,18	83,8	—	—	—	—
650	616	56,8	3,15	67,0	—	—	—	—	—	—
650	616	56,8	3,60	76,6	—	—	—	—	—	—
650	616	56,8	3,92	71,8	—	—	—	—	—	—
650	616	56,8	4,13	82,4	—	—	—	—	—	—
650	616	56,8	4,41	86,8	—	—	—	—	—	—

ее шероховатость, места сужения и расширения, форму ствола и т. д.

В остальном общая схема исследований не отличается от описанной ранее.

Сква. 930 глубиной 650 м. Скважина пробурена коронками диаметром 112 мм до 29 м с последующей обсадкой трубами диаметром 108 мм; далее скважины бурились коронками диаметром 93 мм до глубины 57 м, затем коронками диаметром 76 мм до 349 м и до проектной глубины диаметр скважины был 59 мм. Бурение велось станком ЗИФ-650М твердосплавными коронками, гидроударниками, алмазными коронками. Проходи-

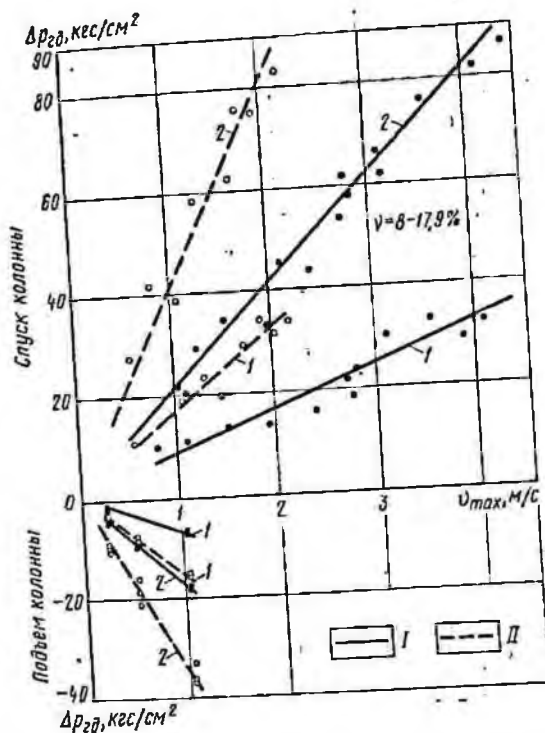


Рис. 19. График влияния скорости движения буровой колонны на изменение гидродинамического давления;

1 — длина колонны 336 м; 2 — длина колонны 616 м; I — открытая колонна; II — колонна с заглушенным концом

мые породы сверху вниз — фельзиты, андезиты, базальты, андезит-базальты, граниты. Бурение скважины проводилось с промывкой водой без поглощения. Буровая колонна состояла из труб диаметром 50 мм с муфто-замковыми соединениями диаметрами 57 и 65 мм. Длина свечи 14 м. Снаряд был покрыт антивибрационной смазкой.

Глубинные манометры, закрепленные на пружинных опорах в трубах диаметром 57 мм, устанавливались друг от друга на расстоянии 280 м. После проведения измерений на глубинах 196 и 476 м колонна была спущена до глубины 616 м для замера давления на глубинах 336 и 616 м.

Измерения проводились как с открытой колонной, так и с колонной с заглушенным концом. Всего в скважине было сделано 160 измерений гидродинамического давления при спуске и подъеме буровой колонны.

В табл. 8 и рис. 19 приведены результаты исследований, проведенные в скв. 930.

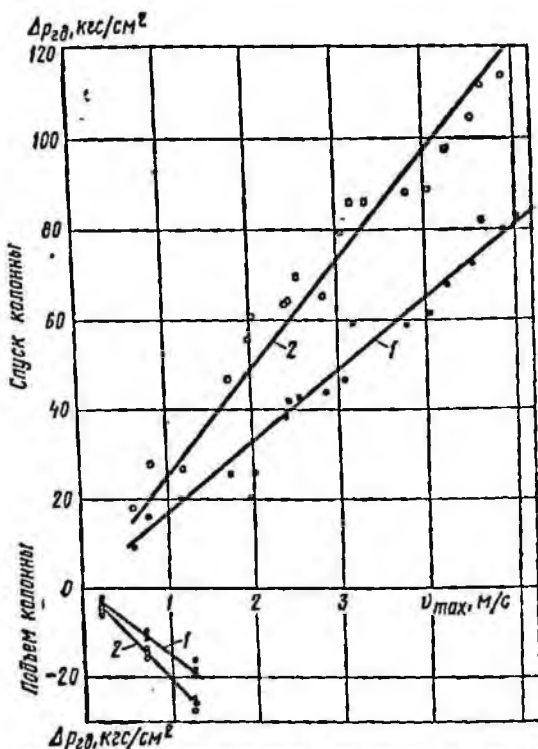


Рис. 20. Зависимость гидродинамического давления от скорости движения буровой колонны.

1 — длина колонны 578 м; 2 — длина колонны 753 м

Скв. 156 глубиной 1400 м. Скважина пробурена с поверхности коронками диаметром 112 мм до глубины 28 м и обсажена трубами диаметром 108 мм; далее бурение вели коронками диаметром 76 мм до глубины 404 м и коронками диаметром 59 мм до глубины 1400 м.

Проходимые породы сверху вниз — фельзиты, туфы, туфолавы, трахидазиты, андезиты, граниты. Бурение осуществлялось агрегатом ЗИФ-1200М с промывкой скважины технической водой. Скважина проходила без поглощения. Буровая колонна состояла из труб диаметром 50 мм с муфтово-замковыми соединениями диаметром 57 и 65 мм. Длина свечи 18 м. Снаряд был покрыт антивибрационной смазкой.

Глубинные манометры устанавливались друг от друга на расстоянии 175 м. Вначале замеры проводились на глубинах 168 и 343 м, потом манометры были опущены на нижние глубины и замеры проводились на глубинах 578 и 753 м.

Исследования проводили только с открытой колонной. Спуск и подъем колонны осуществляли на различных скорос-

Таблица 9

№ п/п	Глубина скважины, м	Глубина замеров, м	Гидроста- тическое давление $P_{гст}$, кгс/см ²	Спуск колонны		Подъем колонны	
				максималь- ная ско- рость спуска $v_{тах}$, м/с	гидродина- мическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²	максималь- ная ско- рость подъема $v_{тах}$, м/с	гидродина- мическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²
1	1400	168	15,9	1,0	3,6	0,23	0,8
2	1400	168	15,9	1,21	5,6	0,23	0,9
3	1400	168	15,9	1,47	7,4	0,23	1,1
4	1400	168	15,9	2,12	7,2	0,73	2,5
5	1400	168	15,9	2,29	8,8	0,73	2,9
6	1400	168	15,9	2,50	10,4	0,73	3,6
7	1400	168	15,9	2,87	8,8	1,27	4,1
8	1400	168	15,9	3,02	11,0	1,27	3,8
9	1400	168	15,9	3,24	13,2	1,27	4,3
10	1400	168	15,9	3,47	12,8	—	—
11	1400	168	15,9	3,66	12,4	—	—
12	1400	168	15,9	3,75	15,1	—	—
13	1400	168	15,9	4,0	14,0	—	—
14	1400	168	15,9	4,17	14,4	—	—
15	1400	168	15,9	4,56	15,2	—	—
16	1400	168	15,9	4,72	18,0	—	—
17	1400	168	15,9	4,93	15,8	—	—
1	1400	343	32,5	1,0	8,4	0,23	1,6
2	1400	343	32,5	1,21	11,0	0,23	1,9
3	1400	343	32,5	1,47	11,5	0,23	2,3
4	1400	343	32,5	2,12	15,6	0,73	4,7
5	1400	343	32,5	2,9	23,4	0,73	7,1
6	1400	343	32,5	2,50	20,4	0,73	5,5
7	1400	343	32,5	2,87	17,5	1,27	8,0
8	1400	343	32,5	3,02	25,2	1,27	9,3
9	1400	343	32,5	3,24	28,5	1,27	8,5
10	1400	343	32,5	3,47	27,5	—	—
11	1400	343	32,5	3,66	23,4	—	—
12	1400	343	32,5	3,75	32,4	—	—
13	1400	343	32,5	4,0	37,8	—	—
14	1400	343	32,5	4,17	32,5	—	—
15	1400	343	32,5	4,56	31,6	—	—
16	1400	343	32,5	4,72	39,8	—	—
17	1400	343	32,5	4,93	38,8	—	—
1	1400	578	55,2	0,6	9,4	0,23	3,1
2	1400	578	55,2	0,78	16,2	0,23	3,9
3	1400	578	55,2	1,16	20,1	0,23	4,4
4	1400	578	55,2	1,72	25,8	0,73	10,3
5	1400	578	55,2	1,92	20,6	0,73	11,7
6	1400	578	55,2	2,04	26,0	0,73	10,9
7	1400	578	55,2	2,38	38,9	1,27	19,4
8	1400	578	55,2	2,41	42,6	1,27	19,1
9	1400	578	55,2	2,52	43,4	1,27	16,6
10	1400	578	55,2	2,81	44,6	—	—
11	1400	578	55,2	3,07	47,2	—	—
12	1400	578	55,2	3,15	60,1	—	—

№ п/п	Глубина скважин, м	Глубина замеров, м	Гидроста- тическое давление $P_{гст}$, кгс/см ²	Спуск колонны		Подъем колонны	
				максималь- ная ско- рость спуска v_{max} , м/с	гидродина- мическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²	максималь- ная ско- рость подъема v_{max} , м/с	гидродина- мическое давление $\Delta P_{гд}$, кгс/см ²
13	1400	578	55,2	3,33	55,5	—	—
14	1400	578	55,2	3,77	60,4	—	—
15	1400	578	55,2	4,03	62,6	—	—
16	1400	578	55,2	4,23	68,8	—	—
17	1400	578	55,2	4,57	74,0	—	—
18	1400	578	55,2	4,63	83,4	—	—
19	1400	578	55,2	4,89	81,5	—	—
20	1400	578	55,2	5,07	84,4	—	—
1	1400	753	71,6	0,6	18,2	0,23	5,8
2	1400	753	71,6	0,78	28,0	0,23	4,53
3	1400	753	71,6	1,16	27,1	0,23	5,1
4	1400	753	71,6	1,72	47,2	0,73	13,7
5	1400	753	71,6	1,94	55,8	0,73	14,9
6	1400	753	71,6	2,04	61,0	0,73	16,1
7	1400	753	71,6	2,38	63,8	1,27	25,9
8	1400	753	71,6	2,41	64,2	1,27	28,3
9	1400	753	71,6	2,52	70,1	1,27	24,6
10	1400	753	71,6	2,81	66,2	—	—
11	1400	753	71,6	3,07	80,2	—	—
12	1400	753	71,6	3,15	86,8	—	—
13	1400	753	71,6	3,33	87,2	—	—
14	1400	753	71,6	3,77	89,8	—	—
15	1400	753	71,6	4,03	90,4	—	—
16	1400	753	71,6	4,23	98,8	—	—
17	1400	753	71,6	4,57	106,2	—	—
18	1400	753	71,6	4,63	114,2	—	—
19	1400	753	71,6	4,89	115,5	—	—
20	1400	753	71,6	5,07	122,4	—	—

тах, чтобы выявить зависимости изменения гидродинамического давления от скорости движения колонны. Общее количество измерений по скважине составило 108. В табл. 9 и на рис. 20 приведены результаты исследований по скважине для глубин 578 и 753 м.

В ходе исследовательских работ необходимо было сопоставить величины гидродинамического давления, возникающие при спуске бурильной колонны в разведочные скважины, с известными данными величин давления при спуске колонны в скважины на нефть и газ. При этом длина колонны принималась 100 м при относительно близких значениях факторов, влияющих на изменение давления. Из табл. 10 видно, что в разведочных скважинах возникают значительные гидродинамические давления.

Таблица 10

Скважины на нефть и газ		Скважины на твердые полезные ископаемые	
По данным Е. М. Суккурено (Краснодар)	По данным А. А. Рылова (Уфа)	По данным А. А. Момсумова (Азербайджан)	По данным Л. М. Увачева и др.
$\Delta\rho_{гд}=1,46 \text{ кгс/см}^3$ При $v_{\max}=1,33 \text{ м/с}$ $\gamma=1,29 \text{ г/см}^3$ $T=42 \text{ с}$	$\Delta\rho_{гд}=1,28 \text{ кгс/см}^3$ При $v_{\max}=1,17 \text{ м/с}$ $\gamma=1,32 \text{ г/см}^3$ $T=45 \text{ с}$	$\Delta\rho_{гд}=1,50 \text{ кгс/см}^3$ При $v_{\max}=1,0 \text{ м/с}$ $\gamma=1,26 \text{ г/см}^3$ $T=25 \text{ с}$	$\Delta\rho_{гд}=5,5 \text{ кгс/см}^3$ При $v_{\max}=1,0 \text{ м/с}$ $\gamma=1,15 \text{ г/см}^3$
Бурильные трубы диамет- ром 114 мм Обсадная колонна диа- метром 245 мм	Бурильные трубы диамет- ром 114 мм Обсадная колонна диамет- ром 245 мм	Бурильные трубы диаметром 141 мм Обсадная колонна диаметром 273 мм	Бурильные трубы диа- метром 50 мм Соединения диаметром 57 и 65 мм Скважины пробурены коронками 59 и 76 мм

Скв. 1				Скв. 2			
спуск колонны		подъем колонны		спуск колонны		подъем колонны	
$v_{\text{тах}}$	$\Delta p_{\text{гд}}$	$v_{\text{тах}}$	$\Delta p_{\text{гд}}$	$v_{\text{тах}}$	$\Delta p_{\text{гд}}$	$v_{\text{тах}}$	$\Delta p_{\text{гд}}$
5,35	4,1	2,81	3,2	4,80	5,45	2,68	3,24
3,44	4,2	2,81	2,52	5,68	7,35	2,68	3,13
5,1	4,3	2,81	2,64	—	—	—	—
6,2	4,9	2,81	1,92	—	—	—	—
5,3	4,1	2,81	2,54	—	—	—	—
4,15	3,12	2,81	1,78	—	—	—	—

Влияние скорости спуска и подъема буровой колонны на изменение гидродинамического давления

Исследованиям гидродинамического давления в скважине посвящен ряд работ советских и зарубежных ученых, но в них нет единого мнения. А. К. Козодой, А. А. Мовсумов и другие считают, что между гидродинамическим давлением и скоростью спуска колонны существует линейная зависимость, М. К. Сеид-Рза — квадратичная. Это объясняется тем, что все авторы проводили исследования в различных условиях, применяли различную методику измерений, не учитывали ряд факторов и т. д.

Кроме того, нужно отметить, что теоретические формулы недостаточно апробированы в производственных условиях. Так, Н. И. Рылов, В. И. Крылов и другие проводили исследования по определению гидродинамического давления в скважинах Ромашкинского месторождения. Полученные значения гидродинамического давления определяли по различным формулам. Расхождения между расчетными и фактическими данными, полученными в результате исследований, получились очень существенными, а относительная погрешность в отдельных случаях превышает 1000%. Поэтому они пришли к выводу, что ни одна из формул не может быть рекомендована для определения гидродинамического давления при спуске буровой колонны.

Проведенные исследования в скв. 1, 2, 930, 156 показывают, что между гидродинамическими давлениями, скоростями движения колонны существуют определенные зависимости. В табл. 11 приведены сравнительные данные увеличения гидродинамического давления при увеличении скорости спуска и подъема колонны по вышеперечисленным скважинам. Данные представлены в следующем виде. Например, по скв. 1 увеличение скорости спуска в 5,35 раза вызвало увеличение гидродинамического давления в 4,1 раза и т. д.

Таблица 11

Скв. 930				Скв. 156			
спуск колонны		подъем колонны		спуск колонны		подъем колонны	
$v_{\text{тах}}$	$\Delta p_{\text{гд}}$	$v_{\text{тах}}$	$\Delta p_{\text{гд}}$	$v_{\text{тах}}$	$\Delta p_{\text{гд}}$	$v_{\text{тах}}$	$\Delta p_{\text{гд}}$
4,56	3,4	4,12	4,1	4,93	4,37	5,55	5,40
4,25	4,05	4,12	3,62	4,93	4,64	5,55	5,30
4,12	2,87	4,12	3,60	8,45	8,97	5,55	5,35
4,56	4,81	4,12	4,10	8,45	6,72	6,55	5,35
5,65	6,71	4,12	3,57	—	—	—	—
4,25	3,98	3,77	—	—	—	—	—

Предварительный анализ результатов исследований показывает, что $\Delta p_{\text{гд}}$ и $v_{\text{тах}}$ по скважинам связаны линейной зависимостью.

Влияние радиального зазора между бурильной колонной и стенками скважины

Существенным фактором, влияющим на изменение гидродинамического давления при движении бурильной колонны, является величина радиального зазора между бурильной колонной и стенками скважины.

Исследования, проведенные в обсадных трубах (скв. 1 и 2), которые создают идеальные условия для экспериментов, позволяют сделать количественную оценку влияния рассматриваемого фактора. Для сравнения приводим данные проведения экспериментов в скважинах, заполненных технической водой (см. табл. 5, 7). Длина бурильной колонны 100 м. Если при скорости спуска бурильной колонны 3,61 м/с в обсадные трубы диаметром 89 мм гидродинамическое давление составляет 14,72 кгс/см², то при спуске колонны почти с той же скоростью 3,55 м/с в трубы диаметром 108 мм гидродинамическое давление составляет всего лишь 6,26 кгс/см² из-за разницы кольцевых зазоров, давление в трубах диаметром 89 мм в 2,4 раза выше, чем в трубах диаметром 108 мм.

Такое же положение наблюдается при спуске колонны с заглушенным концом. При спуске колонны в трубы диаметром 89 мм со скоростью 1,98 м/с, а в трубы диаметром 108 мм со скоростью 1,95 м/с, гидродинамические давления составляют соответственно 13,7 и 6,41 кгс/см².

Исследования в производственных условиях проводились в необсаженных скв. 930 и 156.

Приведенные кавернограммы по скв. 1857, 323, 930 показывают на «не идеальные» условия проведения экспериментов. Стенки скважин, как правило, неправильной формы, неровные, наблюдаются каверны, большая разработка ствола. Естествен-

но, при таких сложных формах скважин делать какое-то утверждение, хотя бы о среднем диаметре участка скважины, пробуренной данным породоразрушаемым инструментом, было бы грубым допущением.

Даже в работах на нефть нет единого мнения о зависимостях гидродинамического давления от величины кольцевого зазора. Например, при определении гидродинамического давления одни исследователи учитывают величину зазора между стенкой скважины и бурильной колонной, другие — разность площадей скважины и труб, т. е. разность квадратов диаметров, третьи — отношение радиусов трубы и скважины.

Противоречивость мнений авторов по этому вопросу в обсаженных и необсаженных скважинах можно объяснить только тем, что ими не были учтены некоторые факторы, влияющие на изменение $\Delta p_{гд}$, которые и привели к неправильным выводам. Если обсадные трубы создают идеальные условия для экспериментов, то в необсаженных скважинах имеются определенные трудности. В этом случае принятый для расчета диаметр скважины не может учесть все то многообразие форм и размеров ствола, его пустоты, каверны, сужения и расширения, шероховатости и т. д., поэтому ошибки в выводах неизбежны. Предлагаемые авторами формулы различны и больше носят теоретический характер.

Исходя из этого, более правильно учитывать влияние кольцевого зазора на изменение гидродинамического давления опытными коэффициентами, которые бы достаточно полно учитывали размер и характер ствола скважины.

Как видно из характеристик скв. 930 и 156, последние очень похожи друг на друга, т. е. обе скважины имеют примерно одинаковую конструкцию, одинаковые компоновки бурильной колонны, схожие горно-геологические условия, заполнены одинаковой промысловой жидкостью и т. д. Так как данные скважины являются типичными для месторождения, то по результатам исследований можно дать объективную количественную оценку величин гидродинамического давления при спуско-подъемных операциях. Основной диаметр бурения скважин 76 и 59 мм. Верх скважины под кондуктор диаметром 108 или 89 мм для простоты расчетов можно отнести к участку скважины, пробуренной коронками диаметром 76 мм. Небольшая длина такого участка не может влиять на результаты измерений. Поэтому длина ствола скважины разделяется на два участка, пробуренных коронками диаметром 76 и 59 мм.

Для сравнения приведем пример (скв. 930) относительного увеличения гидродинамического давления в интервале скважины, пробуренной коронками диаметром 59 мм, по отношению к интервалу, пробуренному коронками диаметром 76 мм.

Если при спуске открытой колонны длиной 336 м с наибольшей скоростью 4,41 м/с гидродинамическое давление составляет

36,4 кгс/см², то при длине колонны 616 м с той же скоростью спуска гидродинамическое давление составляет уже 86,6 кгс/см². Такая диспропорция роста давления объясняется тем, что скважина до глубины 349 м пробурена коронками диаметром 76 мм, а далее коронками диаметром 59 мм.

Расчеты показали, что при спуске открытой колонны в интервале, пробуренном коронками диаметром 59 мм, гидродинамическое давление в 1,7 раза выше, чем в интервале, пробуренном коронками диаметром 76 мм, и в 1,86 раза выше при спуске колонны с заглушенным концом и т. д. за счет разницы зазоров между бурильной колонной и стенками скважины.

Влияние длины бурильной колонны на изменение гидродинамического давления

В процессе спуска бурильной колонны на исследуемую глубину нетрудно определить влияние нарастающей длины колонны на изменение гидродинамического давления. Сравнения проводились при скоростях спуска 2,75 и 4,41 м/с. В процессе спуска колонны обычно трудно добиться, чтобы каждая свеча опускалась с одинаковой скоростью. Поэтому при анализе влияния исследуемого фактора выбирались скорости, близкие к 2,75 и 4,41 м/с (значения скоростей с пределом отклонения до 1%). В табл. 12 приведены сравнительные значения гидродинамического давления от длины бурильной колонны при скоростях спуска 2,75 и 4,41 м/с.

Из табл. 12 и рис. 21 видно, что гидродинамическое давление увеличивается от 0 (на устье скважины) до максимума, (в нижней части колонны) причем в месте перехода от большего диаметра бурения (76 мм) к меньшему (59 мм) наблюдается рост давления.

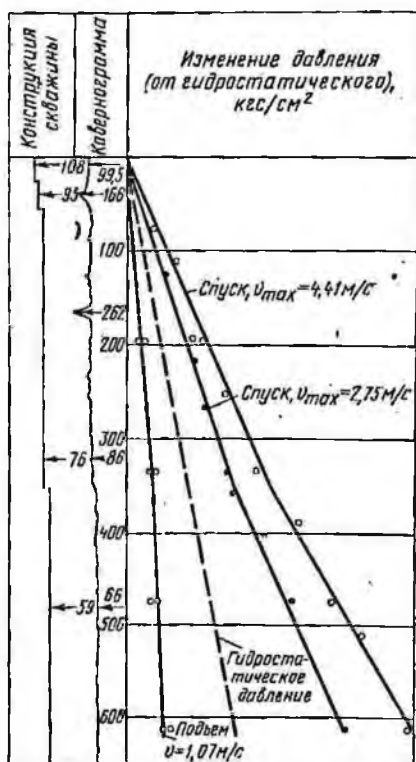


Рис. 21. Зависимость длины бурильной колонны от изменения гидродинамического давления

Таблица 12

Длина бурильной колонны L , м	Гидродинами- ческое давление $\Delta p_{гд}$, кгс/см ²	Максимальная скорость спуска $v_{\max}$, м/с	Длина бурильной колонны L , м	Гидродинами- ческое давление $\Delta p_{гд}$, кгс/см ²	Максимальная скорость спуска $v_{\max}$, м/с
78	6,6	2,75	546	49,8	2,75
126	7,9	2,75	616	54,0	2,75
196	16,2	2,75	112	15,1	4,41
218	15,7	2,75	196	21,5	4,41
266	17,5	2,75	252	28,7	4,41
336	21,8	2,75	336	36,4	4,41
358	22,1	2,75	392	54,0	4,41
406	34,5	2,75	476	63,5	4,41
476	42,8	2,75	532	75,1	4,41
498	41,9	2,75	616	86,8	4,41

Из рис. 21 видно, что зависимость между гидродинамическим давлением и длиной бурильной колонны для каждого диаметра хорошо описывается прямой линией. Можно предполагать о наличии прямой зависимости между $\Delta p_{гд}$ и L .

§ 4. ОБРАБОТКА ОПЫТНЫХ ДАННЫХ

Результаты экспериментальных исследований обрабатывали методами математической статистики с расчетом средних величин $\bar{x}$, дисперсий S^2 , среднеквадратичных отклонений S , коэффициентов вариации v и точности средних показателей e .

Зависимость изменения гидродинамического давления от различных факторов

Результаты проведенных исследований (см. рис. 19, 20, 21, табл. 8, 9, 11) и обработки опытных данных показывают, что между гидродинамическим давлением $\Delta p_{гд}$, максимальной скоростью спуска или подъема колонны $v_{\max}$ и длиной колонны L существует линейная зависимость. С увеличением скорости спуска и подъема бурильной колонны, а также длины повышается гидродинамическое давление. Кроме того, на изменение гидродинамического давления действуют и другие факторы — кольцевой зазор между бурильной колонной и стенками скважины, параметры промывочной жидкости, степень заполнения колонны жидкостью и т. д. Как отмечалось ранее, эти факторы удобнее определять опытным коэффициентом α , который позволяет наиболее полно учитывать фактические условия при проведении замеров.

Исходя из таких предположений, общую зависимость можно выразить формулой

$$\Delta p_{гд} = \alpha L v_{\max}. \quad (16)$$

В табл. 13 приведены результаты обработки опытных данных.

Коэффициент вариации колеблется в пределах 7,9—18,4%, что соответствует II классу точности.

Таблица 13

Номер скважины	Спуск колонны					Подъем колонны				
	Глубина замеров, м	Δp	S^*	S	$v, \%$	Δp	S^*	S	$v, \%$	
Открытая колонна										
630	196	12,38	4,89	2,21	17,9	3,04	0,19	0,44	14,6	
630	336	21,70	6,62	2,57	11,8	4,70	0,26	0,51	10,8	
630	476	36,20	9,10	3,01	8,40	8,10	0,80	0,90	11,1	
630	616	53,00	17,8	4,23	7,90	11,1	0,78	0,88	8,0	
156	168	11,4	1,44	1,20	10,5	2,65	0,24	0,49	18,4	
156	343	25,0	10,8	3,29	13,3	5,1	0,31	0,57	11,1	
156	578	42,4	19,5	4,42	9,15	11,04	0,93	0,96	8,6	
156	753	74,6	39,7	6,3	8,45	15,4	1,44	1,20	8,0	
Колонна с заглушенным концом										
630	336	24,9	7,1	2,66	10,7	10,2	1,71	1,3	12,7	
630	476	40,1	20,7	4,55	11,3	16,0	5,65	2,38	14,8	
630	616	56,7	27,9	5,27	9,30	22,5	5,6	2,37	10,5	

Таким образом, высокая точность полученных данных подтверждает наше предположение о том, что зависимость вида $\Delta p_{гд} = \alpha v_{\max} L$ может быть использована для практических расчетов. Как видно из рис. 21, зависимость между $\Delta p_{гд}$ и L линейная только на участке скважины, пробуренной коронкой одного диаметра. Учитывая, что в целом по месторождению скважины проходятся коронками двух диаметров (76 и 59 мм), общая расчетная зависимость выразится формулой

$$\Delta p_{гд} = v_{\max} (\alpha_1 L_1 + \alpha_2 L_2), \text{ кгс/см}^2, \quad (17)$$

где $v_{\max}$ — максимальная скорость движения колонны, м/с; α_1, α_2 — опытные коэффициенты, учитывающие кольцевой зазор между стенками скважины и бурильной колонной, параметры проточной жидкости и степень заполнения колонны; L_1, L_2 — длины бурильной колонны в стволе скважины соответствующих диаметров.

Коэффициент α определяли методом наименьших квадратов с учетом того, что при нулевой скорости движения труб гидродинамическое давление отсутствует.

В табл. 14 приведены значения опытного коэффициента α при различных характерах движения колонны.

Таблица 14

Вид операций	Значение коэффициента
Спуск открытой бурильной колонны диаметром 50 мм в скважину диаметром 76 мм	0,0270
Спуск открытой колонны в скважину диаметром 59 мм	0,0444
Спуск закрытой колонны в скважину диаметром 76 мм	0,0481
Спуск закрытой колонны в скважину диаметром 59 мм	0,0890
Подъем открытой колонны из скважины диаметром 76 мм	0,0237
Подъем открытой колонны из скважины диаметром 59 мм	0,0373
Подъем закрытой колонны из скважины диаметром 76 мм	0,0474
Подъем закрытой колонны из скважины диаметром 59 мм	0,0698

В табл. 15 приведены сравнительные значения относительных погрешностей, полученных предлагаемой формулой и известными формулами расчета $\Delta p_{гд}$.

Таблица 15

Максимальная скорость спуска v_{max} , м/с	По показаниям манометров $\Delta p_{гд.ф}$	Гидродинамическое давление, кгс/см ²					
		по формуле А. К. Козодоя		по методике М. К. Сейд-Рза (формула Дарси-Вейсбаха)		по предлагаемой формуле	
		$\Delta p_{гд}$	относительная погрешность, %	$\Delta p_{гд}$	относительная погрешность, %	$\Delta p_{гд}$	относительная погрешность, %
1,04	9,0	32,8	+265	0,55	-1540	9,41	+4,5
1,54	13,2	53,0	+302	1,51	-772	13,95	+5,5
2,84	24,2	97,6	+303	5,25	-361	25,72	+6,0
3,15	30,4	108,5	+258	6,45	-371	28,6	-6,3
4,41	36,4	152,0	318	12,68	-186	40,02	+9,9

Высокие погрешности, полученные по формулам, еще раз подтверждают мнение о том, что оценку гидродинамических давлений для скважин каждого месторождения необходимо давать только по результатам непосредственных замеров. Те расчетные формулы, которые были выведены и пригодны для одних условий, нельзя механически переносить на другие условия. Расхождение между расчетными и фактическими данными, полученными

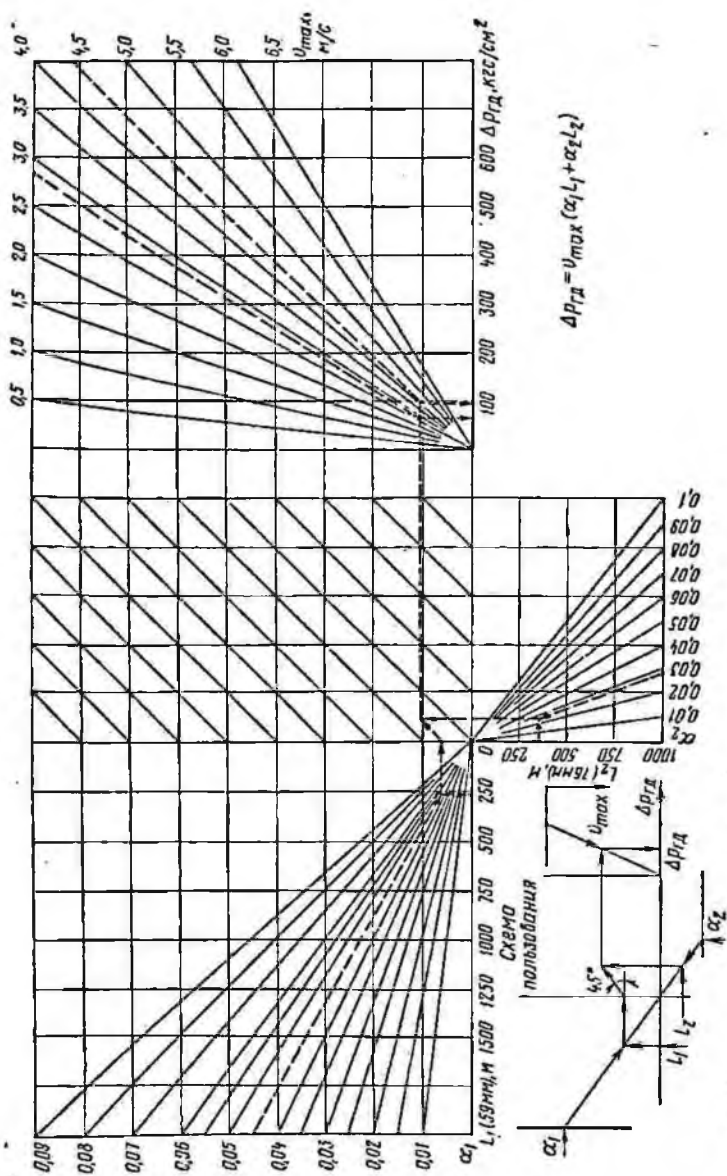


Рис. 22. Номограмма расчета гидродинамического давления

ми на основании промысловых исследований, существенное: погрешность в отдельных случаях превышает 1000%. Следовательно, ни одна из предложенных ранее формул не может быть рекомендована для определения гидродинамического давления при различных условиях.

Для упрощения использования полученной линейной зависимости разработана номограмма (рис. 22). Для ее построения использовали две промежуточные шкалы, определяющие произведения, которые находятся в двух квадратах. В третьем квадрате определяют их сумму $Y_3 = Y_1 + Y_2$, а в четвертом получают данные расчета $\Delta p_{гд} = Y_3 v_{\max}$. При построении номограмм для увеличения их точности пользовались только линейными зависимостями. Значения коэффициентов α_1 и α_2 приняты с таким расчетом, чтобы они удовлетворяли результатам исследований в различных горно-геологических условиях.

Значения давления $\Delta p_{гд}$, полученные по номограмме, имеют высокую точность и отличаются от расчетных не более чем на 1—2%. Приведенный пример расчета $\Delta p_{гд}$ при $\alpha_1 = 0,0444$, $\alpha_2 = 0,0270$, $L_1 = 266$, $L_2 = 350$, $v_{\max} = 4,41$ по номограмме обеспечивает $\Delta p_{гд} = 92$ кгс/см², а по формуле $\Delta p_{гд} = v_{\max} (\alpha_1 L_1 + \alpha_2 L_2) = 93,5$ кгс/см², т. е. определение $\Delta p_{гд}$ по номограмме удовлетворительно.

О зависимости между максимальной и средней скоростями движения колонны $v_{\max}$ и $v_{\text{ср}}$

В производственных условиях удобнее пользоваться значениями средних скоростей спуска колонны, так как для определения последних не требуется сложных измерений. Поэтому одновременно с регистрацией максимальных значений скоростей спуска колонны на фотобумагу или же путем визуального контроля по микроамперметру производилось фиксирование средней скорости при известных величинах длины спускаемой свечи и времени ее движения.

Исходя из результатов исследований, приведенных в табл. 16 и на рис. 23, можно предположить, что между максимальной и средней скоростью спуска и подъема колонны ($v_{\max}$ и $v_{\text{ср}}$) существует линейная зависимость вида

$$v_{\max} = k v_{\text{ср}} \quad (18)$$

В табл. 17 приведены результаты обработки экспериментальных данных.

Коэффициент вариации колеблется в пределах 8,19—13,88, что соответствует II классу точности, достаточной для данных исследований.

Высокая точность полученных данных является критерием применения расчетной зависимости. Коэффициент k определяли методом наименьших квадратов. Полученные коэффициенты по скважинам составляют: скв. 1 ($k = 1,20$), скв. 930 ($k = 1,19$), скв. 156 ($k = 1,21$).

Таблица 16

Скв. I				Скв. 930				Скв. 156			
$v_{\max}$ м/с	$v_{\text{ср}}$ м/с	$v_{\max}$ м/с	$v_{\text{ср}}$ м/с	$v_{\max}$ м/с	$v_{\text{ср}}$ м/с	$v_{\max}$ м/с	$v_{\text{ср}}$ м/с	$v_{\max}$ м/с	$v_{\text{ср}}$ м/с	$v_{\max}$ м/с	$v_{\text{ср}}$ м/с
0,68	0,5	1,88	1,8	0,95	0,67	1,8	1,7	0,87	0,53	2,9	2,5
0,72	0,62	2,2	1,8	0,98	0,71	2,10	1,7	1,1	0,78	3,1	2,5
0,77	0,63	2,57	1,8	1,02	0,82	2,27	1,75	0,92	0,8	3,35	2,58
0,79	0,72	2,5	1,87	1,19	0,83	2,10	1,8	1,1	0,87	3,48	2,58
0,8	0,74	2,6	1,9	1,23	0,91	2,0	1,87	1,24	0,97	3,1	2,6
0,98	0,77	2,5	2,02	1,30	0,97	2,01	1,9	1,13	1,01	3,27	2,6
1,5	0,67	2,46	2,10	1,35	1,08	2,07	1,9	1,33	1,03	3,0	2,68
1,0	0,96	2,77	2,10	1,47	1,10	2,4	1,9	1,38	1,03	3,27	2,68
1,5	1,09	2,9	2,2	1,1	1,15	2,67	1,9	1,38	1,08	2,87	2,7
1,75	1,10	3,2	2,27	1,20	1,24	2,70	1,9	1,80	1,20	3,08	2,73
1,18	1,17	3,6	2,3	1,32	1,29	2,0	1,96	1,68	1,29	3,51	3,07
1,28	1,18	2,6	2,35	1,53	1,33	1,90	2,0	2,0	1,43	3,51	3,12
1,3	1,27	2,68	2,35	1,72	1,35	2,2	2,0	1,91	1,59	4,0	3,4
1,4	1,28	2,62	2,40	2,0	1,35	2,5	2,0	2,10	1,70	—	—
1,53	1,28	2,7	2,47	1,78	1,40	2,01	2,1	2,15	1,80	—	—
1,34	1,32	3,2	2,50	1,90	1,50	2,17	2,1	2,21	1,87	—	—
1,34	1,56	3,38	2,50	1,98	1,53	2,51	2,23	2,4	1,98	—	—
1,57	1,40	2,8	2,53	2,1	1,53	2,5	2,27	2,35	2,0	—	—
1,66	1,40	2,9	2,6	2,21	1,53	2,9	2,37	2,40	2,0	—	—
1,60	1,46	3,2	2,6	1,63	1,57	2,7	2,40	2,75	2,1	—	—
2,43	1,57	3,25	2,84	1,90	1,65	2,81	2,68	3,0	2,4	—	—
2,06	1,73	3,3	2,9	1,78	1,70	—	—	2,75	2,5	—	—
2,0	1,73	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Значения коэффициентов очень близки друг к другу и для практических расчетов (для разведочных скважин малых диаметров) можно принять $k=1,2$. Тогда зависимость будет иметь вид

$$v_{\max} = 1,2v_{\text{ср}} \quad (19)$$

Проведенные гидродинамические исследования при спуско-подъемных операциях позволили установить.

Таблица 17

Номер скважины	$v_{\max}$, м/с	S^*	S	η , %
1	2,16	0,09	0,03	13,88
930	1,96	0,07	0,26	13,20
156	2,38	0,04	0,20	8,19

1. В разведочных скважинах малых диаметров возникают высокие гидродинамические давления при спуске буровой колонны. Гидродинамические давления составляют от 4,74 до 14,1 кгс/см² на 100 м длины колонны в зависимости от скорости ее спуска, что в 5—15 раз превышает давления, наблюдающиеся в скважинах на нефть и газ.

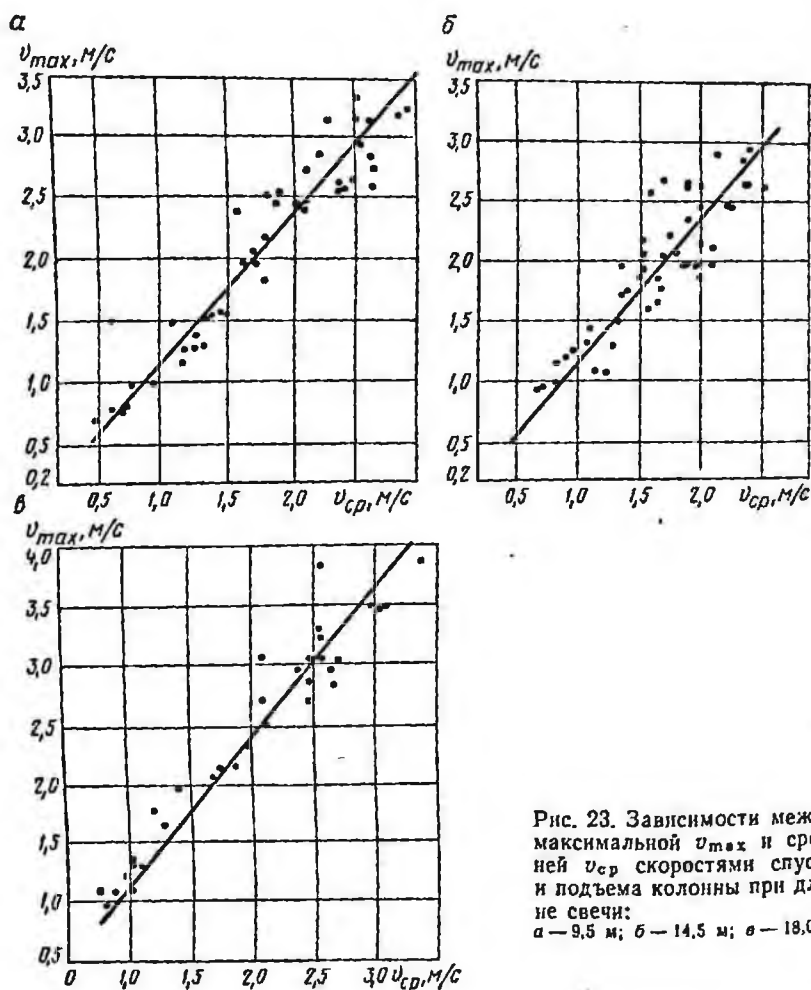


Рис. 23. Зависимости между максимальной $v_{\max}$ и средней $v_{\text{ср}}$ скоростями спуска и подъема колонны при длине свечи: а — 9,5 м; б — 14,5 м; в — 18,0 м

2. Выявлено, что величина гидродинамического давления связана с максимальной скоростью спуска и длиной буровой колонны линейной зависимостью.

3. Показано, что влияние кольцевого зазора, параметров промывочной жидкости и степени заполнения колонны можно учитывать общим опытным коэффициентом, который с наибольшей точностью характеризует фактические скважинные условия (для рассматриваемого месторождения).

4. Доказано, что результаты гидродинамических исследований на различных месторождениях разные из-за различных геолого-технических условий проведения экспериментов, а так-

же из-за различной методики учета всех факторов, влияющих на изменение давления. Поэтому результаты, полученные на одном месторождении, нельзя механически переносить на другие.

5. На основе проведенных расчетов показано, что ни одна из известных формул по определению гидродинамического давления не может быть использована для практических расчетов из-за больших погрешностей (достигающих более 10 раз).

6. Проведенные исследования показали, что для предупреждения поглощений, связанных с технологическими причинами, необходимо на любом участке месторождений иметь опытные данные и по давлению гидроразрыва пород, и по гидродинамическим давлениям, возникающим при спуско-подъемных операциях и цементировании.

7. Данные гидродинамических исследований и гидроразрыва пород подтвердили предположение, что обычно наблюдающееся поглощение промысловой жидкости на глубинах 350—450 м в трещиноватых фельзитах, андезитах и на контакте гранитов с эффузивами связано со спуском бурильной колонны или другими технологическими операциями.

В итоге проведенных гидродинамических исследований при движении колонны можно определить величины возникающих давлений на любой глубине скважины, пользуясь предложенными формулами и номограммой.

Зная это, а также давление гидроразрыва пород, можно с определенной точностью регулировать гидродинамическое давление при спуске колонны и других технологических операций с тем, чтобы не вызвать гидроразрыва пород и предупредить поглощение.

МЕРЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИИ
ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Существуют самые разнообразные способы предупреждения и ликвидации поглощений. Любое поглощение во всяком случае легче предупредить, чем принимать сложные меры по его ликвидации. Если скважина имеет гидравлическую связь с подземными водами, то условием, при котором не будет ухода промывочной жидкости, будет равновесие в давлениях пласт—скважина. В этом случае независимо от размеров трещин и каналов поглощающего пласта поглощения в скважине не будет. Для предупреждения поглощения и создания равновесия в давлениях пласт—скважина бурение производят с применением облегченных промывочных жидкостей или аэрированных жидкостей (или газообразных агентов).

Важную роль при пересечении поглощающих зон для предупредительных целей играет применение специальных промывочных жидкостей. Они должны обладать свойствами закупоривать мелкие трещины и поры и иметь повышенные прочностные свойства (СНС и вязкость).

Исследованиями установлено, что поглощения в скважинах могут возникнуть в результате гидравлического разрыва пород, т. е. в скважинах возникают поглощения после проведения различных технологических операций за счет создания на стенке скважины высоких гидравлических давлений, приводящих к гидроразрыву пород. Экспериментальное определение величин давлений, при которых происходит гидроразрыв пород, и регулирование давлений при технологических операциях позволит в отдельных случаях предупредить поглощение промывочной жидкости.

При бурении глубоких скважин для возникновения поглощений промывочной жидкости иногда достаточно увеличить плотность раствора на 0,02—0,03 г/см³.

Поэтому, в соответствующих горно-геологических условиях для предупреждения поглощений необходимо переходить на бурение облегченными промывочными жидкостями.

§ 1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОДА

При проходке плотных и устойчивых пород бурят обычной водой. Плотность воды 1 г/см³, вязкость по СПВ-5 15 с. Вода является наиболее доступной и дешевой промывочной жидкостью. Ее применение увеличивает механическую скорость буре-

ния за счет лучшей очистки забоя от выбуренных пород. В то же время вода не обладает способностью удерживать частицы шлама во взвешенном состоянии, образовывать на стенках скважины фильтрационную корку. Последняя связана с повышенным расходом промывочной жидкости. Эти особенности определяют область применения воды как промывочной жидкости.

§ 2. ЕСТЕСТВЕННЫЕ И БЕЗГЛИНИСТЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

Используемая при бурении техническая вода, насыщаясь шламом буримых пород, превращается в естественный раствор. Такой раствор образуется в основном при бурении глинистых и карбонатных пород: известняков, мела, доломитов, ангидритов, гипсов, мергелей, алевролитов, аргиллитов, сланцев, солей. Крупные частицы шлама при циркуляции промывочной жидкости осаждаются в желобах и отстойниках, а мелкие частицы могут находиться во взвешенном состоянии. Образуется водный раствор с неустойчивой системой. Стабильный естественный раствор может образоваться за счет перехода в раствор глинистых частиц при бурении глинистых отложений или же за счет добавления в раствор специальных химических реагентов: каустической соды, хлористого кальция, жидкого стекла, ССБ, УЩР, КМЦ, полиакриламида, нефти, солярового масла и др.

Получение естественных растворов при разбуривании глинистых пород не представляет трудности и зависит от свойств глины. При бурении натриевых глин образуются высокодисперсные системы, которые удовлетворяют требованиям технологии проводки скважин и могут быть использованы без обработки химическими реагентами.

Обычно плотность необработанной водной суспензии незначительная и составляет порядка $1,02-1,07 \text{ г/см}^3$. После обработки химическими реагентами естественный раствор может иметь плотность от $1,04$ до $1,15 \text{ г/см}^3$. Плотность раствора зависит от плотности и количества вводимых компонентов, а также от очистки раствора от крупных частиц выбуренной породы.

В тресте Белнефтегазразведка разработан способ приготовления промывочной жидкости из выбуренных пород (глин и солей) и предложена схема очистки раствора от ненужных частиц шлама (рис. 24). Очистку промывочного раствора осуществляют через вибросито 1 и гидроциклон 10.

Песок из гидроциклона 10 стекает по желобу 9 в шламовый амбар 7. Выбуриваемая порода с вибросита 1 поступает во фрезерно-струйные мельницы (ФСМ) 3 в том случае, если порода пригодна для заготовки раствора, или через окна 2 смывается подведенной водой в желоб 9 и дальше в шламовый амбар.

ФСМ поступающую выбуренную породу и воду превращают

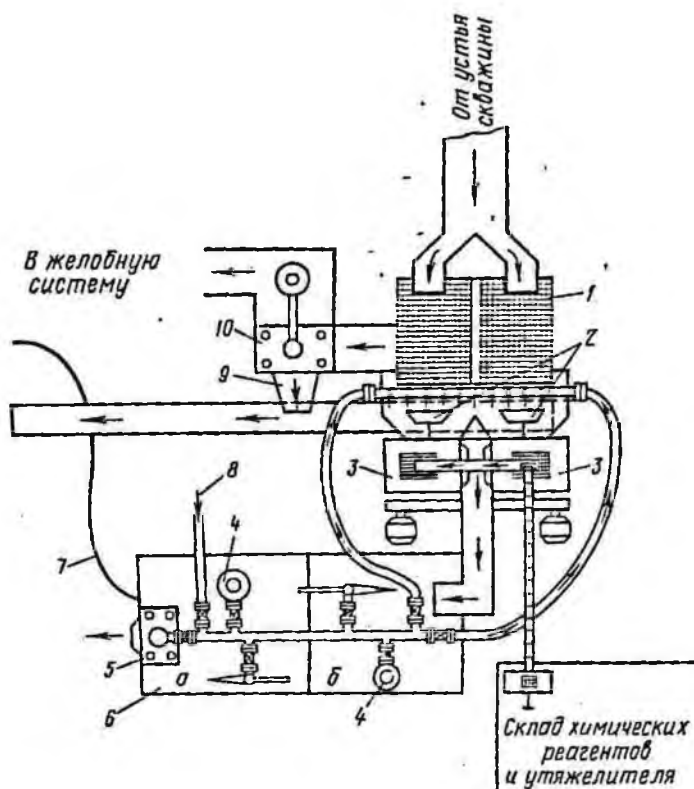


Рис. 24. Схема очистки и приготовления промывочной жидкости

в промывочную жидкость, которая собирается в отсеке *а* емкости *б*. По мере накопления промывочная жидкость перетекает в отсек *б*, где гидроциклоном 5 очищается от песка и насосом 4 (ВШН-150) по хозяйственной линии 8 перекачивается в запасные или приемные емкости. Данная система позволяет заготавливать глинистый раствор необходимого качества и обрабатывать его химическими реагентами.

При бурении гидрогеологических скважин в Белорусской ГРЭ по песчано-гравийным отложениям и разноразмерным пескам применением безглинистых растворов были успешно завершены свыше 300 скважин более чем на 20 участках. В водный раствор добавлялся 8—10%-ный УЩР и 0,6—0,8%-ный КМЦ марки 500 или 600. Плотность раствора составила 1,08 г/см³, вязкость от 35 до 80 с, водоотдача — 1,5—2 см³ за 30 мин при толщине глинистой корки не более 0,3 мм. При добавке в раствор мела от 5 до 30% плотность раствора доходила до 1,22 г/см³.

При вскрытии водоносных горизонтов увеличение плотности — нежелательный фактор. Путем уменьшения добавки КМЦ при увеличении УЩР и полного исключения мела плотность стабильного раствора была доведена до 1,04 г/см³.

Экспериментальные исследования позволили определить, что максимальное увеличение плотности раствора после окончания скважины достигло 0,06 г/см³.

Несмотря на сравнительно высокую вязкость, подвижность такого раствора значительно выше, чем глинистого. Наблюдения за циркуляцией раствора показали, что высокая текучесть обеспечивает ему соответствующую несущую способность, снижает давление в циркуляционной системе и облегчает работу насоса.

Способность полимеров создавать пространственные сетки и адсорбироваться на породе проявляется в образовании тонких пленок на стенках скважины, что ограничивает фильтрацию в пласт. В результате применения такого облегченного безглинистого раствора с полимерными добавками случаи поглощений не наблюдались. Экономия от применения безглинистых растворов только по четырем участкам составила 36 116 руб.

При бурении в осложненных условиях (обвалы, поглощения) известны безглинистые облегченные растворы, где основным составляющим реагентом является жидкое стекло.

Так, при бурении в осыпающихся аргиллитах и глинистых сланцах применяются силикатно-гуминовые растворы. На приготовление 1 м³ таких растворов расходуется: жидкого стекла плотностью 1,48—1,50 г/см³ 40—80 л, УЩР состава 13:2—120—200 л, воды жесткостью не выше 7 мг·экв 720—840 л. Если жесткость воды выше 7 мг·экв, ее понижают введением необходимого количества кальцинированной соды. Приготовленный силикатно-гуминовый раствор имеет следующие параметры:

плотность, г/см ³	1,03—1,04
вязкость, с	16—18
водоотдачу, см ³ /30 мин	5—8
толщину корки, мм	<1

Крепящее и закупоривающее свойство силикатно-гуминовых растворов обусловлено наличием в нем жидкого стекла. Катионы натрия жидкого стекла, содержащиеся в фильтрате раствора, проникая по трещинам и порам пород, вступают в ионообмен с катионами кальция глинистых пород. Освободившиеся при этом катионы кальция соединяются с анионами жидкого стекла, образуя не растворимое в воде соединение, которое и является цементирующим веществом [9].

Апробирован в условиях Днепровско-Донецкой впадины безглинистый крахмально-силикатный раствор. Он состоит из 3—4% крахмала, 1,5—2% кристаллической каустической соды, 15—20% жидкого стекла и 80—85% воды.

Приготовленный раствор имеет следующие параметры:

плотность, г/см ³	1,2
толщину корки	пленка

С переходом на промывку этим раствором значительно снизились гидравлические потери, увеличилась механическая скорость и получен значительный экономический эффект.

Важным преимуществом безглинистых силикатных растворов является их цементирующая и закупоривающая способность при незначительной плотности. Такое свойство растворов важно для предупреждения поглощений и других осложнений в скважине.

§ 3. МАЛОГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ

Приготовление этих растворов основано на применении высококачественных бентонитов, глин, обеспечивающих низкую плотность глинистого раствора.

Малоглинистые растворы отличаются малым содержанием глинистой фазы, небольшой вязкостью и небольшой концентрацией твердой фазы. Они применяются в тех условиях, когда пластовое давление ниже гидростатического. Малая плотность такого раствора может в конкретных условиях предупредить поглощение промывочной жидкости за счет уменьшения гидростатического давления. Малоглинистые растворы представляют собой стабильные структурированные системы. Их стабильность достигается при использовании высокодисперсных бентонитов и высокомолекулярных органических химических реагентов-понижителей водоотдачи. Исходя из последнего, малоглинистые растворы могут уменьшить также фильтрацию жидкости в проницаемые пласты. За малоглинистыми растворами сохраняется глинизирующая и удерживающая способность, которыми обладают обычные глинистые растворы. Поддержание низкой плотности раствора или ее уменьшение достигается путем удаления частиц шлама, используя гидроциклонную установку. С 1965 г. в организациях Томского геологического управления применяют малоглинистые растворы при бурении на нефть и газ.

Пластовые давления в разрезах либо меньше гидростатического, либо незначительно превышает его (на 2—3%), что позволило отказаться от применения обычных глинистых растворов с плотностью 1,24—1,25 г/см³ и перейти на бурение малоглинистыми растворами.

Для бурения под кондуктор промывочная жидкость готовится из порошкообразной бентонитовой глины с добавлением 0,5—1%-ной кальцинированной соды по массе от объема приготавливаемого раствора. На 1 м³ раствора расходуется от 120 до 200 кг бентонитовой глины. Перед забуриванием обычно требуется 40—50 м³ облегченного раствора:

плотностью, г/см ³	1,10—1,15
вязкостью, с	25—50
водоотдачей, см ³ /30 мин	10—15

После бурения под кондуктор растворы с большим содержанием песка выбрасывают.

После спуска кондуктора бурение ведется с промывкой технической водой. При разбуривании палеогеновых и меловых глин промывочная жидкость обогащается частицами глины. С целью увеличения выхода промывочной жидкости с необходимыми параметрами параллельно с интенсифицированным вводом воды добавляется 0,5—1% кальцинированной соды в виде 10—15%-ного водного раствора, что позволяет снизить ее водоотдачу до 8—9 см³/30 мин при плотности 1,10 г/см³ и вязкости 18—19 с.

По мере углубления производится углещелочная обработка жидкости гуматным порошком в количестве 1—1,5% в виде 15%-ного водного раствора, что также снижает ее водоотдачу до 7—8 см³/30 мин.

Параметры малоглинистых растворов за счет снижения содержания твердой фазы более стабильны. При снижении плотности и вязкости по сравнению с обычными глинистыми растворами снижаются гидравлические сопротивления при прокачивании и уменьшаются гидродинамические давления при спуске бурильной колонны. Снижение общих гидравлических давлений на стенки скважин является благоприятной предпосылкой для предупреждения поглощений, связанных с гидравлическим разрывом пород. При бурении значительно сократились осложнения в скважинах, получен экономический эффект. При бурении малоглинистыми растворами стоимость 1 м скважин снизилась до 10—20 руб. без учета затрат на авиационные перевозки.

М. К. Турапов приводит результаты применения малоглинистых растворов в сложных геологических условиях в организациях треста Ташкентгеология. Глинистые растворы при повышении содержания в них глинистой фракции до одной трети быстро приходили в негодность. В скважинах возникали осложнения, увеличивалось поглощение промывочной жидкости, образовывалась толстая глинистая корка и, как следствие, обвалы, которые создавали аварийную ситуацию.

Проведенные исследования показали, что обработкой раствора реагентом К-4 в сочетании с УЦР можно получить растворы с необходимыми фильтрационными и структурно-механическими показателями.

Методика обработки раствора заключалась в следующем: раствор из скважины откачивался в глиномешалку, разбавлялся водой до плотности 1,09—1,10 г/см³ с добавлением необходимого количества (0,15—0,2%) К-4 и перемешивался в течение 1 ч. После получения необходимых параметров (в основном вязкости и водоотдачи) раствор сливался в приемные чаны. Обработка циркулирующего раствора производилась во время бурения (циркуляции) с добавлением нужного количества реагента в разбавленном виде, а также при увеличении водоотдачи и вязкости.

На приготовленных таким образом глинистых растворах были успешно пробурены четыре скважины глубиной 300—400 м без каких-либо осложнений. Рабочий раствор имел следующие параметры:

плотность, г/см ³	1,09—1,1
вязкость, с	22—24
водоотдачу, см ³ /30 мин	10—13
толщину глинистой корки, мм	1,5—2
pH	7

Результаты применения малоглинистых растворов позволили улучшить качество промывочной жидкости, частично ликвидировать поглощения раствора и уменьшить количество осложнений, связанных с прихватами, обвалами и т. д.

В экспедициях геологического управления Центральных районов проводились работы по разработке рецептов малоглинистых растворов с минимальным содержанием твердой фракции (4—8%) и с добавками реагентов-стабилизаторов типа КМЦ (1—2%) при бурении гидрогеологических скважин.

Применение таких малоглинистых растворов позволило в Ивановской экспедиции снизить расход промывочной жидкости от 0,5 до 0,014 м³/м и обеспечить безаварийное бурение в интервалах неустойчивых песчано-гравийных пород.

Известны и другие рецепты приготовления малоглинистых растворов.

Так, малоглинистый раствор из черкасских бентонитов приготавливают из 60—80 кг/м³ бентонита и 2,5—3 кг/м³ кальцинированной соды. При этом раствор имеет следующие параметры:

плотность, г/см ³	1,04—1,07
вязкость, с	25
водоотдачу, см ³ /30 мин	8—14

Общая экономия только на бурении скважины глубиной 2800 м составила примерно 50 тыс. руб.

Малоглинистый раствор из криворожской бентонитоподобной глины можно приготовить из 150 кг глины, 1,4 кг каустической соды и 60 л УЩР. Полученный раствор имеет такие параметры:

плотность, г/см ³	1,06
вязкость, с	19,4
водоотдачу, см ³ /30 мин	8
толщину корки, мм	0,8

§ 4. ЭМУЛЬСИОННЫЕ РАСТВОРЫ

Для предупреждения поглощения промывочной жидкости могут быть использованы эмульсионные растворы, обладающие малой плотностью.

Эмульсионными растворами принято считать такие жидкости, в дисперсионной среде которых равномерно распределены мельчайшие капельки нефти или нефтепродукты с размером в пределах 10—100 мкм. Вместо нефтяных смазочных добавок могут быть использованы отходы масложировой промышленности (смесь гудронов СГ и гудрон-соапстока чернохлопкового масла), водные растворы поверхностно-активных веществ и эмульсолы.

Хорошая эмульсия получается при добавлении капель смазывающих материалов до минимально возможных размеров и надежной их стабилизации. Для стабильности эмульсионных растворов вводят в них обычно различные типы ПАВ: детергент советский ДС, керосиновые контакты, различные мыла, ОП-10, смачиватель ДБ и др.

Оптимальные концентрации ПАВ колеблются в пределах 0,05—1%.

Стабильность эмульсионных растворов определяется по точному отстою нефти в мерном 100-мл цилиндре. В высококачественном эмульсионном растворе отстоя нефти не должно быть.

Эмульсионные глинистые растворы имеют следующие параметры:

плотность, г/см ³	1,05—1,15
вязкость, с	18—25
водоотдачу, см ³ /30 мин	3—7
статические напряжения сдвига, мгс/см ²	10—25

Эмульсионные неглинистые растворы имеют обычно плотность меньше 1 г/см³. Эти растворы обладают многими положительными качествами, основными из которых являются: уменьшение крутящего момента за счет смазывающего эффекта, уменьшение вибрации буровой колонны, повышение стойкости породоразрушающего инструмента, и в общем итоге повышают скорость бурения.

Внедряемые в практику буровых работ эмульсионные растворы могут быть очень полезными для предупреждений поглощений в скважинах. Это определяется свойствами данного раствора. Малая вязкость этих растворов уменьшает общие гидродинамические давления на стенки скважин, которые могут быть причинами гидроразрыва пласта; низкая плотность снижает гидростатическое давление; смазывающее действие этих растворов может закупорить мелкие трещины и поры поглощения; малая водоотдача уменьшит фильтрацию и расход промывочной жидкости.

Эти положительные качества эмульсионных растворов позволяют считать их перспективными при бурении, особенно в осложненных условиях.

§ 5. АЭРИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ

Для предупреждения поглощений применяются аэрированные растворы. Обладая малой плотностью (минимальная до $0,7-0,8 \text{ г/см}^3$), аэрированные растворы могут значительно снизить гидростатическое давление на стенки скважины и тем самым предупредить поглощение даже в сильно трещиноватых,

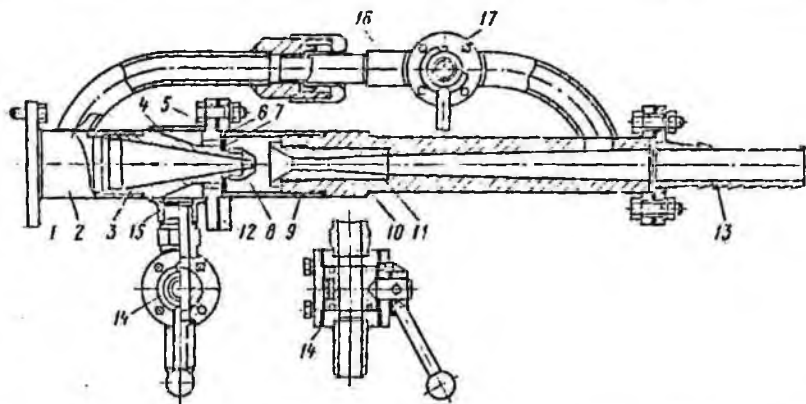


Рис. 25. Смеситель для бескомпрессорной аэрации промывочной жидкости в процессе бурения (с обводным каналом):

1, 12 — фланец; 2, 9 — патрубок; 3 — сопло; 4 — кожух; 5 — резиновая прокладка; 6 — резиновое кольцо клапана; 7 — прижимная шайба клапана; 8 — насадка; 10 — диффузор; 11 — втулка; 13 — штуцер; 14 — кран для подачи воздуха; 15 — муфта; 16 — обводной канал; 17 — кран для перекрытия обводного канала

кавернозных водоносных горизонтах с низкими пластовыми давлениями.

Известны два способа приготовления аэрированных растворов: компрессорный и бескомпрессорный с использованием различных ПАВ.

В первом случае в нагнетательную линию вводится сжатый воздух от компрессора. При резких колебаниях гидравлических давлений в обвязке должны быть специальные устройства, предотвращающие попадание жидкости в ресивер.

При компрессорном способе аэрации промывочной жидкости получается высокая стоимость 1 м^3 приготовленного раствора и поэтому более распространен бескомпрессорный способ аэрации.

При бескомпрессорном способе аэрированные растворы могут быть получены непосредственно в нагнетательной линии или путем предварительной аэрации при помощи глиномешалки или бурового насоса. При использовании глиномешалки необходимо, чтобы лопасти выступали на несколько сантиметров выше залитого исходного раствора для захвата лопастями воздуха.

Приготовление аэрированного раствора непосредственно в нагнетательной линии осуществляется с помощью специального

смесителя (аэратора). Известны различные конструкции смесителей (ВИТРа, Уральского территориального геологического управления, Свердловского горного института, треста Востокбурвод и др.). На рис. 25 приведен смеситель для бескомпрессорной аэрации промывочной жидкости в процессе бурения, разработанный Л. В. Макаровым и Л. М. Ивачевым (Свердловский горный институт и УТГУ).

Смеситель состоит из двух каналов: основного, предназначенного для аэрации промывочной жидкости, и обводного 16, обеспечивающего проход жидкости в колонну бурильных труб в случае, когда надобность в аэрации отпадает.

Основной канал состоит из сопла 3 со сменной насадкой 8, втулки камеры смешения 11, диффузора 10 и соединительных патрубков 2 и 9. В сопле просверлены продольные отверстия для поступления воздуха в камеру смесителя. Для регулирования подачи воздуха установлен кран 14. Во избежание выбросов промывочной жидкости из отверстий сопла установлен, клапан, состоящий из подвижного резинового кольца клапана 6 и прижимной шайбы клапана 7.

Смеситель монтируется в нагнетательную линию насоса после трехходового крана с помощью фланца 1. Нагнетательный шланг надевается на штуцер 13.

Насос включается при открытом обводном канале и закрытом кране смесителя. Необходимое количество жидкости регулируется трехходовым краном или другим способом. После этого обводной канал перекрывается краном 17 и доступ воздуха к смесителю производится плавным открытием крана 14.

Вылетающая из сопла (насадки) 8 с большой скоростью жидкость вызывает в камере смесителя разрежение, и воздух через кран 14, муфту 15 и продольные отверстия поступает в смеситель, где и осуществляется перемешивание жидкости с воздухом — аэрация.

Для стабилизации аэрированных растворов в них добавляются различные типы ПАВ. Наиболее известные ПАВ ОП-7, ОП-10, ПО-1, ПО-К, ПО-К-18, сульфанол, смачиватель НБ, мылонафт и др. Растворение небольшого их количества способно резко понижать поверхностное натяжение растворителя. Молекулы большинства ПАВ имеют линейное строение с полярной (гидрофильной) группой на одном конце и длинной неполярной (гидрофобной) ветвью на другом. Эти молекулы концентрируются на поверхностях раздела воды с воздухом и обращены полярным концом в сторону жидкости, а неполярным — в сторону воздуха. Понижение поверхностной энергии и образование ориентированного слоя молекул ПАВ на границе раздела жидкости и воздуха способствует возникновению большого количества воздушных пузырьков и не дает им возможности сливаться друг с другом. То же самое может происходить на поверхности горной породы — адсорбция ПАВ с образованием ориен-

тированного слоя молекул, которые уменьшают силу слипания частиц шлама между собой.

ПАВ влияют на свойства воздушных пузырьков, адсорбируясь на поверхности их оболочек. Они способствуют лучшему диспергированию воздуха в потоке жидкости, а также значительно увеличивают их прочность. Молекулы ПАВ укрепляют гидратные слои оболочек воздушных пузырьков благодаря тому, что гидрофильная группа атомов представляет собой жидкую фазу и активно взаимодействует с молекулами воды. Это приводит к увеличению стойкости оболочек пузырьков и препятствует их разрушению при столкновении. При движении жидкости в кольцевом пространстве имеется возможность столкновения пузырьков воздуха из-за различия их относительной скорости. Введение ПАВ в аэрированную жидкость вызывает резкое снижение относительной скорости движения воздушных пузырьков в жидкой фазе и препятствует соединению их друг с другом.

Благодаря указанному механизму воздействия ПАВ на структуру аэрированной жидкости значительно увеличивается выносная способность потока, снижается давление в нагнетательной линии, устанавливается более равномерное течение восходящего потока смеси, вследствие чего уменьшается колебание давления во всей системе. ПАВ предотвращает образование воздушных подушек в циркуляционной системе и благодаря лучшему диспергированию воздуха в жидкости позволяет вместить больший объем воздуха, а следовательно приготовить смесь меньшей плотности.

По характеру гидрофильных групп ПАВ подразделяются на ионогенные и неионогенные. В ионогенных ПАВ активные группы подвергаются диссоциации в воде и других полярных жидкостях. Эти вещества подразделяются в свою очередь на анионоактивные, у которых с полярной частью молекул связан анион, и катионоактивные. Молекулы неионогенных ПАВ содержат активные группы, имеющие гидрофильный характер, но не подвергающиеся диссоциации в растворе.

В буровой практике наиболее распространены неионогенные ПАВ (ПО-1, ОП-7, ОП-10), хотя ионогенные ПАВ являются более сильными пенообразователями. Это объясняется тем, что на эффективность ионогенных ПАВ влияют минерализация воды и шлам выбуренной породы, которые подавляют диссоциацию и сильно адсорбируют ПАВ.

Количество добавляемого ПАВ в раствор определяется лабораторным путем и колеблется в пределах 0,05—1,5%.

При бурении аэрированный раствор со временем дегазируется и плотность его увеличивается. Также теряются и другие положительные свойства — вязкость и закупоривающая способность раствора. Поэтому необходимо постоянно контролировать свойства раствора и восстанавливать его качества.

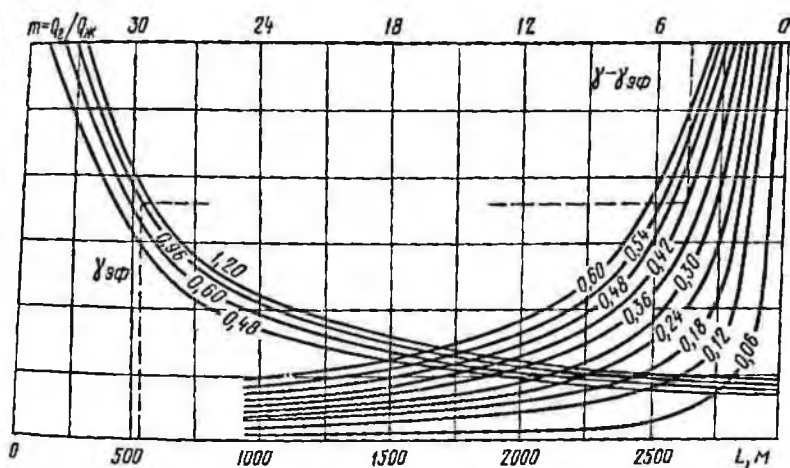


Рис 26. Номограмма для ориентировочного определения степени аэрации, необходимой для получения требуемой величины давления в скважине

Для предупреждения и устранения поглощения необходимо, чтобы столб аэрированного раствора в скважине создавал давление, равное или меньшее пластового давления.

Для практического расчета степени аэрации и получения требуемой величины давления на заданной глубине, можно воспользоваться номограммой (рис. 26), составленной Б. С. Филатовым и др.

Слева на номограмме указана эффективная плотность аэрированной жидкости в кольцевом пространстве, равная отношению

$$\gamma_{эф} = 10p/L, \quad (20)$$

где p — пластовое давление, кгс/см²; L — глубина залегания зоны поглощения, м.

Справа показана разность между плотностью неаэрированной промывочной жидкости γ и эффективной плотностью аэрированной жидкости $\gamma_{эф}$.

На верхней горизонтальной шкале отложена степень аэрации m , равная

$$m = Q_r / Q_{ж}, \quad (21)$$

где Q_r — объем воздуха, находящегося в заданном объеме аэрированного раствора, м³; $Q_{ж}$ — то же для жидкости, м³.

Зная m , можно определить плотность аэрированного раствора при атмосферном давлении

$$\gamma_0 = \frac{\gamma + m\gamma_в}{1 + m}, \quad (22)$$

где $\gamma_в$ — плотность воздуха, г/см³.

Для условий разведочного бурения степень аэрации не превышает единицы и поэтому для практических расчетов массой воздуха можно пренебречь.

Тогда

$$\gamma_0 = \frac{\gamma}{1 + m}. \quad (23)$$

Пример пользования номограммой.

Пусть в скважине на глубине L , равной 550 м, вскрыт поглощающий горизонт. Статический уровень воды установился на глубине H (120 м). Плотность исходного раствора для аэрации примем $\gamma = 1,2$ г/см³.

Пластовое давление определяется по формуле

$$p = \frac{(550 - 120) \times 1}{10} = 43 \text{ кгс/см}^2.$$

Эффективная плотность составит

$$\gamma_{\text{эф}} = \frac{10 \times 43}{550} = 0,78 \text{ г/см}^3.$$

От точки на нижней шкале, соответствующей $H = 550$ м, проводится вертикальная линия (пунктир) до точки, соответствующей $\gamma_{\text{эф}} = 0,78$ в семействе кривых для различных значений $\gamma_{\text{эф}}$. Отсюда снова проводится горизонтальная линия до точки, соответствующей пересечению этой линии с линией правого семейства кривых при $\gamma - \gamma_{\text{эф}} = 1,2 - 0,78 = 0,42$ г/см³. От точки пересечения этих линий восстанавливается перпендикуляр до верхней горизонтальной шкалы. Таким образом получаем искомую степень аэрации $m = 4,8$. При подаче глинистого раствора 120 л/мин расход воздуха составит

$$Q_r = \frac{4,8 \times 120}{1000} = 0,6 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Плотность аэрированного раствора при атмосферном давлении и при данной степени аэрации составит

$$\gamma_0 = \frac{1,2}{1 + 4,8} = 0,21 \text{ г/см}^3.$$

Данная номограмма построена по формулам, не учитывающим вязкость аэрированного раствора, гидродинамические потери при движении раствора в кольцевом пространстве, наличие шлама в восходящем потоке и растворимость газа в жидкости.

При борьбе с поглощениями в мелкотрещиноватых и пористых породах последние три фактора незначительны по сравнению с первым. Поэтому для данных условий результаты расчета по номограмме получаются завышенными (по m). И лишь при борьбе с поглощениями в сильно трещиноватых породах при большом раскрытии трещин номограмма дает хорошую сходимость с данными практики бурения.

Известен ряд примеров успешного применения аэрированных жидкостей в производственных условиях, когда другие способы борьбы с поглощениями были безрезультатны.

Аэрированными растворами успешно проходят зоны поглощения не только за счет создания равновесия пласт—скважина, но и за счет закупоривающего эффекта данных растворов. В поглощающем пласте создается своеобразная блокада, препятствующая уходу в него жидкости.

Сущность явлений, происходящих в поглощаемом пласте при закачке аэрированной жидкости, представляется следующим образом. Продвижение воздуха вместе с жидкостью (особенно вязкой, какой является глинистый раствор) в порах и микротрещинах, суженных каналах пород пласта весьма затруднительно, поскольку наряду с действием сил гравитации, капиллярных сил, аэрогидродинамических сопротивлений, возникающих при движении смеси по пласту, отмечаются также силы, образующиеся вследствие деформации воздушных пузырьков при прохождении их через суженные места поровых каналов и трещин, известные в технике как эффект Жамена. Для продвижения жидкости через капиллярные каналы, поры, в которых находятся пузырьки свободного газа, необходимо приложить большую силу, чем для продвижения той же жидкости в тех же каналах, но без пузырьков воздуха.

Закупоривающий эффект аэрированного раствора, видимо, должен быть наиболее ощутимым при проходке пористых и мелкотрещиноватых пород.

И. В. Белеем и Р. Г. Карловым предложен способ, сущность которого состоит в нагнетании в зону поглощения аэрированного раствора или воздуха для резкого снижения проницаемости поглощающей зоны за счет создания своеобразной воздушно-жидкостной блокады в ней с последующим цементированием этой зоны или без него.

Пузырьки воздуха, особенно с ПАВ, заметно влияют на устойчивость ствола скважины.

Производственный опыт бурения аэрированными растворами показывает, что после перехода на данный раствор значительно повышается устойчивость ствола скважин.

Некоторые авторы в своих исследованиях отмечают, что неустойчивые породы проходились без осложнений, или же значительно повышалась устойчивость стенок скважин при применении аэрированных растворов.

Это, видимо, объясняется уменьшением фильтрации аэрированного раствора за счет адсорбции пузырьков воздуха на стенках поглощающих каналов, препятствующих движению жидкости. Слабая фильтрация создает условия для меньшей набухаемости и поддержания устойчивости, особенно глинистых пород.

Глава VI

СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Если поглощения нельзя предупредить, то принимают меры для их ликвидации.

В зависимости от интенсивности поглощения и характеристики поглощающего горизонта используют разные способы тампонирования, определяя соответствующий тампонажный материал, наполнители, реагенты. Также с учетом имеющихся технических средств планируется наиболее рациональный способ доставки тампонажных смесей в зону поглощения.

Применяемые тампонажные смеси для ликвидации поглощений могут быть нетвердеющими, твердеющими и быстросхватывающимися (БСС). Последние обычно приготавливают применением специальных устройств или тампонажных снарядов.

§ 1. ПРИМЕНЕНИЕ НЕТВЕРДЕЮЩИХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ

Для ликвидации поглощений в определенных скважинных условиях могут быть эффективными способы тампонирования скважин с использованием нетвердеющих смесей. Данные способы не требуют дорогостоящих тампонажных материалов и обычно используются такие материалы, как глина, тампонажный цемент, жидкое стекло, кальцинированная сода, древесные опилки и другие. Использование таких смесей отличается простотой и исключает такие операции при тампонировании, как разбуhrивание цементного камня. Кроме того, свойства смеси не твердеть исключает авария с буровой колонной и вывода ее из строя.

Нетвердеющая смесь образуется на основе глинистых растворов. Наиболее эффективным структурообразователем является тампонажный цемент. Добавка жидкого стекла, древесных опилок позволяет значительно ускорить процесс структурообразования.

Выбор состава тампонажной смеси производится по оценке статического напряжения сдвига (СНС) и пластической прочности смесей. СНС таких смесей определяется на приборе СНС-2, а пластическая прочность путем вдавливания конуса по методу акад. Ребиндера, усовершенствованному применительно к практике изучения цементных растворов М. С. Винарским.

Изменение свойств тампонажной смеси в процессе структурообразования характеризуется кривой (рис. 27). Кривая

имеет три характерных участка, соответствующие времени проведения основных технологических операций при закачивании тампонажной смеси в поглощающий пласт.

Участок I, соответствующий времени T_1 , характеризуется незначительным ростом структуры смеси во времени стабилизации. Этот участок по абсолютной величине прочности структуры должен удовлетворять условиям прокачиваемости смеси, а по времени соответствует продолжительности проведения закачивания от момента добавки цемента и перемешивания до окончания продавливания смеси в зону поглощения.

Участок II, соответствующий времени T_2 , характеризуется резким ростом структуры смеси. Этот отрезок времени характеризует продолжительность выдержки смеси под давлением в зоне поглощения. Смесь за этот промежуток времени приобретает почти максимальную прочность.

Участок III, соответствующий времени T_3 , характеризуется незначительным ростом структуры и определяет завершающий этап структурообразования смеси. Абсолютная величина прочности смеси на участке определяет прочность смеси в каналах поглощения.

Отрезки времени T_1 , T_2 , T_3 могут иметь различные соотношения, которые зависят от состава смеси.

Свойства тампонажной смеси зависят от плотности раствора и качества глинистого материала. Чем выше плотность раствора, тем больше диспергированных частиц глины за счет повышения концентрации твердой фазы, и поэтому процесс структурообразования идет более интенсивно. Наиболее качественным глинистым материалом являются бентониты. В некоторых случаях они могут использоваться как добавки для повышения структурномеханических свойств местных глин.

Увеличение содержания тампонажного цемента в смеси приводит к росту пластической прочности и статического напряжения сдвига. Практически содержание цемента в смеси при прокачивании насосом не должно быть выше 50 кг/м^3 , так как такую смесь невозможно закачать из-за большой вязкости.

Жидкое стекло является активным структурообразователем, вызывает быстрое нарастание прочности смеси. Содержание его в смеси 1—2% считается оптимальным количеством, а более 2% его применение невозможно из-за больших величин статического напряжения сдвига в начальный период стабилизации.

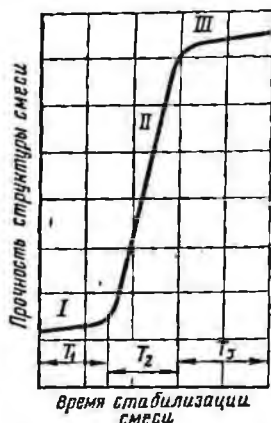


Рис. 27. Кривая стабилизации тампонажной смеси на глинистой основе

При использовании нетвердеющих смесей для тампонирования могут быть применены наиболее простые способы доставки смеси к зоне поглощения: путем нагнетания смеси через бурильную колонну промывочным насосом и путем доставки смеси способом «двух пробок» с последующей продавкой смеси под давлением, используя промывочный насос. В обоих случаях вязкость смеси за время T_1 должна быть такой, чтобы смесь была прокачиваемая при первом способе доставки смеси или же чтобы смесь имела достаточную подвижность при заброске смеси через устье скважины.

При первом способе ликвидации поглощений применение инертных наполнителей ограничено в связи с возможностью закупорки бурильной колонны и техническими возможностями бурового насоса. Поэтому при этом способе доставки смеси можно эффективно ликвидировать поглощения средней и слабой интенсивности.

При втором способе доставки смеси можно ликвидировать полные и катастрофические поглощения при малых глубинах скважин.

Количество добавляемого наполнителя определяется предельной густотой смеси. На приготовление 1 м³ смеси расходовалось 200—250 кг бентонитового порошка и 40—50 кг древесных опилок. В зависимости от размеров трещин, каналов поглощения в смесь добавлялись и другие наполнители (мох, пакля, листья деревьев, шлак и т. п.). Для повышения структурно-механических свойств смеси добавлялось 30—40 кг тампонажного цемента.

При выборе наполнителя необходимо иметь данные о возможных размерах трещин зон поглощения, что может быть установлено по результатам осмотра керна и наблюдений за провалом инструмента при бурении.

Для закупорки крупных трещин и пустот наряду с зернистыми наполнителями тампонажная смесь должна содержать волокнистые наполнители. Опытным путем установлено, что наполнитель может закупорить каналы поглощения, ширина которых не более чем в 3 раза превышает диаметр самых крупных частиц наполнителя.

Разовый расход смесей обычно не превышает 250 л и определяется в зависимости от предполагаемых размеров зоны поглощения.

§ 2. БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ (БСС) НА ОСНОВЕ ЦЕМЕНТОВ И БОРЬБА С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

В настоящее время наиболее распространенными материалами для получения БСС являются цементы. Для ускорения сроков схватывания цементных смесей в них добавляют различные реагенты неорганического и органического происхождения. На-

чало и скорость схватывания и твердения смеси определяются характеристикой зоны поглощения, а также способами образования БСС и доставки их в зону поглощения.

Рассмотрим, как происходит процесс схватывания и твердения портландцемента, а также факторы, влияющие на его свойства.

Механизм схватывания и твердения

При взаимодействии цемента с водой образуется сложная система, состоящая из гидратных новообразований различной дисперсности, структуры и состава и значительного количества свободной, не вступившей в химическую реакцию воды. В этой системе новообразования взаимодействуют между собой и реагируют с исходными клинкерными фазами.

Состав новообразований зависит от температуры среды и концентрации извести в водной части системы, поэтому большое значение для процессов гидратации имеет количество воды затворения, т. е. водоцементное отношение.

Гидратация клинкерных фаз протекает одновременно по всей поверхности контакта клинкерного зерна с водой, однако каждая фаза гидратируется со своей скоростью.

Сложность процессов схватывания и твердения заключается также в том, что гидратация вызывает повышение температуры, которая приводит к изменению концентрации извести в растворе, повышению растворимости щелочей цемента и соответственно к изменению состава гидросиликатов кальция. Наряду с этим продолжаются гидратация и химическое связывание воды, уменьшается количество свободной воды, понижается пластичность цементного теста и начинается его заметное загустевание, т. е. наступает схватывание и затвердевание, после чего цемент начинает набирать прочность.

Вода, формирующая цементный камень, содержится в нем в четырех видах. Первый вид — химически связанная в гидратных новообразованиях вода, вошедшая в состав твердой фазы; второй вид — вода, адсорбированная частицами цементного геля — псевдотвердая; третий вид — вода, находящаяся в порах тонких капилляров. Она играет большую роль в последующих процессах гидратации и твердения цемента.

Четвертым видом является вода, содержащаяся в крупных порах и свободном пространстве, — свободная вода. Различный характер воды в порах геля и капиллярах оказывает важное влияние на процесс твердения. Было установлено, что процессы гидратации в цементном камне приостанавливаются на воздухе с пониженной относительной влажностью, при которой вода, заключенная в капиллярах, может испаряться. Дальнейшая гидратация возможна, когда кристаллические гидратные ново-

образования размещаются в капиллярах, заполненных водой, участвующей в гидратации.

Псевдотвердая вода геля не может участвовать в гидратации непрореагировавших зерен цемента, так как не может преодолеть значительные адсорбционные силы связи с гелевыми частицами.

Силы, обуславливающие переход жидкого цементного раствора в твердое состояние, пока еще точно не установлены и многие вопросы в этой области пока остаются неясными.

Существуют две основные гипотезы, объясняющие процесс превращения цементного раствора в прочный камень.

Первая гипотеза называется кристаллизационной и принадлежит Ле-Шателье, объясняющий способность жидкого цементного раствора к схватыванию и твердению тем, что минералы портландцементного клинкера имеют большую растворимость, чем их соединения с водой. При затворении цемента водой в ней быстро растворяются минералы портландцементного клинкера. В водном растворе происходит их гидратация, и они превращаются в водные соединения, растворимость которых в воде значительно меньше. В результате в воде образуется сильно пересыщенный раствор этих соединений, и они выпадают в виде вытянутых игольчатых кристаллов, переплетаются между собой, а в местах контакта срастаются, образуя пространственную кристаллическую решетку.

Такая система, состоящая из остатков негидратированных частиц, связанных между собой войлокообразной массой переплетенных кристалликов продуктов гидратации, водной фазы и воздуха, представляет собой цементный камень.

По второй коллоидно-химической гипотезе Михаэлиса минералы портландцемента гидратируются в твердом состоянии, не переходя в раствор путем присоединения воды по поверхности. Зерна портландцемента покрываются при этом оболочкой гелеобразных продуктов гидратации, срашиваются между собой. Срастание постепенно упрочняется в ходе коллоидно-химических процессов.

Влияние срока хранения цемента на его физико-химические свойства

И. И. Рафненко были проведены исследования по определению тампонирующих свойств цементной смеси в зависимости от срока хранения цемента.

Физико-механические свойства цемента не постоянны при различных сроках хранения. Основным фактором, влияющим на свойства цемента, является внешняя среда, которая в различных районах страны имеет определенную влажность, температуру воздуха, наличие большого количества агрессивных га-

зов. Внешняя среда активно может вступить в реакцию с це-
ментами, разлагая их и образовывая новые вещества.

Опыты были проведены со свежим цементом (со сроком хранения один месяц) и лежалым (со сроком хранения один год), используя электронную микроскопию, рентгенометрический и дифференциально-термический анализы. Исследования показали, что с увеличением срока хранения цемента внутренняя структура кристаллических решеток составляющих фаз цемента остается без изменений, в то время как поверхностные свойства зерен претерпевают довольно сильные превращения. Изменение поверхностных свойств зерен цемента приводит одновременно к видоизменению энергии их взаимодействия. При этом из цемента образуется незначительное количество новых фаз в виде гидратов окиси кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$, а также поверхностные карбонатные пленки CaCO_3 , которые ухудшают физико-химические свойства цемента.

Анализ проведенных исследований показал, что качество тампонажного цемента при сроке хранения до одного года значительно снижается; увеличивается растекаемость цементного раствора, значительно возрастают сроки начала и конца схватывания и соответственно резко снижается прочность цементного камня. Так, например, при увеличении возраста цемента с 3 до 12 мес приготовленный раствор с добавкой 7% жидкого стекла имеет сроки схватывания в 3 раза больше, растекаемость выше на 25% и предел прочности ниже в 3 раза.

Таким образом, рецептура применяемых цементных смесей должна корректироваться с учетом срока хранения цемента.

Перед приготовлением цементной смеси должны быть отобраны контрольные пробы и только после определения и доведения параметров смеси до необходимых значений можно будет ее использовать наиболее эффективно.

Влияние перемешивания смеси на ее качество

На свойства цементной смеси существенное влияние оказывает механическое перемешивание ее.

Проведенные исследования показали, что механическое перемешивание смеси на стадии ее коагуляции приводит к улучшению механических свойств получаемого цементного камня. Перемешивание смеси на последующей стадии формирования структуры (стадия кристаллизации) замедляет процесс структурообразования и приводит к снижению прочности цементного камня.

Ю. С. Костиным была предложена методика проведения опытов по исследованию влияния механического перемешивания на цементные смеси. Методика заключалась в том, что проба цементной смеси после затворения подвергалась непрерывному механическому перемешиванию в течение 45 мин. Потом проба

помещалась в форму, и после затвердевания определялась прочность цементного камня на сжатие. Результат сравнивался с прочностью цементного камня такого же состава, но затвердевшего в состоянии покоя. Продолжительность перемешивания определялась исходя из времени, необходимого для проведения цементации (затворение, закачивание смеси в скважину), т. е. времени, когда смесь находится в движении. Опыт работ на ряде скважин определил, что на один цикл цементирования затрачивается 35—45 мин.

Исследования были проведены с глиноземистым цементом и портландцементом.

В качестве ускорителя к глиноземистому цементу служил алебастр. Опыты показали, что при добавке 5—10% алебаstra дополнительное перемешивание не ухудшило свойств смеси, а прочность цементного камня получилась более высокой (от 5 до 70%) по сравнению с образцами, твердеющими в покое. При увеличении алебаstra до 15—20% прочность цементного камня после перемешивания снижается по сравнению с образцом, затвердевшим в покое. Было отмечено, что при добавках 5—10% алебаstra начало загустевания было больше 45 мин, а при добавках 15—20% меньше 45 мин (30 и 15 мин). В последнем случае прочность цементного камня ниже в связи с тем, что перемешивание смеси происходило некоторое время одновременно с процессом загустевания.

Опыт с портландцементом, где ускорителем служил хлористый кальций, показал, что перемешивание смеси при добавке ускорителя до 3% ускоряет процесс схватывания (от 15 до 60%) и способствует повышению прочности цементного камня в среднем на 15%. Начало загустевания превышает 45 мин.

С увеличением добавки хлористого кальция от 3 до 10% процесс схватывания ускоряется. Начало загустевания наступает через 15—20 мин. Перемешивание таких смесей ухудшает их свойства — замедляется процесс схватывания и снижается прочность цементного камня.

Таким образом, опытные работы показали, что до начала загустевания дополнительное перемешивание смеси ведет к улучшению ее физико-механических свойств. Перемешивание же смеси в процессе загустевания играет отрицательную роль, так как здесь происходит уже необратимый процесс кристаллизации.

Изучением влияния перемешивания смеси на ее качество занимались и другие авторы (А. С. Кувыкин, А. Е. Лебедев и др.). На специальном приборе смесь перемешивалась в течение 60 мин, что соответствует максимуму времени, необходимого для проведения всех операций по закачке (для условий нефтяного бурения).

Опытные работы проводились с быстросхватывающимися смесями, состоящими из тампонажного цемента с добавкой але-

бастра, гипсоглиноземистого цемента, хлористого кальция, кальцинированной соды, жидкого стекла и других ускорителей. Исследования показали, что растворы с добавкой таких ускорителей, как хлористый кальций (1%), кальцинированная сода (2%), не изменяют сроки схватывания от перемешивания в течение 60 мин. Сроки схватывания не изменились и у цементного раствора без добавок.

Совершенно другие результаты были получены после перемешивания смеси с добавками гипсоглиноземистого цемента (50%), алебаstra (10—20%) и жидкого стекла (8%). Перемешивание смеси в течение 15—20 мин отодвигает сроки схватывания настолько, что смеси по срокам схватывания перестают быть быстросхватывающимися. Наиболее сильное замедляющее действие перемешивание оказывает на смесь из тампонажного цемента и алебаstra. Чем больше алебаstra в смеси, тем большее влияние перемешивание оказывает на сроки схватывания, особенно в начальный период перемешивания.

Лабораторные исследования были проверены в производственных условиях. С этой целью алебастроцементная смесь и цемент с добавкой 8% жидкого стекла прокачивалась по 101-мм трубопроводу длиной 600 м в течение 13 мин. У растворов с добавкой алебаstra начало схватывания отодвинулось на 4 ч, а у растворов с жидким стеклом — на 2 ч. Данные лабораторных и производственных испытаний совпали.

Влияние перемешивания необходимо и важно учитывать при приготовлении смеси с минимальными сроками схватывания для успешной борьбы с поглощениями.

Рецептуры быстросхватывающихся цементных смесей

В зависимости от способов доставки БСС к зоне поглощения, а также характеристики поглощающего горизонта, рецептуры смесей могут иметь различные сроки схватывания.

При заливке тампонажной смеси (кашицы) через устье скважины при малых глубинах скважин сроки начала схватывания задаются в пределах 20—40 мин, затрачиваемых на приготовление смеси и ее заливку. В отдельных условиях более эффективно доставлять смесь в специальных контейнерах с последующей выпрессовкой смеси буровым насосом. В этом случае необходимо дополнительное время на спуск контейнера и выдавливание смеси. Время спуска контейнера определяется глубиной скважины. Время начала схватывания может быть больше 1 ч.

При приготовлении БСС непосредственно в зоне поглощения, используя различные тампонажные устройства, сроки начала схватывания смеси могут быть минимальными и составлять от десятков секунд до нескольких минут.

Исходя из вышеперечисленного, составы БСС и количество добавляемых ускорителей-реагентов самые различные.

В табл. 18 приведены некоторые рецептуры цементных БСС, которые могут быть использованы при различных способах доставки смеси к зоне поглощения.

Таблица 18

Состав цементного раствора	Добавляемый ускоритель		Сроки схватывания, мин	
	вид	количество, кг	начало	конец
Тампонажный цемент 1000 кг, вода 450 л, глинистый раствор вязкостью 18—19 с 150 л	Хлористый кальций	80	60	90
Тампонажный цемент 1000 кг, вода 450 л, глинистый раствор вязкостью 18—19 с 150 л	Кальцинированная сода	60	30	600
Тампонажный цемент 1000 кг, вода 500 л	Глиноземистый цемент	150	45	120
Глиноземистый цемент 1000 кг, вода 600 л	Алебастр	150	35	270
Глиноземистый цемент 1000 кг, вода 600 л	Известь	10	90	240
Глиноземистый цемент 1000 кг, вода 600 л	Хлористый кальций	150	50	180
Тампонажный цемент 1000 кг, вода 600 л	Алебастр	200	60	330
Тампонажный цемент 1000 кг, вода 600 л	Алебастр	100	5	35
Тампонажный цемент 1000 кг, вода 450 л	Жидкое стекло	150	1	15
Тампонажный цемент 1000 кг, вода 600 л	Жидкое стекло, алебастр	150, 100—120	0,5	30
Глиноземистый цемент 1000 кг, вода 600 л	Известь	50	0,5—1,0	5

Известны и ряд других составов БСС. В Донбассе в качестве ускорителей к БСС применяют триэтанолламин (ТЭА), резорцино-формальдегидную смолу ФР-12, сланцевые водорастворимые фенолы ФРЭС или ТСД-9. При добавках в цементный раствор 3—5% хлористого кальция или каустической соды от массы цемента и 0,35% ТЭА можно получить БСС с началом схватывания 10—12 мин. А при добавках вместо ТЭА 20% ФРЭС и 10% формалина при В/Ц равном 0,25 можно получить БСС с началом схватывания 1—2 мин.

Путем дозировки применяемых ускорителей можно получить БСС с заданными сроками схватывания.

В зависимости от способов доставки БСС к зоне поглощения необходимо применять инертные наполнители для улучшения закупоривающих свойств тампонажных смесей.

§ 3. БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ НА ОСНОВЕ СИНТЕТИЧЕСКИХ СМОЛ И СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ

В некоторых работах по борьбе с поглощениями промысловой жидкости с применением синтетических смол отмечается, что преимущества синтетических смол перед другими тампонажными материалами требуют глубокого изучения как свойств, так и технологии их применения. До настоящего времени еще недостаточно разработана технология рационального и эффективного использования синтетических смол при ликвидации поглощений.

Ниже приведены результаты исследований некоторых свойств смолы МФ-17.

Зависимость сроков твердения смолы от количества и концентрации добавляемого отвердителя

Наиболее доступным и широко используемым отвердителем для смол типа МФ является соляная кислота. В зависимости от ее концентрации и добавляемого количества можно задавать различные сроки твердения тампонажной смеси.

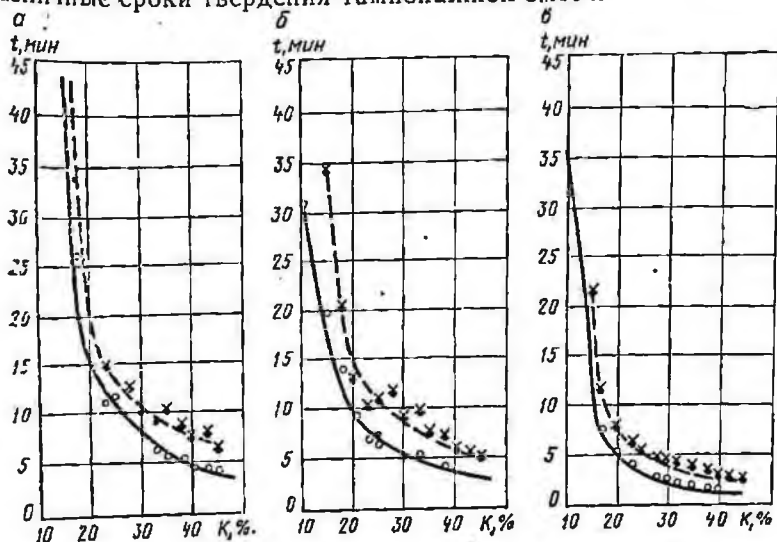


Рис. 28. Зависимость изменения сроков твердения смолы МФ-17 от количества отвердителя различной концентрации:
а — HCl 10%-ной концентрации; б — HCl 15%-ной концентрации; в — HCl 20%-ной концентрации

Из приведенной зависимости (рис. 28) видно, что практически сроки твердения смеси можно задавать любые от нескольких десятков секунд до нескольких десятков минут.

Сроки твердения смолы определяются в зависимости от способа доставки смеси к зоне поглощения.

При доставке смеси способом «двух пробок» учитывалось время на перемешивание смеси, заливку, доставку до зоны поглощения, а также время на непредусмотренные работы. Срок твердения обычно определялся в пределах 20—40 мин в зависимости от глубины поглощающего горизонта.

При доставке смолы тампонажными устройствами сроки твердения задаются минимальными. В этом случае сроки твердения смеси определяются временем, достаточным для продвижения смеси от тампонажного устройства до каналов поглощения. Срок твердения смеси здесь предусматривается в пределах нескольких минут.

Влияние температуры смеси на сроки ее твердения

При определении сроков твердения смеси очень важным является учет влияния ее температуры, а также температуры среды.

Колебания температуры всего на несколько градусов от расчетной может значительно ускорить или замедлить начало твердения (рис. 29). В условиях буровой практически очень трудно приготовить смесь с заданными сроками схватывания из-за ряда причин, особенно вызванных колебаниями температуры, поэтому рекомендуется выполнять следующие требования.

1. С поступившей партии смолы взять контрольные пробы

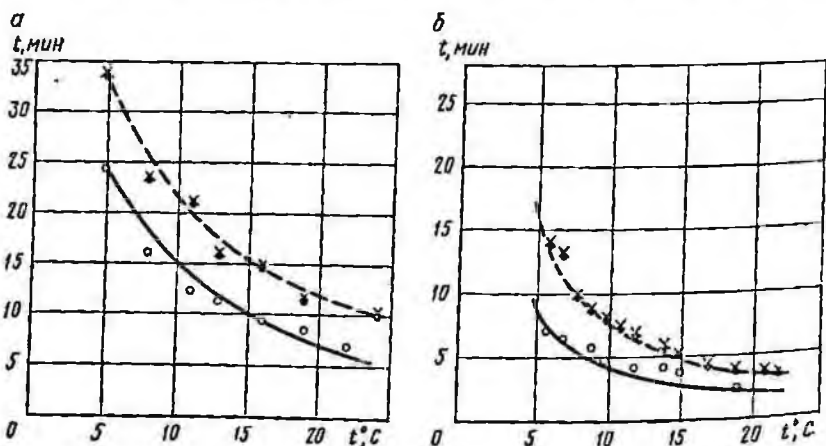


Рис. 29. Зависимость сроков твердения смолы МФ-17 от температуры:
а — HCl 15%-ной концентрации в количестве 20%; б — HCl 20%-ной концентрации в количестве 30%

для определения ее тампонирующих свойств, установить количественные характеристики, необходимые при приготовлении и использовании смесей.

2. Чтобы избежать влияние разницы температур составляющих смеси, особенно в зимних условиях, перед применением их температуры необходимо уравнивать.

3. Необходимо знать температурный режим скважины.

Производственный опыт показывает, что необходимо брать контрольные пробы до и после приготовления смеси.

Вязкость смолы МФ-17 и способы ее регулирования

В момент изготовления заводом смола обладает вязкостью 100—200 с по СПВ-5. С течением времени вязкость смолы увеличивается и в зависимости от срока ее хранения вязкость может быть очень высокой до «не течет». Так, применявшаяся смола МФ-17, срок изготовления которой составил 8 мес, имела вязкость при $t=18^{\circ}\text{C}$ — 3600 с по СПВ-5.

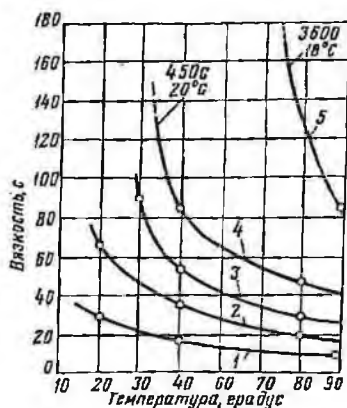


Рис. 30. Зависимости вязкости смолы от температуры при различных добавках воды. Количество добавляемой воды в смолу в об. %: 1 — 100; 2 — 50; 3 — 30; 4 — 15; 5 — смола без воды

При разработке способов доставки смеси к зоне поглощения предусматривался вариант закачивания смолы буровым насосом через бурильные трубы и тампонажное устройство, в котором будет приготавливаться смесь. Срок изготовления смолы с учетом ее транспортировки от завода-поставщика до непосредственных потребителей — буровых даже в лучшем случае, в момент ее использования, составляет несколько месяцев. Такую смолу невозможно закачивать буровым насосом. Уменьшение вязкости смолы можно добиться путем разбавления ее водой или подогрева до определенной температуры, при которой возможна закачка смолы буровым насосом.

Результаты проведенных замеров изменения вязкости смолы (по СПВ-5) от температуры при различных добавках воды показаны на рис. 30. Практически смолу можно закачать насосом при вязкости до 300—400 с.

Прочность затвердевшей смолы

Она зависит от времени хранения образцов, количества вводимого наполнителя и отвердителя.

Таблица 19

Количество наполнителя (опилки), пес. %	Зависимость предела прочности смеси, кгс/см ² , от времени хранения, ч			
	24	48	72	96
4	57,7	107,2	193,8	252,6
6	37,1	98,9	181,5	247,5
8	20,8	90,7	111,3	140,6

При введении наполнителя прочность получаемого камня на основе смолы, как обычно, уменьшается. В табл. 19 приведена зависимость изменения предела прочности смеси (смола МФ-17) от времени хранения и количества добавляемого наполнителя.

Изменение прочности отвердевших образцов по П. А. Ребиндеру связано с дефектом структуры тел. Причем, с увеличением количества опилок (в данном примере) значительно увеличивается количество дефектов и, как следствие, уменьшается предел прочности образцов.

И. И. Рафийенко также отмечает, что если при добавлении 1% наполнителя в смолу МФФ прочность составляла 148,8 кгс/см², то при добавлении уже 7% прочность уменьшилась до 83,6 кгс/см². Прочность же затвердевшей смеси при разбавлении смолы водой (до 60%) снижается в более значительном размере (в 5—7 раз и более).

Водопроницаемость затвердевшей тампонажной смеси

При наличии перепада давления в системе пласт—скважина необходимо знать степень снижения проницаемости пористых и трещиноватых пород, затампонированных смесями на основе синтетических смол.

А. А. Волокитенковым и другими были проведены исследования по определению проницаемости образцов породы посредством продавливания воды на аппарате ВКВД-1.

Для проведения опытов были выбраны образцы следующих пород: песок, песчаник, алевролит, мергель, известняк, ангидрит, гранит, отвердевший цементный камень. Из отобранных для исследований горных пород вытачивали образцы цилиндри-

ческой формы диаметром 30 мм и высотой 45 мм. Последние подвергали вакуумированию и насыщению водой, после чего на аппарате ВКВД-1 определяли их первоначальную водопроницаемость. Затем образцы насыщали исследуемыми тампонажными смесями и производили выдержку в различных средах при давлении от 1 до 60 кгс/см².

После выдержки в течение 7—11 сут определяли остаточную водопроницаемость образцов, которая позволяла судить о тампонирующих свойствах испытываемых смесей.

Результаты исследований показали, что если время хранения образца (песок) больше времени, необходимого для отверждения смолы, то проницаемость затампонированного песка при перепадах давления до 30 кгс/см² становится ничтожно малой и в некоторых случаях практически равна нулю.

При тампонировании других горных пород были получены аналогичные результаты. Однако при тампонировании карбонатных пород (мергель, известняк) было выявлено, что при перепаде давления 20—40 кгс/см² образцы становятся водопроницаемыми, причем водопроницаемость сразу становится равной первоначальной. Это происходит из-за слабого сцепления тампонажных смесей, в состав которых входит кислота с карбонатными породами, в результате чего отвердевшая смесь под давлением выпрессовывается из щелей. Однако при перепадах давления до 20 кгс/см² образцы всех взятых для опыта пород (включая карбонатные) становятся практически водонепроницаемыми.

Способы борьбы с поглощениями с применением синтетических смол МФ-17

А. Борьба с поглощением доставкой смеси способом «двух пробок»

При своей простоте может в отдельных случаях эффективно ликвидировать даже катастрофические поглощения за счет правильного выбора и рациональной дозировки наполнителей.

Смесь на буровой приготавливалась следующим образом.

В емкость заливалась смола в объеме от 40 до 80 л в зависимости от предполагаемых размеров каналов поглощения и мощности поглощающей зоны. С учетом этих факторов выбирался наполнитель или несколько наполнителей, определялось их количество. В качестве наполнителей использовались местные материалы, которые имеются в любых геологоразведочных партиях (торфяной мох, опилки, листья деревьев, шлак, кусковая глина, пакля, рубленый обтирочный материал и др.). Поглощения жидкости, обусловленные трещиноватостью пород, зонами дробления, ликвидировались применением в качестве наполнителей опилок. Объем опилок составил до 40% от объема смолы. При ликвидации катастрофических поглощений в зонах

крупных тектонических нарушений, карстовых пустот, каверн успешно применялись более крупные наполнители в сочетании, например шлак с мхом или паклей с добавками опилок. Наполнители должны «работать» следующим образом: шлак в каналах поглощения создает каркас; мох или пакля «связывает» каркас, а опилки закупоривают имеющиеся пустоты в каркасе. Общий объем таких наполнителей составлял до 40% объема смолы и часто объем наполнителей определялся предельной пустотой смеси во избежание образования пробок в стволе скважины. При определении количества наполнителей учитывался вводимый впоследствии раствор отвердителя, который вначале сильно уменьшает вязкость смеси. После перемешивания смолы с наполнителями отбирается несколько контрольных проб (2—3). В последние заливается определенное количество отвердителя (раствор соляной кислоты) соответствующей концентрации, рассчитанного на предполагаемый срок начала схватывания смеси. В контрольных пробах смесь с отвердителем тщательно перемешивается и определяется начало схватывания смеси. По началу схватывания смеси в пробах определяется необходимое общее количество отвердителя для заливки в емкость. Часто начало схватывания смеси в пробах имеет значительные отклонения от предполагаемого срока схватывания и тогда взятием дополнительных проб уточняют нужное время.

Зная интервалы зоны поглощения и статический уровень жидкости, в скважину вводят нижнюю деревянную пробку и заливают смесь.

При продвижении смеси продавочной жидкостью устанавливается невысокая подача насоса в пределах 50 л/мин во избежание резкого возрастания давления на нагнетательной линии, а также возможности образования пробки в стволе скважины при большой скорости продвижения смеси к зоне поглощения. По количеству продавочной жидкости можно определить положение смеси в скважине.

Таблица 20

Способы ликвидации поглощений	Всего опытов, шт.	Положительные результаты	
		шт.	%
Методом двух разделяющих пробок	34	23	66
Приготовление смеси в зоне поглощения с использованием тампонажных устройств	32	24	75
То же, но с применением вспененной смеси	31	28	91

Анализ тампонажных работ по всем приведенным скважинам (табл. 20) с данным способом доставки смеси, несмотря на относительно высокий процент положительных результатов для

периода внедрения смолы, показал нецелесообразность применения такого дорогостоящего и дефицитного материала для тампонирования способом «двух пробок».

Это объясняется следующим.

1. При ликвидации поглощений промывочной жидкости основное требование, предъявляемое к смеси для неглубоких скважин, является ее закупоривающая способность, потом прочностные и другие свойства. Если считать так, то закупоривающая способность смеси на основе смолы мало чем отлична от смесей на основе цементов, глины и других материалов.

Учитывая высокую стоимость смолы и ее дефицитность перед другими тампонажными материалами, например цементом, бентонитовым порошком и другими, предпочтение необходимо дать последним при таком способе доставки смеси.

2. Сроки схватывания смеси практически трудно установить из-за сложной взаимосвязи температуры смеси в скважине. Хотя сроки схватывания смеси в емкости определяются контрольными пробками, при ее продвижении к зоне поглощения смесь начинает затвердевать с другими сроками схватывания. Влияние температуры трудно учесть, как описывалось ранее.

Поэтому доставленная смесь к зоне поглощения предполагается сроками начала твердения схватывается или значительно раньше срока, образуя пробки по стволу скважины, или значительно позже намеченного срока и, часто бывает, что маловязкая смесь уходит в трещины, пустоты. В обоих случаях поглощения не ликвидируются и тогда приходится разбуривать образовавшиеся пробки по стволу скважины или тампонировать зону поглощения вновь.

3. При малом угле наклона скважины вязкая смесь при таком способе доставки может образовывать пробки на лежащей стенке и затвердеть, это требует дополнительных затрат на разбуривание пробок.

4. При таких способах доставки смеси к зоне поглощения не используется в должной мере важное свойство смолы — быстро твердеть.

Б. Способ борьбы с поглощениями промывочной жидкости приготовлением смеси непосредственно в зоне поглощения тампонажным устройством.

С учетом всех перечисленных недостатков транспортирования смолы способом «двух пробок» необходимо было изменить методику работ и разработать более эффективный способ применения смолы.

Направленность работ по новой методике заключалась в том, чтобы полнее использовать основное свойство смолы перед дру-

гими материалами — возможность схватываться в очень короткие промежутки времени — даже несколько секунд, что было бы эффективно при ликвидации катастрофических поглощений. Для этого намечалось готовить смесь непосредственно в зоне поглощения с минимальными или мгновенными сроками схватывания, что, в основном, исключало бы все те недостатки в способе доставки смеси, отмеченные ранее.

Для приготовления смеси в зоне поглощения была разработана конструкция тампонажного снаряда и пакера. При разработке этих технических средств были определены условия их применения.

1. Тампонажный снаряд и пакер должны быть просты по конструкции и возможны в изготовлении в механической мастерской партии, надежны в работе.

2. Тампонажный снаряд должен обеспечить за один прием потребное количество смеси.

Второе условие особенно важно тем, что при бурении скважины коронками малых диаметров (алмазное, твердосплавное) известные тампонажные устройства часто не могут обеспечить за один прием достаточного количества смеси. Объем доставляемой смеси к зоне поглощения ограничивается только размерами тампонажного снаряда и, конечно, при ликвидации мощных зон поглощения с крупными трещинами, пустотами при незначительном объеме доставляемой смеси из-за малого диаметра тампонажного снаряда. Ликвидировать поглощение за один спуск колонны труб бывает не всегда возможным. В предлагаемом тампонажном снаряде (рис. 31) предусмотрена раздельная доставка смолы и отвердителя, т. е. последний доставляется в контейнере снаряда, а смола нагнетается в снаряд по бурильной колонне насосом.

Такая схема снаряда при малом ее диаметре позволяет рационально использовать весь объем устройства для отвердителя, количество которого достаточно, чтобы приготовить необходимый расчетный объем смеси.

Тампонажный снаряд состоит из внутренней 2 и наружной 3 труб для размещения отвердителя и закачки смолы, переходника 1, поршня 4 для продавливания отвердителя, клапана 5 для регулирования количества отвердителя, насадки 6, диффузора 8, соединительного ниппеля 7.

Насадка с диффузором интенсивно перемешивает образующую смесь, производит дополнительный подсос отвердителя. Изменением диаметра нижнего отверстия насадки можно получить соответствующий перепад давления в системе для движения поршней. В нашем случае, например, для тампонажного снаряда диаметром 73 мм диаметр отверстия насадки составлял обычно 6 мм. При подаче насоса во время закачки смолы 100 л/мин давление в системе достигает 13—17 кгс/см². Коли-

Рис. 31

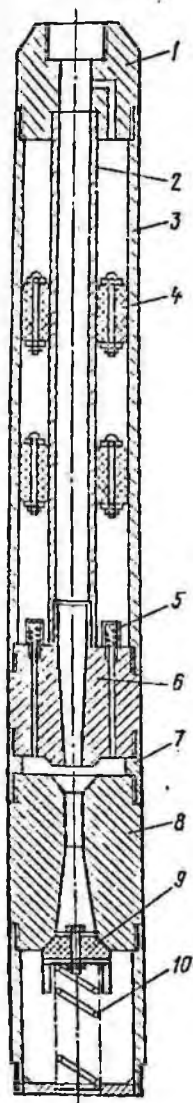


Рис. 32

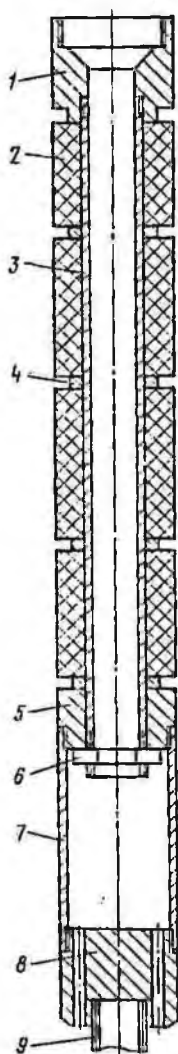


Рис. 33

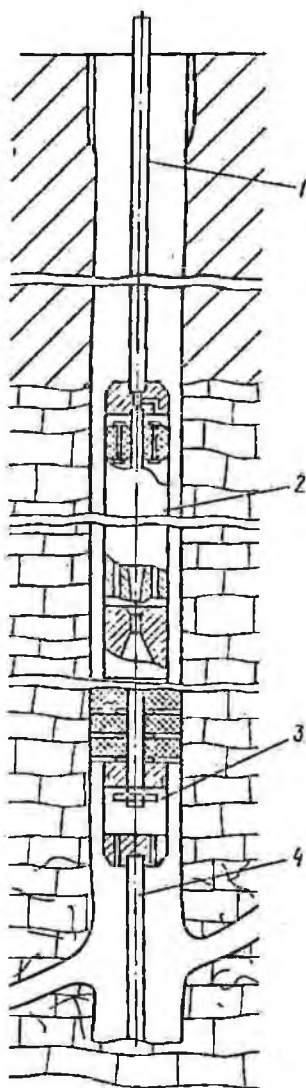


Рис. 31. Тампонажный снаряд:

1 — переходник; 2 — внутренняя труба; 3 — пружинная труба; 4 — поршень; 5 — клапан; 6 — насадка; 7 — сопло; 8 — диффузор; 9 — клапан; 10 — пружина

Рис. 32. Пакер

Рис. 33. Схема тампонажного снаряда и пакера в скважине:

1 — буровые трубы; 2 — тампонажный снаряд; 3 — пакер; 4 — упор

чество отвердителя к объему смолы устанавливается сменой клапанов с определенными проходными отверстиями (2—4 мм). Во избежание попадания жидкости в снаряд и бурильную колонну диффузор снизу закрывается обратным клапаном. Последний прижимается к диффузору пружиной.

Пакер (рис. 32) состоит из верхнего переходника 1, трубы 3 с гайкой 6, резинового элемента 2 с шайбами 4, нажимного переходника 5, соединенного трубой 7 с нижним переходником 8. В переходнике 8 просверлены отверстия для дополнительного перемешивания смеси, снизу накручен упор 9.

Работа тампонажного устройства заключается в следующем.

Собранный тампонажный снаряд без верхнего переходника 1 с присоединенным пакером устанавливается на хомутах над устьем скважины. В кольцевое пространство труб 2 и 3 заливается раствор соляной кислоты в качестве отвердителя, вставляют поршни 4, между которыми закладывается слой солидола для надежности изоляции отвердителя от смолы. Потом навинчивают переходник. Снаряд с пакером на бурильных трубах опускают в скважину и устанавливают в нескольких метрах над зоной поглощения. При передаче нагрузки на пакер нажимной переходник 5 сжимает резиновый элемент 2, который и перекрывает ствол скважины. Резиновый элемент 2 и упор 9 пакера во избежание возможных прихватов затвердевшей смесью обмазываются солидолом. На практике случаев прихватов не было. Приступают к закачке смолы буровым насосом. Смола через внутреннюю трубу 2 тампонажного снаряда и насадку 6 поступает в диффузор 8 и одновременно через отверстие переходника 1 поступает в надпоршневое пространство. При определенном давлении в системе открывается нижний клапан 9, начинается движение поршней и раскрытие клапанов 5. При движении смолы через насадку 6 идет дополнительный подсос отвердителя по принципу эжектирования. Происходит интенсивное перемешивание составляющих смеси в диффузоре 8 и при истечении смеси по отверстиям в переходнике пакерного устройства. После выдавливания смеси последняя продвигается к зоне поглощения продавочной жидкостью. По объему закачиваемой продавочной жидкости и нарастания давления в нагнетательной линии определяют момент выдавливания смеси. При достижении тампонажной смеси до зоны поглощения и надежной закупорке трещин происходит резкое повышение давления насоса. Давление в системе выдерживается 5—10 мин., и тампонажное устройство извлекается на поверхность. При подъеме снаряда последний расхаживают для определения высоты затвердевшей смеси.

Схема расположения тампонажного снаряда и пакера в скважине показана на рис. 33.

Результаты тампонирования скважин с применением данного способа приведены в табл. 20.

В. Способ борьбы с поглощением промывочной жидкости и применением вспененной смолы МФ-17.

Массовое применение смолы в качестве тампонажного материала несколько сдерживается из-за отсутствия надежных способов технологии ее применения, высокой стоимости смолы и ее дефицита. В ходе исследовательских работ нами учитывались факторы широкого применения синтетических смол для тампонирования скважин и был разработан новый способ борьбы с поглощениями промывочной жидкости, используя ту же смолу МФ-17. Новый способ заключается в применении вспененной твердеющей смолы МФ-17 для борьбы с поглощениями.

При разработке данного способа борьбы с поглощениями ставились две задачи.

1. Возможность применения вспененной смолы МФ-17 для тампонирования скважин любой интенсивности поглощения, даже катастрофической, вызванные крупными пустотами, трещинами, кавернами, т. е. разработать надежный, универсальный способ применения смолы.

2. Значительно удешевить стоимость тампонирования за счет уменьшения расхода смолы, что позволило бы организациям смелее внедрять этот эффективный тампонажный материал. При встрече скважиной крупных трещин, каверн, пустот применяют у нас и за рубежом различные способы перекрытия этих крупных каналов поглощений, основанных на удержание тампонирующей смеси с последующим твердением в зоне поглощения, обрушения кровли поглощающего пласта или же намыва песка. Последние могут только значительно уменьшить поглощательную способность пласта. Все перечисленные мероприятия по борьбе с катастрофическими поглощениями при встрече крупных трещин, каверн очень сложны в работе, малоэффективны, а отдельные результаты экспериментального характера не нашли распространения в практике работ. В условиях геологоразведочного бурения, имеющего свои специфические особенности, указанные мероприятия по тем же перечисленным причинам вообще не находят применения.

Автором был разработан и внедрен способ вспенивания смолы в зоне поглощения с последующим ее твердением, используя вышеописанное тампонажное устройство. Вспенивание смеси происходит при реакции раствора соляной кислоты с молотым известняком за счет выделения двуокиси углерода, которая и является вспенивающим агентом.

В качестве стабилизатора пены используется ОП-10. Последний применяется в тех случаях, когда сроки твердения смеси большие, происходит значительное выделение газа наружу и пена бывает неустойчивой. В тех случаях, когда сроки твердения вспененной массы очень малы, выделение газа почти не происходит из-за быстронарастающей вязкости смеси и приме-



Рис. 34. Керна вспененной смолы МФ-17

нение стабилизатора пены необязательно. Процесс образования твердеющей цены в зоне поглощения происходит после истечения ее из тампонажного устройства с одновременным перемешиванием смолы МФ-17, отвердителя—раствора соляной кислоты, добавки молотого известняка CaCO_3 и стабилизатора пены ОП-10.

На поверхности смолы МФ-17 перемешивается с молотым известняком CaCO_3 и ОП-10, стабилизатором пены. Количество добавляемого известняка к объему смолы составляет 2—4%. Разовый расход смолы обычно не превышает 60—80 л. Концентрация раствора соляной кислоты обычно принимается в пределах 10—20%, а количество раствора составляет 15—25% к объему смолы. В случае применения ОП-10 в качестве стабилизатора пены его объем составляет 0,1—0,2% к объему смолы.

Доставка смеси к зоне поглощения производится применением тампонажного устройства по схеме, описанной ранее. В образовавшейся смеси происходят реакции поликонденсации между раствором соляной кислоты и смолы, а также между раствором кислоты и известняка с выделением газа CO_2 . Одновременно с твердением смеси газ расширяет смесь, делая ее пористой. Сроки твердения пенной массы, как и ранее, регулируются количеством и концентрацией отвердителя и также температурой смеси, а объем массы, размеры ее пор, кроме количества и концентрации отвердителя, — количеством известняка.

Расширяющая и твердеющая пенная масса под давлением продавочной жидкостью продвигается в зону поглощения, где заполняет трещины и пустоты. В последних происходит дальнейшее расширение смеси с последующим ее твердением. Практически для тампонирования скважин применяют смесь с увеличением объема от первоначального в 3—5 раз, так как при большом увеличении размера пор затвердевшая масса имеет недопустимое водопоглощение. На рис. 34 показаны образцы керна вспененной смолы МФ-17.

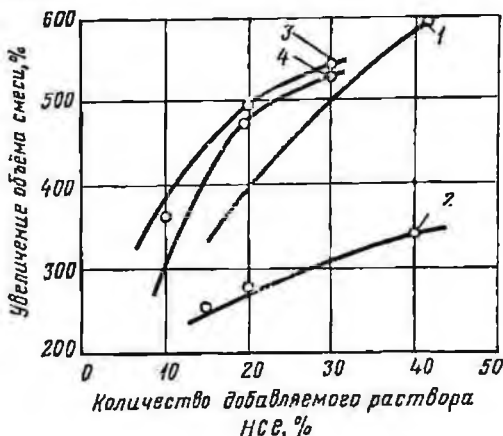
При встрече скважиной каверн, трещин больших размеров можно увеличивать объем смеси в 10—15 раз, хотя это, вероятно, не ликвидирует полностью поглощение. В таком случае сильно вспененная смесь образует в пустотах каркас, уменьшающий размер каналов поглощения и облегчающий полную

закупорку трещин при последующих приемах тампонирования.

Зависимости увеличения объема смеси от количества добавляемого раствора HCl при содержании известняка CaCO_3 приведены на рис. 35.

Рис. 35. Зависимости увеличения объема смеси от количества добавляемого раствора HCl при содержании известняка:

1—3,75%; 2—2,5%; 3—3,75%; 4—2,5%



Производственные испытания вспененной смолы МФ-17 показали ее явное преимущество перед способом применения смолы без ее вспенивания. Там, где при применении смолы без ее вспенивания в зоне поглощения с использованием тампонажного устройства результаты тампонирования были отрицательными, вспененная смесь давала положительные результаты и ряд скважин был успешно затампонирован этим способом.

Так, в Широкинской партии на скв. 578 и 581 при проходке сильно разрушенных гидротермально измененных пород, местами сопровождающихся провалами инструмента 0,10—0,15 м, в интервалах соответственно 153,10—156,90 и 177,5—180,5 м, поглощения удалось ликвидировать только после применения вспененной смолы. До этого применявшиеся смеси на основе смолы без ее вспенивания не ликвидировали поглощения. На попытки ликвидировать поглощение на обеих скважинах было затрачено около 10 ст.-смен.

На скв. 578 было израсходовано на одно тампонирование смолы МФ-17 60 л, 10%-ного раствора HCl 9 л, молотого известняка CaCO_3 1,5 кг и стабилизатора пены ОП-10 0,07 кг.

На скв. 581 рабочая смесь состояла из смолы МФ-17 50 л, 10%-ного раствора HCl 8 л, порошка CaCO_3 1,25 кг и стабилизатора пены ОП-10 0,06 кг.

Смесь в скважинах после ее вспенивания в зоне поглощения увеличилась в объеме около 2,5 раза. На тампонирование вспененной смолы было затрачено около 2 ч. Скважины в дальнейшем добурили до проектных глубин 259 и 273 м без потерь циркуляции.

В Акатуевской партии на скв. 69 в интервале 65,2—70,1 м при проходке тектонической зоны в гранитах с провалом инструмента 0,05—0,15 м началась полная потеря промывочной жидкости. Были применены различные способы тампонирования с использованием бентонитовой пасты с наполнителями и смолы МФ-17. Доставка этих смесей производилась способом «двух пробок». Восстановить циркуляцию не удалось. Смесь уносило. На все безрезультатные приемы тампонирования было затрачено около 8 ст.-смен. Решили скважину тампонировать вспененной смесью с доставкой последней к зоне поглощения тампонажным устройством. На приготовление смеси было затрачено 60 л смолы МФ-17, порошка CaCO_3 1,6 кг, 10%-ного раствора HCl 15 л. Стабилизатор пены не применялся. После выдавливания смеси из тампонажного устройства, по истечении 10 мин, определился уровень затвердевшей смеси на глубине 59 м. Закачаный раствор в скважину поднялся до устья. После разбуривания затвердевшей смеси шарошечным долотом циркуляция раствора была восстановлена и скважина добурена до проектной глубины без потерь циркуляции. Смесь в скважине увеличилась в объеме примерно в 3,5 раза. Времени на ликвидацию поглощения затрачено около 2 ч.

Подобным же образом вспененной смолой с доставкой тампонажным устройством были успешно ликвидированы поглощения на скв. 398, 399 (Благодатское месторождение) в интервалах соответственно 119,8 и 135,2 м при проходке разрушенных доломитизированных известняков и брекчий. Поглощения в этих скважинах сопровождались провалами инструмента на 0,3 и 0,6 м.

На скв. 398 смесь состояла из смолы 80 л, раствора 17%-ной соляной кислоты 15 л, известняка молотого 1,6 кг, ОП-10 0,08 кг.

На скв. 399 расход материалов на тампониование вспененной смесью составил: смолы 70 л, известняка CaCO_3 1,8 кг, раствора 19%-ной соляной кислоты 15 л, ОП-10 не применялся.

Вспененной смолой были ликвидированы еще ряд поглощений. Сравнительные данные различных способов ликвидации поглощений приведены в табл. 20.

Таким образом вспененная смола была успешно внедрена в производство и показала себя надежным и эффективным тампонажным материалом при использовании технических средств доставки смеси.

Разработка и внедрение вспененной смолы позволили решить следующее.

1. Возможность ликвидаций поглощений любой интенсивности, где ранее известные способы борьбы с данным осложнением часто бесполезны. Смола, расширяясь в объеме, может заполнить пустоты любой формы, что создает предпосылки надежности тампониования.

2. За счет расширения смеси в несколько раз стало возможным доставить в зону поглощения необходимое количество смеси за один прием тампонирования, что очень важно при бурении скважин наконечниками малых диаметров.

3. Вспененная смесь, обладая малой плотностью, имеет меньшую растекаемость, что увеличивает вероятность закупорки трещин, пустот и уменьшает расход смолы.

4. Расширение и увеличение объема смолы в несколько раз позволит значительно уменьшить расход такого дорогостоящего тампонажного материала и, естественно, намного уменьшить стоимость тампонажных работ.

§ 4. БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ ГИПСОВЫЕ СМЕСИ

Гипс (алебастр) сам является быстросхватывающимся тампонажным материалом и при обычных условиях без применения добавок схватывается через 5—15 мин в зависимости от водо-глинистого отношения.

В практике буровых работ известны опыты применения гипсовых смесей с замедлителями схватывания. В этих случаях сроки схватывания можно увеличить до нескольких часов.

Гипсовые смеси представляют большой интерес, так как материал для их приготовления является недефицитным и не дорогим, а свойство схватываться в считанные минуты можно эффективно использовать при ликвидации катастрофических поглощений.

Учитывая малые сроки схватывания гипсовых смесей, необходимо разрабатывать рациональную технологию их применения, а также выявить факторы, влияющие на их свойства.

Автором была проведена попытка исследовать некоторые свойства гипсовых смесей, которые приводятся ниже, а также предложить технологию тампонирования скважин этими смесями.

Определение сроков схватывания гипсовых смесей в зависимости от температуры и концентрации хлористого натрия

Опыт производился при В/Г* отношении, равном 0,7. В литературе известны противоречивые данные о том, что гипсовые смеси слабо реагируют на температурные изменения.

Учитывая это, необходимо было выяснить возможность создания смесей мгновенного схватывания, а также определить пригодность смесей при низких и отрицательных температурах.

В табл. 21 приведены данные изменения сроков схватывания в зависимости температуры в пределах 0—80°C. Из табл. 21

* В/Г — водогипсовая смесь

Таблица 21

Процесс	Температура смеси, °C							
	80	50	40	30	20	10	5	0
Начало схватывания, мин—с	8—15	9—05	10—10	11—15	12—30	13—25	15—40	17—05
Конец схватывания, мин—с	10—05	11—30	12—10	14—15	15—25	16—00	18—10	19—15

видно, что с увеличением температуры сроки схватывания сокращаются. При этом надо отметить, что резких изменений сроков схватывания не наблюдается.

Для сокращения сроков схватывания гипсовых смесей последние затворялись в соленой воде (при содержании хлористого натрия, равном 9,6%) при различных температурах. Результаты опытов приведены в табл. 22.

Таблица 22

Процесс	Температура смеси, °C							
	50	40	30	20	10	5	0	—5
Начало схватывания, мин—с	2—15	3—00	3—45	4—00	5—30	6—15	10—00	10—30
Конец схватывания, мин—с	4—00	5—15	6—30	7—00	8—00	9—30	16—00	17—00

Опыты показали, что хлористый натрий является эффективным ускорителем схватывания гипсовых смесей. С учетом этого были определены зависимости сроков схватывания смесей хлористого натрия (табл. 23) в смеси.

Таблица 23

Процесс	Содержание соли, %								
	0	2	4	8	10	15	20	25	30
Начало схватывания, мин—с	11—10	6—00	5—30	5—15	5—00	7—00	23—10	40—10	65—00
Конец схватывания, мин—с	14—15	8—30	8—00	7—00	6—45	10—05	32—05	60—20	80—00

Полученные данные показывают, что при увеличении концентрации хлористого натрия в гипсовой смеси до 10% наблюдается незначительное сокращение сроков схватывания, а при

увеличении концентрации соли более 10% процесс схватывания смесей резко замедляется.

Оптимальная концентрация хлористого натрия (до 10%) должна определяться исходя из температурных условий скважин, особенно при тампонировании зон поглощений в многолетнемерзлых породах. При этом необходимо учесть, что с увеличением концентрации соли в смеси прочность гипсового камня уменьшается.

Опыты с гипсоляровой смесью

Так как сроки схватывания гипсовых смесей без реагентов-замедлителей, приготовленных на водной основе, очень малы, то применять их для тампонирования очень сложно или же практически невозможно. Такую смесь нельзя своевременно доставить до зоны поглощения ни одним из известных способов.

Учитывая это, были проведены опыты с гипсоляровой смесью. Эту смесь можно использовать при любых способах доставки, не опасаясь преждевременного схватывания. И наиболее вероятным способом доставки такой смеси до зоны поглощения является закачивание ее через бурильную колонну буровым насосом. В момент контакта гипсоляровой смеси с промывочной жидкостью, находящейся в скважине, происходит отделение солярового масла от смеси и гипс вступает в реакцию с водой с последующим твердением.

Производственный опыт показывает, что выделение солярового масла из смеси происходит неполностью и образующийся гипсовый камень получается рыхлым с удлинненными сроками схватывания. Исходя из этого, необходимо было изучить возможность лучшего обезжиривания гипсоляровых смесей при перемешивании с промывочной жидкостью. Для этого были использованы в качестве обезжиривающих реагентов — каустическая сода, тринатрийфосфат, стиральный порошок «Лотос».

Вначале опыты производились без реагентов. В пробирку объемом 300 мл, заполненной на 2/3 водой, заливалась гипсоляровая смесь 100 мл с С/Г (соляровое масло — гипс) отношением, равным 0,7.

Сверху в пробирке образуется пена и гипс плохо оседает на дно. После перемешивания гипс оседает на дно и происходит интенсивное выделение солярового масла. Начало схватывания смеси происходит через 15—20 мин. Гипсовый камень получился хрупким, пропитанным соляровым маслом.

Без перемешивания смеси выделение солярового масла происходит медленно. Схватывание смеси происходит быстрее в верхних ее слоях. Начало схватывания наступает через 20 мин, а конец схватывания через 45 мин. Гипсовый камень получился рыхлым. Нижняя часть смеси осталась не прореагированной.

Подобный же опыт был проделан в сосуде с большим объемом воды (цилиндр диаметром 108 мм, высотой 300 мм и объе-

мом жидкости 1800 мл), в которую заливалась гипсосоляровая смесь объемом 400 мл.

При большем объеме воды выделение солярового масла происходит быстрее. Начало схватывания несколько замедлилось и составило 20—25 мин после перемешивания смеси. Гипсовый камень также получился хрупким и пропитанным соляровым маслом.

Полученные гипсовые камни, хотя и имеют малую прочность, могут быть применены для тампонирования при незначительных перепадах давлений в скважинах.

В дальнейшем опыты проводились с химическими реагентами. В сосудах приготавливался 0,5—1%-ный раствор с каустической содой, тринатрийфосфатом и порошком «Лотос». Затем в растворы выливалась гипсосоляровая смесь с отношением, равным 10:7. Опыты показали, что выделение солярового масла происходит более интенсивно, а при перемешивании смеси оно выделяется мгновенно. Из применявшихся реагентов наиболее эффективным оказалась каустическая сода. При незначительном перемешивании гипс в чистом виде сразу оседает на дно сосуда, а соляровое масло бурно и мгновенно всплывает наверх. Таким образом, применением обезжиривающего реагента (например, каустическая сода) можно восстановить все свойства гипсовой смеси, затворенной на водной основе.

Для упрощения раздельной доставки обезжиривателя будет рациональным, если перед закачиванием гипсосоляровой смеси закачать требуемый объем определенной концентрации обезжиривающего реагента.

При такой схеме доставки составляющих гипсосоляровой смеси необходимо, чтобы бурильная колонна заканчивалась перфорированным патрубком для лучшего перемешивания смеси и имела обратный клапан при высоком статическом уровне воды во избежание преждевременного схватывания гипсосоляровой смеси в колонне труб.

Таблица 24

Процесс		Содержание каустической соды, %			
		1	2	3	4
Начало	схватывания,				
мин—с					
Конец	схватывания,	5—00	5—15	5—30	22—10
мин—с		8—30	8—50	9—10	45—00

С увеличением содержания каустической соды в смеси снижается прочность гипсового камня и наиболее приемлемым считается содержание ее в пределах 1%.

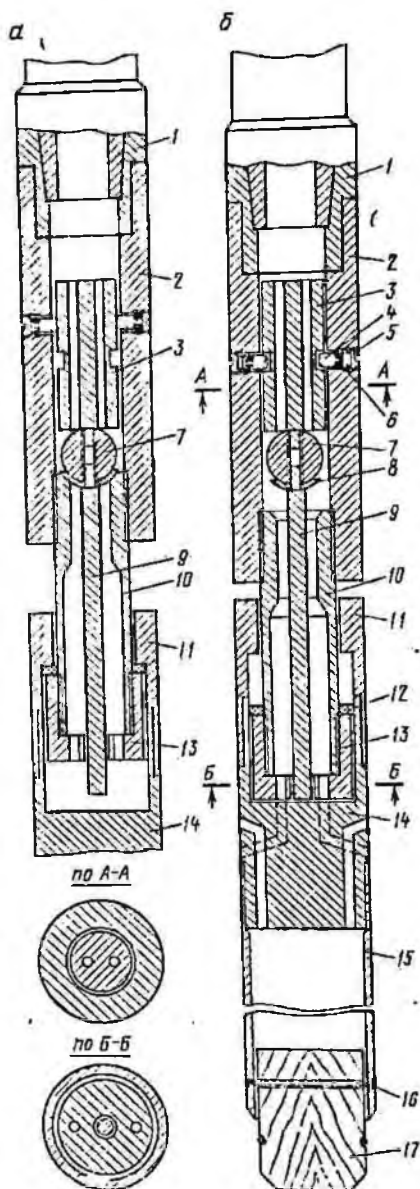
Рис. 36. Тампонажный снаряд-контейнер:
а — транспортное положение; б — рабочее
положение

В процессе опытов определялось влияние содержания каустической соды на сроки схватывания смеси. При этом с целью ускорения схватывания смеси затворялись на солевой воде с содержанием хлористого натрия 5,6%. Результаты опытов приведены в табл. 24.

Из табл. 24 видно, что с увеличением содержания каустической соды до 3% наблюдается незначительное удлинение сроков схватывания смеси и при содержании ее уже 6% сроки схватывания увеличиваются значительно. При этом в последнем случае гипсовый камень получился очень слабым.

При содержании каустической соды до 1% прочность гипсового камня соответствует II—III категорий по буримости.

Опыты с гипсолеяровой смесью при таком же содержании каустической соды 1%, хлористого натрия 5,6% и при С/Г отношении, равным 0,7, начало схватывания наступило через 17 мин, а конец схватывания через 20 мин. Гипсовый камень получился достаточно прочным, чтобы выдержать значительные перепады давлений, и практически полностью обезжиренным. Для сокращения сроков схватывания гипсолеяровой смеси можно последнюю подогреть и увеличить концентрацию хлористого натрия до 9,6%.



Способ тампонирования путем доставки сухого гипса в тампонажном снаряде-контейнере

При низком статическом уровне воды в скважине и при пересечении верхних поглощающих горизонтов забой скважины часто бывает «сухим» и поглощения обычно являются катастрофическими, связанные с крупными трещинами, кавернами. Для ликвидации таких поглощений автором предложен снаряд-контейнер (рис. 36), в котором доставляется сухой гипс с наполнителями, а также вода или соленый раствор, необходимые для образования гипсового камня в бурильной колонне.

Тампонажный снаряд-контейнер состоит из двух основных узлов: клапанного механизма и трубы контейнера. Клапанный механизм при помощи верхнего переходника 1 соединяется с бурильной колонной, а при помощи переходника 14 с трубой-контейнером 15 и состоит из корпуса 2, внутри которого размещен верхний направляющий 3 с продольными отверстиями для прохода жидкости и кольцевой канавкой для фиксатора 4, положение которого регулируется винтом 5 и пружиной 6.

Верхний направляющий при помощи резьбы соединен с шаровым клапаном 7, который в свою очередь соединен с направляющим стержнем 9. Шаровой клапан уплотнительной прокладкой 8 плотно садится на седло корпуса клапана 10. Последний соединен неподвижно с нижней направляющей 13, нижняя часть которой имеет два отверстия для прохода жидкости, а верхняя часть заканчивается сальником 12. Нижняя направляющая вместе с корпусом клапана может ограниченно перемещаться в полости стакана 11 и нижнего переходника. В последнем просверлены два ряда отверстий, один из которых служит для разлива жидкости за трубу-контейнер, другой для связи внутренней части трубы-контейнера с атмосферой.

Сухой гипс в трубе-контейнере удерживается деревянной пробкой 17, которая свободно вставляется в нижнюю часть трубы и соединяется с нею при помощи проволоки 16, пропущенной через деревянную пробку и кольцевую выточку трубы.

Работа тампонажного снаряда-контейнера заключается в следующем. Клапанный механизм снаряда приводится в транспортное положение, предварительно освободив фиксатором верхнюю направляющую. При этом шаровой клапан плотно садится на седло клапана.

Труба-контейнер при помощи хомута устанавливается на устье скважины и в нее засыпается необходимое количество сухого гипса. После этого к трубе-контейнеру присоединяется клапанный механизм и снаряд опускается в скважину. Не дойдя несколько метров до забоя бурильную колонну заполняют водой или соленым раствором.

При ударе снаряда о забой скважины освобождается деревянная пробка за счет разрыва проволоки. Корпус клапанного

механизма вместе с корпусом клапана и нижней направляющей опускаются вниз в полости стакана и нижнего переходника. Одновременно с этим опускаются верхний направляющий, шаровой клапан и направляющий стержень.

Направляющий стержень первым упирается в нижний переходник, останавливая движение шарового клапана и верхней направляющей.

Корпус клапана вместе с корпусом клапанного механизма и нижней направляющей продолжают опускаться вниз до упора. При этом седло корпуса клапана, отходя от шарового клапана разгерметизирует систему, а фиксаторы при движении корпуса клапанного механизма заstopят положение верхней направляющей. В этом случае из бурильной колонны через открытый клапан и отверстия в нижнем переходнике жидкость изливается в скважину. Параллельно производится подъем снаряда для освобождения из трубы сухого гипса. При равномерном смачивании гипса может получиться надежный цементный камень, способный изолировать катастрофические поглощения. Можно в сухой гипс добавлять различные наполнители для надежности изоляции трудноликвидируемых поглощений.

§ 5. НЕОБХОДИМЫЙ ОБЪЕМ СМЕСИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ

При борьбе с поглощениями важно рассчитать то необходимое количество смеси, которое нужно доставить в зону ухода промывочной жидкости. Недостаточный объем смеси приведет к необходимости повторной ее доставки, а излишнее ее количество потребует дополнительных затрат на разбуривание затвердевшего цементного камня выше зоны поглощения.

Часто бывает на практике, что и значительный объем закачиваемой смеси не обеспечивает надежной закупорки поглощающих каналов, так как не учитываются сроки схватывания, растекаемость смеси и условия ее твердения (циркуляция подземных вод, минерализация и т. д.).

Доставляемая в каналы поглощения смесь должна проникнуть на определенное расстояние в трещины, затвердеть, образуя прочный цементный камень вокруг ствола скважины, способного выдержать гидростатическое и гидродинамическое давления, возникающие в скважине.

А. А. Волокитенков проведенными исследованиями установил, что надежное заполнение цементными смесями поглощающих каналов в галечниковых, обломочных и трещиноватых породах наблюдается в радиусе до 2 м.

Т. П. Бронникова отмечает, что величина радиуса распространения цементной смеси, определенная расчетным путем, изменяется в пределах 0,6—5 м.

Практически радиус распространения смеси может быть самым неожиданным и будет зависеть от размеров поглощающих каналов, структурно-механических свойств смеси и действия на нее избыточного давления.

Основной характеристикой, определяющей поглотительную способность пласта, является величина интенсивности поглощения, которая не учитывает размеры трещин и которая может быть постоянной при различных размерах каналов поглощения. Поэтому только по интенсивности поглощения нельзя рассчитывать количество тампонажной смеси. Здесь необходимо иметь хотя бы примерные данные о размерах поглощающих трещин и пустот.

При расчете тампонажной смеси важную роль играет учет ее свойства. Обычно доставляемые смеси в зону поглощения имеют различные сроки схватывания, хотя все они могут быть быстросхватывающимися. Сроки схватывания их могут быть от долей минут до нескольких десятков минут и даже часов. Расход смеси с минимальными сроками схватывания, очевидно, будет меньшим.

Скважины в зависимости от физико-механических свойств пород, их структурных особенностей, трещиноватости, а также типов породоразрушающих инструментов имеют различную степень разработки. Также в скважине могут быть каверны и карстовые пустоты. При определении необходимого количества смеси для ликвидации поглощений надо учитывать фактический объем скважины в зоне поглощения.

При задавливании смеси в поглощающий пласт необходимо знать предельные значения избыточного давления на тампонажную смесь. В одних случаях сразу после закачки тампонирующего материала может не оказаться в зоне поглощения. В этом случае смесь, имея большую растекаемость при крупных размерах поглощающих каналов, не закупоривает трещины. При незначительных размерах трещин смесь может не проникнуть в поглощающие каналы и результаты тампонирования также могут быть отрицательными.

В нормальных случаях при определенных соотношениях структурно-механических свойств смеси и размеров поглощающих каналов тампонажную смесь необходимо продавливать в каналы поглощения с радиусом распространения от 2 до 5 м.

Объем вытесняемой смеси из скважины в поглощающий пласт определится по расходу продавочной жидкости. При этом избыточное давление на тампонажную смесь должно быть таким, чтобы обеспечить радиус распространения смеси и в то же время не вызывать гидравлического разрыва пород с образованием новых каналов поглощения или чрезмерного расширения трещин.

Необходимо учитывать характер циркуляции подземных вод, особенно при тампонировании цементными растворами, имею-

щими продолжительные сроки схватывания. При незначительном растекании цементных растворов последние могут быть размыты подземными водами и результаты тампонирования возможно окажутся отрицательными. Можно закачать значительный объем смеси, в несколько раз превышающий объем скважины в зоне поглощения с тем, чтобы цементная смесь имела большой радиус растекания и чтобы подземные воды не успели размыть смесь до момента затвердевания. Но это потребует неоправданно большой расход тампонажных материалов.

А. А. Волокитенковым были проведены лабораторные исследования по определению влияния циркуляции подземных вод на расход тампонажной смеси на модели скважины. Смесь приготавливалась из тампонажного цемента марки 500 и строительного цемента марки 400. Ускорителями служили жидкое стекло и алебастр. Модель скважины помещали в емкость, заполненную водой и вокруг модели засыпали песчано-гравийную смесь. Поглощающую способность скважины регулировали изменением количества открытых отверстий и раскрытием щели по вертикали. В модель скважины при различном количестве поглощающих каналов заливали тампонажную смесь с различными сроками схватывания.

Результаты лабораторных исследований показали, что циркуляция вод особенно сильно влияет на смесь с большими сроками схватывания, исчисляемом несколькими часами (конец схватывания через 6—8 ч, растекаемость по конусу АзНИИ — 15—16 см).

Особенно резко это влияние определилось при водопритоке 10 л/ч. Если при водопритоке 10 л/ч расход смеси увеличился только на 30%, то при водопритоке 20 л/ч почти в 2,5 раза. Это дает основание тому, что для уменьшения расхода тампонирующих материалов необходимо применять смеси с минимальными сроками схватывания и с минимально возможной растекаемостью.

Таким образом, для успешной борьбы с поглощениями промывочной жидкости и минимального расхода тампонажных материалов необходимо учитывать ряд факторов, основными из которых являются: интенсивность поглощения и размеры поглощающих каналов, фактический объем скважины, структурно-механические свойства смеси (сроки схватывания и растекаемость), условия твердения смеси (среда, минерализация, циркуляция подземных вод и т. д.), избыточное давление на тампонажную смесь при продавливании ее в каналы поглощения.

Имеется ряд расчетных зависимостей, определяющих объем тампонажной смеси:

$$V = 0,785d_{\text{ср}}^2 m (h + h_1), \quad (24)$$

где V — объем скважины в зоне поглощения, м^3 ; $d_{\text{ср}}^2$ — средний фактический диаметр скважины, м ; m — коэффициент, учиты-

вающий наличие каверн и равный 1,2—1,5 (1,2 — при наличии 2—3 каверн, 1,5 — при наличии каверн до 5—6); h — мощность поглощающего пласта, м; h_1 — величина, учитывающая столб цементной пробки выше и ниже зоны поглощения и равная 10—20 м.

Средний диаметр скважины определяется по данным кавернометрии.

Эта формула упрощенная и не учитывает все рассматриваемые выше факторы. Впоследствии эту формулу усовершенствовали отдельные исследователи.

Т. П. Бронниковой в формулу был введен коэффициент m_h , учитывающий дополнительный расход тампонажной смеси в зависимости от интенсивности поглощения. Эти потери смеси связаны с коэффициентом поглощающей способности K . Были определены значения коэффициента m_h в зависимости от K .

Видоизмененная формула имеет вид

$$V = 0,785d_{cp}^2 m m_h (h + h_1). \quad (25)$$

Эта формула также не учитывает все факторы, влияющие на расход смеси, хотя на исследованном месторождении она нашла применение.

А. А. Волокитенковым была предложена эмпирическая формула для трещиноватых пород, в которой была произведена попытка учесть все основные факторы, связанные с расходом тампонажной смеси.

Объем смеси определялся по формуле

$$V = V_1 + AK\sqrt{t}, \quad (26)$$

V — объем смеси, м³; V_1 — объем скважины в зоне поглощения, м³; K — коэффициент поглощающей способности скважины; A — коэффициент, характеризующий расход тампонажной смеси, время схватывания которой равно 1 ч, и зависящий от размера поглощающих каналов и действия подземных вод; t — время схватывания смеси от момента доставки ее в зону поглощения до конца схватывания, ч.

Эта формула также не лишена недостатков. Коэффициент поглощающей способности K характеризует только суммарную площадь поперечного сечения поглощающих каналов. Чем больше размер трещин, тем труднее удержать смесь вблизи ствола скважины и тем больше радиус растекания. Поэтому и расход смеси будет более значительным.

Сроки схватывания могут иметь значительные отклонения от расчетных в результате разбавления смеси промывочной жидкостью, находящейся в скважине, а также действия окружающей среды.

Значение коэффициента A является довольно условной величиной, так как о размерах поглощающих каналов можно судить только приближенно по косвенным признакам.

В заключение необходимо отметить, что все известные расчетные зависимости для определения объема тампонажной смеси являются весьма приближенными, так как существующие факторы трудноучитываемы и практически невозможно дать им точной количественной оценки.

Наиболее вероятным является то, что на каждом конкретном месторождении с учетом его горно-геологических, гидрогеологических условий и большого фактического материала по тампонированию скважин все приведенные расчетные зависимости должны уточняться.

§ 6. ТЕХНОЛОГИЯ ТАМПОНИРОВАНИЯ СКВАЖИН

В настоящее время при тампонировании зон поглощения применяются в основном следующие способы доставки смесей.

1. Забрасывание или заливка смеси через устье скважины с транспортировкой ее к зоне поглощения способом «двух пробок».

2. Доставка смеси в колонковых наборах или в специальных контейнерах-снарядах.

3. Закачивание смеси через бурильную колонну.

4. Образование смеси в зоне поглощения специальными тампонажными устройствами путем раздельной доставки ускорителя схватывания и тампонажного раствора. При этом ускоритель схватывания доставляется в тампонажном устройстве, а тампонажный раствор нагнетается через бурильную колонну или может быть доставлен раздельно в том же устройстве.

Доставка смеси способом «двух пробок»

Этим способом можно доставлять в зону поглощения смесь любой консистенции и использовать крупные наполнители. Целесообразно применять этот способ, когда глубина расположения поглощающего горизонта не превышает 200—250 м, а статический уровень жидкости находится выше зоны поглощения не более 100 м. При этом кровля поглощающего горизонта должна находиться от башмака обсадных труб на расстоянии не более 50—60 м. При наличии обсадной колонны значительной длины этот способ может применяться и на больших глубинах. Способ показан на рис. 37.

В емкости готовят необходимое количество смеси с заданными сроками схватывания. В скважину опускают нижнюю разделительную пробку 1 до статического уровня жидкости, после чего в скважину заливают приготовленную смесь 3 и опускают верхнюю пробку 4. Производят контрольный налив промывочной жидкости до устья скважины. Убедившись, что смесь находится в скважине выше зоны поглощения, приступают к задавливанию смеси при герметизированном кондукторе 2

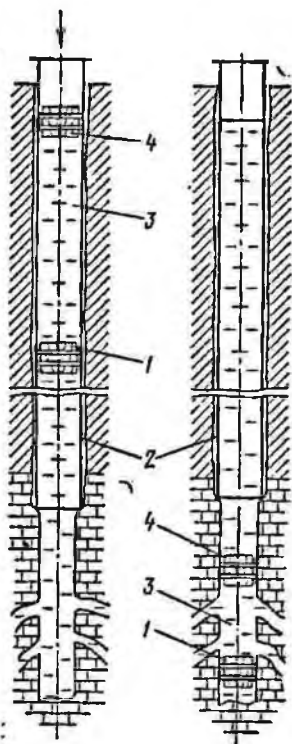


Рис. 37. Схема доставки тампонажной смеси способом «двух пробок»

буровым насосом или цементировочным агрегатом. По расходу промывочной жидкости можно судить об объеме смеси, задавленной в каналы поглощения, а по изменению роста давления на манометре насоса — о начале задавливания смеси. Резкий скачок давления должен показать, что каналы поглощения заполнены смесью.

Данным способом можно ликвидировать поглощения любой интенсивности за счет применения вязких смесей с наполнителями.

При таком способе доставки смеси отпадает необходимость в проведении скважинных исследований для определения места и мощности зоны поглощения, так как смесь, продвигаясь по стволу скважины, сама определит зону поглощения.

В отдельных случаях, когда плотность тампонажной смеси меньше или равна плотности промывочной жидкости, находящейся в скважине, за счет применения легких наполнителей, то в этом случае облегченная тампонажная смесь будет выполнять роль плавающей пробки и тогда применение нижней разделительной пробки будет необязательным.

Надо учесть, что спуск нижней разделительной пробки бурильной колонной требует затрат времени, а забрасывать ее через устье скважины не всегда желательно, так как пробка может заклинить в любом интервале при неровностях стенок скважины.

Применение колонковых снарядов или контейнеров

Для доставки тампонажной смеси довольно распространено в практике геологоразведочного бурения применение колонковых снарядов или контейнеров.

В колонковый снаряд или контейнер, нижний конец которых перекрыт пробкой, заливается тампонажная смесь и на колонне бурильных труб или на тросу опускается до поглощающего горизонта, где смесь вытесняется давлением промывочной жидкости или давлением пороховых газов.

При выдавливании смеси из снаряда последний поднимают на высоту порции смеси с тем, чтобы предотвратить ее разбавление промывочной жидкостью.

Существуют различные конструкции таких снарядов.

На рис. 38 показана простая конструкция одного из тампонажных снарядов.

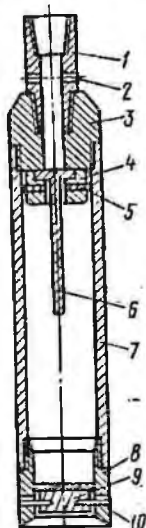


Рис. 38. Тампонажный снаряд

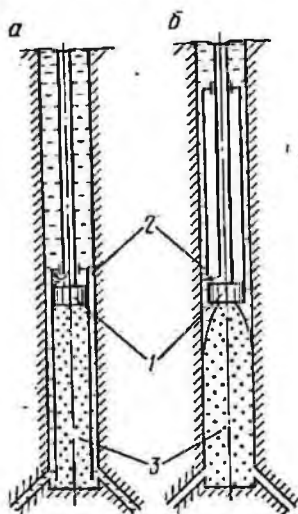


Рис. 39. Схема работы тампонажного снаряда с подвижным цилиндром

Он состоит из замка 1 с калиброванными отверстиями 2, переходника 3, поршня 4 с резиновой манжетой 5 и клапаном 6, контейнера 7, башмака 8, деревянной пробки 9 с резиновым уплотнением и штифтов 10.

Контейнер 7 с установленной пробкой 9 на штифтах 10 подвешивают над устьем скважины на хомутах и заливают смесь. После чего вставляют поршень 4, навинчивают переходник 3 и на колонне бурильных труб снаряд опускают до зоны поглощения.

Давлением промывочной жидкости штифты срезаются, освобождается пробка и смесь выдавливается в скважину. Окончание выдавливания смеси фиксируется резким скачком давления на манометре насоса, которое возникает после того, как поршень достигает башмака.

Недостатком снарядов указанного типа является то, что при выдавливании смеси из снаряда не исключается разжижение смеси промывочной жидкостью. Если снаряд находится на забое, то смесь выдавливается в кольцевой зазор между стенками скважины и трубой и при подъеме снаряда происходит под-

сос промывочной жидкости. В результате чего смесь разубоживается, а также происходит выдавливание смеси из трещин в ствол скважины за счет поршневого эффекта, создаваемого подъемом снаряда. Если же снаряд находится выше забоя, то выдавливаемая смесь, проходя через столб промывочной жидкости, разжижается и ухудшает свои качества.

Эти недостатки устранены в снарядах типа ТС, созданных в Казахском политехническом институте. Выдавливание тампонажной смеси непосредственно на забой скважины происходит промывочной жидкостью за счет поднятия цилиндра снаряда при неподвижном поршне, жестко скрепленного с бурильной колонной. При этом не происходит вытеснения смесью промывочной жидкости, что позволяет избежать их перемешивание.

На рис. 39 показана схема работы снаряда с подвижным цилиндром.

Давление нагнетаемой промывочной жидкости действует одновременно и на поршень 1 и на цилиндр 2 снаряда. Так как поршень жестко соединен с бурильной колонной и неподвижен, то двигаться начинает цилиндр снаряда, который выpressовывает смесь 3 с помощью поршня (рис. 39, а).

Движение цилиндра прекращается после того, как отверстия в его нижней части окажутся выше поршня (рис. 39, б). Промывочная жидкость будет проходить через эти отверстия, а давление на манометре насоса падать, что будет означать о полном вытеснении смеси. Торец поршня в этот момент будет находиться на уровне торца короночного кольца. Ударом снаряда по смеси уплотняют ее и задавливают в поглощающие каналы.

Данный способ доставки смеси интересен тем, что одним спуском снаряда одновременно производится и качественная доставка смеси и ее уплотнение.

Успешно можно бороться с поглощениями, доставляя в колонковых снарядах сухие тампонажные смеси.

Известен такой опыт ликвидации поглощений в тресте Артемгеология. Сущность метода заключается в следующем. Из ткани заготавливают мешочки шириной 6—7 см и длиной 40 см, которые заполняют цементом марки 500 и завязывают. Перед началом работ по ликвидации поглощений на 1—1,5 м ниже поглощающего горизонта устанавливают деревянную пробку. Колонковый снаряд с мешочками опускают до пробки и давлением промывочной жидкости выpressовывают цемент.

Операция продолжается до тех пор, пока поглощающий горизонт не будет полностью перекрыт. После этого опускают колонковую трубу с навинченным внизу глухим переходником и ударом раздавливают мешочки с их содержимым. Куски ткани здесь могут служить в роли наполнителя для перекрытия крупных трещин. Цемент же с наполнителями при смешивании с подземными водами образует густую массу, которая с кусками ткани может успешно ликвидировать интенсивные поглощения.

В Криворожском бассейне использовался метод доставки сухого цементного концентрата в скважину для ликвидации поглощений.

Колонковый снаряд заполняется сухой тампонажной смесью, состоящей на каждую тонну цемента из наполнителя до 100 кг, 4 кг алюминиевой пудры, 40 кг поваренной соли, 70 кг хлористого кальция. Смесью выдавливается в зону поглощения промывочной жидкостью.

В зависимости от положения зоны поглощения относительно забоя скважины используется различная компоновка колонкового снаряда. Если зона поглощения находится вблизи забоя, то применяется снаряд, состоящий из нескольких колонковых труб, перекрытых снизу деревянной пробкой. Если же зона поглощения находится высоко от забоя, то необходимо устройство цементного моста с помощью специально изготовленной и выдавливаемой деревянной пробки. В этом случае тампонажная смесь дополняется щебнем, который заполняет низ колонкового снаряда.

При смачивании тампонажной смеси промывочной жидкостью образуется густая газцементная смесь, которая имеет способность увеличиваться в объеме за счет реакции алюминиевой пудры с составляющими смесью.

Общим недостатком описанных способов доставки сухих цементных смесей является то, что при выпрессовывании их из колонкового снаряда происходит контакт продавочной жидкости с сухим тампонажным материалом, что является нежелательным, так как смесь будет схватываться в снаряде и могут быть срывы с выдавливанием смеси.

В этом плане надо отдать должное снарядам с подвижным цилиндром типа ТС, СТС, разработанных Казахским политехническим институтом. Здесь эти недостатки отсутствуют.

Все перечисленные способы доставки смеси, связанные со спуском снаряда бурильной колонной, требуют в зависимости от глубины скважины значительных затрат времени и малопродуктивны.

Наиболее перспективным является доставка смеси в снарядах, опускаемых на тросе. Здесь выдавливание смеси может происходить за счет эффекта взрыва или за счет применения опорожняющихся желонки. Один из таких типов снарядов с вмонтированной взрывной камерой был предложен И. И. Рафленко.

Сущность работы снаряда заключается в следующем. Снаряд опускается на тросе с помощью каротажной лебедки или лебедки бурового станка. При сгорании огнепроводного шнура воспламеняется пороховая взрывная камера и давлением пороховых газов выпрессовывается смесь в зону поглощения.

Снаряд может применяться с пакером или без пакера в

зависимости от необходимости создания больших давлений для заглавливания смеси в поглощающие каналы.

Конструкция снаряда прошла производственные испытания и показала неплохие результаты.

Закачивание смеси через бурильную колонну

При использовании данного способа можно доставить в зону поглощения любое количество смеси и на любую глубину.

Приготовление тампонажной смеси можно производить в специально предназначенной емкости или в мерных баках цементировочного агрегата при его использовании или в глиномешалках. Сразу подготавливается необходимое количество воды, растворяют в ней ускорители и после этого затворяют в водном растворе основное количество цемента (смолы, гипса и т. д.).

Перед приготовлением смеси необходимо тщательно просеять через сито цемент, алебастр и другие добавляемые материалы, так как при закачивании они могут образовать пробки в бурильной колонне.

Состав смеси и их соотношение должно быть таким, чтобы смесь была хорошо прокачиваема и не смогла схватываться в бурильной колонне. Надо учесть, что имеющиеся на буровых промыслах насосы не позволяют закачивать смеси с растекаемостью по конусу АзНИИ менее 14 см. Есть опыт закачивания смеси растекаемостью 10—12 см по конусу АзНИИ. Но здесь в приведенной схеме глиномешалка с приготовленной смесью располагалась выше насоса и последний работал под давлением, что позволяло закачивать смесь с малой растекаемостью.

Исследователи считают, что при использовании в скважинах тампонажной смеси цемента и ускорителей схватывания цементных растворов должно быть не 15—20 мин, а больше, чем это требуется на проведение ремонтных работ, во избежание схватывания тампонажной смеси непосредственно в трубах.

Закачивание готовой смеси лучше производить цементировочным агрегатом типа ЦА-320М, так как имеющиеся на буровых насосы малопродуктивные, не обеспечивают высоких давлений нагнетания и плохо перекачивают высоковязкие тампонажные растворы.

В зависимости от расхода тампонажной смеси ее можно закачивать порционно или непрерывно. При порционной закачке в специальной емкости или в мерных баках цементировочного агрегата ЦА-320М готовится водный раствор с добавками ускорителя, глинистого раствора и т. д. Затем засыпается необходимое количество цемента. Перемешивание смеси осуществляется струей водного раствора насосом цементировочного агрегата 9Т с помощью сливного шланга. После интенсивного перемешивания смесь закачивается в скважину.

При непрерывном закачивании необходимо дополнительное оборудование для приготовления смеси. Этот метод закачивания применяется в тех случаях, когда необходимо закачать большое количество смеси при катастрофических поглощениях.

В практике геологоразведочного бурения известны опыты применения цементно-смесительных машин типа СМН-20. Водный раствор подается в смесительное устройство СМН-20, где происходит непрерывное приготовление смеси с цементом. Готовая смесь сливается в специально установленную емкость. Оттуда готовая смесь нагнетается в скважину насосом цементировочного агрегата.

В процессе закачки тампонажной смеси необходимо постоянно следить за показаниями манометра на насосе, так как повышение давления выше критической величины давления гидроразрыва пород может привести к раскрытию новых трещин, повышенному расходу смеси и более интенсивному поглощению промывочной жидкости.

Для нагнетания тампонажной смеси под давлением и минимального ее разбавления промывочной жидкостью необходимо применение скважинных пакеров. Наиболее простыми и надежными в работе показали гидравлические пакеры с раздуваемой камерой.

При отсутствии пакерирующих устройств закачивание смеси производят без них, но необходимо правильно расположить конец бурильной колонны по отношению к поглощающему горизонту. Наиболее целесообразным было бы конец колонны устанавливать ниже поглощающего горизонта с тем, чтобы уменьшить разубоживание смеси и закачать смесь с заданными свойствами. Но в этом случае повышена опасность прихвата бурильной колонны. Исходя из этого В. Г. Ясов предлагает конец бурильной колонны устанавливать на 3—15 м выше кровли поглощающего горизонта. Причем, чем интенсивнее поглощение, тем ближе должен располагаться конец колонны к кровле поглощающего горизонта. После закачивания смеси во избежание ее разубоживания промывочной жидкостью важно правильно рассчитать объем последней, который принимается равным внутреннему объему бурильной колонны на интервале от статического уровня жидкости до предполагаемого уровня смеси в скважине. Подъем бурильной колонны производится на минимальной скорости во избежание выдавливания смеси из каналов поглощения.

Образование смеси в зоне поглощения специальными тампонажными устройствами

При этом способе тампонирования смесь образуется непосредственно в зоне поглощения и на нее не влияют технологические факторы, изменяющие сроки схватывания и физико-ме-

ханические свойства, как это имеет место при закачивании готовой смеси через бурильную колонну. При применении этого способа сроки схватывания можно задать минимальные, исчисляемые минутами или долями минут, что, очевидно, ограничит растекаемость смеси по трещинам и позволит ликвидировать наиболее интенсивные поглощения.

Несмотря на явные преимущества использования данного способа тампонирования перед другими, он пока не нашел широкого применения из-за несовершенства тампонажных устройств и имеющихся технологических трудностей их применения.

Образование смеси в зоне поглощения происходит путем перемешивания в смесителе тампонажного устройства ускорителя и тампонажного раствора, доставляемых отдельно.

Известны две основные схемы доставки составляющих тампонажной смеси.

1. Тампонажный раствор и ускоритель доставляются в контейнере.

2. Тампонажный раствор доставляется по бурильной колонне, а ускоритель в контейнере.

В практике бурения известна и третья схема, которая предусматривает закачку одной составляющей смеси по бурильной колонне, а другой — по затрубному или межтрубному пространству. Но эта схема трудоемка, требует больших расходов ускорителя и имеет ограниченное применение.

В качестве примера, иллюстрирующего первую схему, можно привести тампонажный снаряд СТ-3 (рис. 40) ЗабНИИ.

Основными элементами снаряда являются наружная 2 и внутренняя 1 трубы, объем которых заполнены цементным раствором и жидким стеклом, и поршни 10 и 11, перемещение которых осуществляется давлением промывочной жидкости. При движении поршней происходит выдавливание составляющих смеси в смесительную камеру, где происходит перемешивание и образование смеси. Готовая смесь через отверстия смесительной камеры выпрессовывается в скважину.

В качестве примера для второй схемы можно привести смеситель скважинный эжекторного типа ССЭ-89 (ССЭ-73) ВИТРа, приведенный на рис. 41.

Смеситель включает следующие основные узлы:

1. Контейнер, предназначенный для хранения и транспортировки ускорителя (отвердителя) быстротвердеющей смеси, состоящей из переходника 1, двух наружных труб 2, соединенных ниппелем, и двух внутренних труб 3, соединенных муфтой.

2. Дозирующее устройство, обеспечивающее подачу заданного количества ускорителя (отвердителя) в состав быстротвердеющей смеси, состоящее из трех радиально расположенных сменных штуцеров 5 с калибровочными отверстиями диаметром 3, 4 и 5 мм.

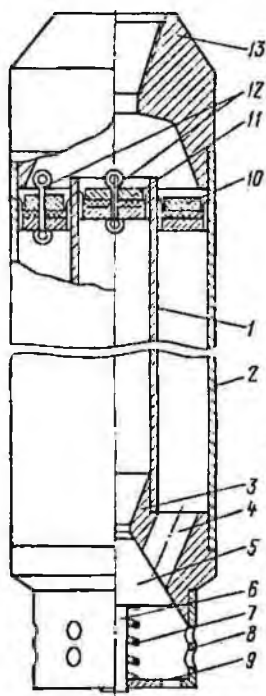


Рис. 40. Тампонажный снаряд СТ-3:

1 — внутренняя концентрическая труба; 2 — наружная концентрическая труба; 3 — специальный переходник; 4 — отверстия; 5 — конусный клапан; 6 — направляющий шток; 7 — пружины; 8 — патрубок с отверстиями, образующий смесительную камеру; 9 — дилще; 10 — кольцевой поршень с резиновыми манжетами, расположенный в межтрубном пространстве; 11 — центральный поршень, перемещаемый во внутренней концентрической трубе; 12 — стяжные болты с проушинами; 13 — переходник, с помощью которого снаряд соединяется с колонной буровых труб

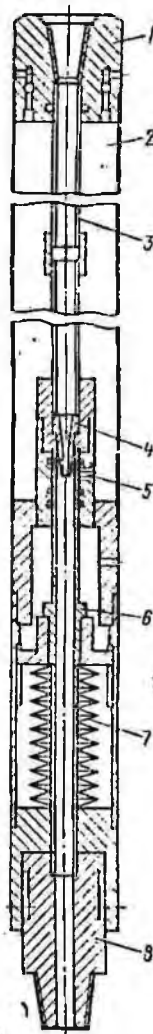


Рис. 41. Смеситель скважинный эжекторный типа ССЭ-89:

1 — переходник; 2 — наружная труба контейнера; 3 — внутренняя труба; 4 — сменная насадка; 5 — сменный штуцер с калибровочным отверстием; 6 — шток-поршень; 7 — пружины тарельчатые; 8 — переходник нижний

3. Струйный насос, обеспечивающий подсос и полное смешение компонентов, входящих в состав быстротвердеющей смеси, состоящий из сменной насадки 4 и штока-поршня 6 с камерой смещения.

В конструкции снаряда типа ССЭ-89 (ССЭ-73) контейнер с ускорителем полностью изолированы. Закачивание тампонажного раствора осуществляется через бурильную колонну насосом. В тот момент, когда поток раствора подойдет к смесителю, немедленно создается дополнительное натяжение инструмента, чем достигается открытие калибровочных отверстий, через которые под действием эжекции происходит истечение ускорителя из контейнера в основной поток закачиваемого компонента.

Во избежание разубоживания смеси промывочной жидкостью при использовании тампонажных устройств применение пакеров необходимо.

В качестве тампонажных материалов наиболее широко используются при борьбе с поглощениями цемента (тампонажный и глиноземистый), глина, а также битум, гипс (алебастр) и синтетические смолы.

Для образования тампонажной смеси к этим материалам добавляются химические реагенты или активные материалы, влияющие на процесс твердения или загустевания смеси, и наполнители для улучшения закупоривающих свойств смеси. Кроме того, наполнители используются раздельно путем намыва их в зону поглощения для образования каркаса, способствующего надежной закупорке поглощающих каналов.

§ 1. ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ

Для приготовления тампонажных растворов или смесей применяют в основном портландцементы высокого качества. Свойства их близки к свойствам строительных сортов портландцемента марок 500—600.

Портландцемент является продуктом измельчения клинкера, полученного в результате спекания точно дозированной смеси извести, кремнезема, глинозема, окиси железа и небольших количеств других ингредиентов. Гипс добавляется во время конечного процесса измельчения клинкера с целью регулирования сроков схватывания.

Тампонажный портландцемент содержит следующие основные химические соединения: двуокись кремния, окись кальция, окись железа, окись алюминия, окись магния и трехокись серы. Эти окислы, являясь основными, определяют свойства тампонажного цемента.

Окись кремнезема придает цементу гидравлические свойства и обеспечивает цементному камню устойчивость против действия агрессивных сульфатных вод. С увеличением содержания окиси кремнезема замедляются сроки схватывания цементного камня и уменьшается скорость твердения.

Чем больше содержится окиси алюминия, тем быстрее сроки схватывания цементного раствора и выше скорость нарастания прочности цементного камня. Однако при повышенном содержании окиси алюминия снижается коррозионная стойкость цементного камня.

Окись железа облегчает обжиг клинкера, так как она снижает температуру плавления шихты. С увеличением содержания

этого окисла увеличивается коррозионная стойкость цементного камня. Цементы с высоким содержанием окиси железа отличаются медленным нарастанием прочности.

Окись кальция входит в состав силикатов, алюминатов и ферритов и находится в цементном клинкере, как правило, в химически связанном состоянии.

В табл. 25 приведен основной химический состав тампонажного цемента.

Таблица 25

Окислы	Содержание, %
Окись кальция	60—67
Окись кремния	17—25
Окись алюминия	3—8
Окись железа	0,3—6
Примеси	
Окись магния	0,1—4,5
Сернистый ангидрид	0,3—1,0
Окись калия и натрия	0,5—1,3
Двуокись титана	0,2—0,5
Фосфорный ангидрид	0,1—0,3

Окислы магния, калия, натрия, титана, а также серный и фосфорный ангидрид попадают в цемент из сырья, которое используется при его производстве; содержание их строго нормируется. При содержании этих компонентов больше 4,5% появляется опасность разрушения цементного камня. Окись магния гидратируется значительно медленнее других компонентов клинкера и сопровождается при этом увеличением объема, что может вызвать растрескивание и разрушение уже затвердевшего це-

ментного камня. Содержание сернистого ангидрида в цементе не должно превышать 3—3,5%. Повышенное его содержание образует в цементе гидросульфоалюминат кальция, который приводит к расширению и разрушению цементного камня. Щелочные окислы нарушают нормальные сроки схватывания, а содержание их более 1% затрудняет обжиг сырья. Двуокись титана и фосфорный ангидрид не оказывают заметного влияния на свойства тампонажного цемента.

Таблица 26

Категории скважин	Начало схватывания после затворения	Конец схватывания после затворения
Холодные	Не ранее 2 ч	Не позднее 10 ч
Горячие	Не ранее 1 ч 45 мин	Не позднее 4 ч 30 мин

Для тампонирования и цементирования скважин применяют два вида тампонажного цемента для «холодных» скважин с температурой забоя до 40°C и для «горячих» скважин с температурой до 90°C.

Качество тампонажных цементов определяется свойствами раствора, приготовленного из них, и полученного цементного

камня при водоцементном отношении 0,5. Согласно техническим условиям при стандартных условиях предел прочности во время изгиба образцов (40×40×160 мм) после твердения в течение двух суток должен соответствовать для «холодных» скважин не менее 27 кгс/см² и для «горячих» скважин не менее 62 кгс/см². Начало и конец схватывания тампонажных цемента должны соответствовать нормам, приведенным в табл. 26.

Растекаемость раствора, приготовленного из цемента для «холодных» скважин или из цемента для «горячих» скважин, при водоцементном отношении 0,5 по конусу АзНИИ должна быть не менее 18 см.

Свойства цемента изменяются от тонкости помола, т. е. от величины смачивающей и реагирующей поверхности. Чем выше тонкость помола, тем выше реакция твердения, устойчивость водоцементной суспензии. Обычно тонкость помола определяется ситовым анализом.

Сито с ячейками 0,08 должно просеивать более 85 вес. % образца пробы.

Кроме деления тампонажного цемента по назначению для «холодных» и «горячих» скважин они подразделяются также по минералогическому составу (глиноземистый, гипсоглиноземистый и т. д.) и по видам внесенных добавок. В зависимости от разных добавок различают следующие виды тампонажного цемента.

1. Обычные тампонажные цементы, состоящие из портландцементных клинкеров с добавкой 3—5% гипса.

2. Тампонажные цементы с добавками различных инертных материалов: волокнистый тампонажный цемент содержит 1,5—3% волокнистых материалов, утяжеленный тампонажный цемент — до 60% гематита и 4—5% гипса, шлакопесчаный цемент — 4—5% гипса, шлакопесчаный цемент — до 50% шлака и песка, глиноземистый и гипсоглиноземистый цементы — до 30% природного двухводного гипса и т. д.

§ 2. ГЛИНОЗЕМИСТЫЙ ЦЕМЕНТ

Этот цемент отличается тем, что он быстро схватывается после затворения его на воде при невысоких температурах. Благодаря этому глиноземистый цемент применяется при ликвидации поглощений промывочной жидкости и других работах, где необходимы минимальные сроки схватывания. Порошок глиноземистого цемента получают путем размолла клинкера, образованного в результате спекания смеси боксита и карбоната кальция.

В табл. 27 приведен основной химический состав глиноземистого цемента.

Особенностью глиноземистого цемента является его повышенная стойкость в условиях действия агрессивной среды. Ос-

ловным фактором, определяющим это важное свойство глиноземистоцементного камня является то, что в процессе гидратации компонентов клинкера не образуется двуокиси кальция. Глиноземистый цемент можно применять при цементировании «холодных» скважин и выпускается трех марок: 400, 500, 600.

Таблица 27

Таблица 28

Окислы	Содержание, %
Окись алюминия	30—50
Окись кальция	35—45
Окись кремния	5—15
Окись железа	5—15
Двуокись титана	1,5—2,5
Окись магния	0,5—1,5
Сернистый ангидрид	0—1,2

Марка цемента	Предел прочности на сжатие в кгс/см ² через		Предел прочности на изгиб в кгс/см ² через	
	24 ч	72 ч	24 ч	72 ч
400	350	400	35	55
500	450	500	40	60
600	500	600	45	65

Прочность образцов глиноземистоцементного камня при стандартных условиях приведена в табл. 28.

Начало схватывания должно наступать не ранее, чем через 30 мин, а конец схватывания не позднее, чем через 12 ч от начала затворения.

Тонкость помола цементного порошка определяется следующим условием: через сито № 008 должно проходить не менее 90 вес. % пробы, взятой для просеивания.

Цементный камень из глиноземистого цемента характеризуется большой плотностью и водонепроницаемостью по сравнению с портландцементом.

§ 3. ВЫСОКОПРОЧНЫЙ ГИПС

Он представляет собою полуводный сернокислый кальций и отличается от строительного гипса или алебаstra, имеющего такой же состав, способом производства.

Высокопрочный гипс может быть с успехом применен для тампонирования зон поглощений и является быстротвердеющим тампонажным материалом. Преимуществом высокопрочного гипса является высокая скорость упрочнения и малая чувствительность к низким температурам.

На прочность гипсового камня сильно влияет качество исходного сырья. Если в гипсе содержится большое количество примесей в виде глины и извести, то такой материал является некачественным для тампонирования зон поглощения.

Водоотдача гипсового раствора примерно соответствует водоотдаче цементного, тепловыделение при твердении несколько меньше. Гипсовый камень при твердении расширяется, величина расширения составляет около 0,1—0,5%.

Одной из особенностей гипсового камня является его низкая водостойкость. При растворении в воде двуводного сульфата кальция, образующего искусственный камень, его прочность быстро снижается, вплоть до полного разрушения. Если вода содержит соли, повышающие растворимость сернокислого кальция (например, хлористый натрий), то прочность снижается быстрее. Добавки — замедлители схватывания несколько повышают водостойкость.

Отличительной особенностью гипсовых растворов является малый промежуток времени между началом и концом схватывания. Высокая скорость схватывания гипсовых растворов может быть эффективно использована при ликвидации поглощений с образованиями БСС непосредственно в зонах ухода промывочной жидкости.

Применение гипсовых растворов позволяет в несколько раз сократить время, необходимое для ликвидации поглощений промывочной жидкости. Стоимость 1 м³ гипсового тампонажного раствора в 3—3,5 раза меньше стоимости 1 м³ цементного раствора по данным экспериментальных работ, проведенных в тресте Артемгеология.

§ 4. БИТУМ

Битум в качестве тампонажного материала использовался многими исследователями для ликвидации катастрофических поглощений промывочной жидкости. Этот материал не размывается и не разбавляется водой, не требует времени для ожидания твердения смеси, на него не действуют разрушающие агрессивные подземные воды. Поэтому битум в качестве тампонажного материала заслуживает внимания.

Для ликвидации поглощений рекомендуются как нефтяные, так и природные битумы.

При выборе битумов для тампонирования необходимо знать их основные свойства: твердость, проницаемость, растяжимость, прилипаемость, хрупкость, плотность, температуру вспышки и содержание воды.

Наиболее важными являются твердость, хрупкость, прилипаемость и растяжимость, так как эти факторы в основном обуславливают разбухиваемость битумной пробки при ликвидации поглощений.

Растяжимость — это способность битума вытягиваться в нить при определенных условиях и характеризует его пластические свойства. Этот показатель важен тем, что он характеризует возможность проникновения битума в каналы поглощения.

Температура вспышки это температура, при которой расплавленный битум в тигле вспыхивает при поднесении к нему пламени. Поэтому температура разогрева битума не должна превышать температуру вспышки.

Прилипаемость — важный показатель при использовании битума в качестве тампонажного материала.

Содержание воды в битуме — нежелательный фактор, так как приводит к обильному образованию пены и выбросу ее из котла при нагревании.

Предпочтение при выборе битума следует отдавать более твердым и хрупким материалам, так как они лучше разбуриваются, не налипают на буровой инструмент и менее способны к вытеканию из трещин при больших перепадах давления.

§ 5. СИНТЕТИЧЕСКИЕ СМОЛЫ

Эти материалы по сравнению с широко распространенными цементами имеют ряд преимуществ, как: небольшая плотность, вследствие чего они меньше растекаются по трещинам, затвердевают независимо от агрессивности подземных вод, температуры, что важно при тампонировании в мерзлых породах и в породах с пониженной температурой. Свойства смолы мало изменяются от времени ее хранения, что также важно, если учитывать сроки ее транспортировки от завода-изготовителя до потребителя. Затвердевшая смола обладает высокой механической прочностью.

Наиболее важным свойством смолы является ее способность затвердевать в широких пределах времени — от нескольких десятков секунд до нескольких часов в зависимости от количества и концентрации добавляемого отвердителя. Такие качества смолы дают возможность использовать ее в качестве эффективного тампонажного материала при сложных условиях ликвидации поглощений промывочной жидкости.

Тампонажными смесями, основу которых составляет цемент, можно бороться с поглощениями при размерах трещин и пор более 0,2 мм. При меньших размерах трещин и пор поглощения можно ликвидировать только с помощью тампонажных смесей, представляющих собой маловязкие жидкости без твердой фазы, способные легко проникать в трещины и поры и затем быстро затвердевать. Такими жидкостями и являются синтетические смолы, представляющие собой истинные жидкости, способные проникать в поры любых размеров.

Смолы являются высокомолекулярными органическими соединениями и получают синтетическим путем из низкомолекулярных соединений (мономеров). Превращение низкомолекулярных соединений в высокомолекулярное происходит при реакции полимеризации или поликонденсации.

Для ликвидации поглощений промывочной жидкости наиболее распространенными смолами являются мочевино-формальдегидные смолы марок МФ, МФ-17 и М-60, а также меламина-фурфурол-формальдегидные смолы марки МФФ, меламина-мочевино-формальдегидные смолы ММФ-50 и др. Эти смолы пред-

ставляют собой жидкость от белого до светло-коричневого цвета плотностью $1,2—1,55 \text{ г/см}^3$ и обладают вязкостью в момент изготовления от 100 до 200 с по СПВ-5. Предел прочности при разрыве составляет $500—1000 \text{ кгс/см}^2$, при сжатии $700—2500 \text{ кгс/см}^2$, при изгибе $700—1300 \text{ кгс/см}^2$.

В качестве отвердителей для этих смол используются: органические кислоты — щавелевая, лимонная; минеральные кислоты — соляная, фосфорная, а также соли — хлористый аммоний, хлористое железо, хлористый цинк и др.

Известны опыты использования и других смол. Например, авторы использовали смолу ТСД-9 при ликвидации поглощений, которая представляет хорошо растворимую в спирте и при соотношении 1 : 2 в воде жидкость темно-коричневого цвета. Плотность смолы $1,07 \text{ г/см}^3$ при температуре 20°C . Смола отвердевает как в щелочной, так и в нейтральной среде. В качестве отвердителя применяют формалин (40%-ный водный раствор формальдегида).

Некоторые авторы для тампонирования скважин использовали смолу ФРВ-1А, применяющуюся в строительстве. Эта смола представляет собой вязкую жидкость серого цвета, обладающую высокими адгезионными свойствами. Она содержит 1% алюминиевой пудры, которая реагирует как с кислотами, так и с щелочами с выделением водорода. В воде смола не растворяется. Отличительной особенностью смолы ФРВ-1А является 10—15-кратное увеличение объема при взаимодействии с отвердителем в зависимости от концентрации последнего.

§ 6. ГЛИНЫ, ГЛИНОПОРОШКИ И БЕНТОНИТЫ

Глина является основным тампонажным материалом.

Глинистый раствор в большинстве случаев может предупредить или ликвидировать частичные или слабые поглощения промывочной жидкости. При этом применение глинистого раствора основано на его свойстве образовывать в порах и каналах поглощения загустевшие гелевые пробки.

Глина в виде тампонов, глинопаств или, являясь основой в гелцементных смесях, в определенных горно-геологических условиях скважин и рациональных способах доставки успешно применяется для борьбы с поглощениями.

В химическом отношении глины представляют собой водные алюмосиликаты.

По минералогическому составу глины делятся на несколько групп, отличающихся друг от друга химическим составом и структурой кристаллической решетки. Наиболее важными и широко распространенными группами минералов являются: монтмориллонит, каолин, гидрослюда, палыгорскит.

Для приготовления глинистых растворов применяются три типа глин: бентонитовые, палыгорскитовые и местные. Послед-

ние обычно представляют смесь нескольких глинистых минералов.

Возможность использования различных глин и глинопорошков для приготовления глинистых растворов и оценка их технологических свойств может быть осуществлена по следующим основным технологическим показателям, которые в свою очередь зависят от минералогического состава, величины и состава обменного комплекса глин.

1. Расход на приготовление 1 м³ глинистого раствора или выход глинистого раствора из 1 т глины.

2. Содержание песка в глинистом растворе, т. е. количество нераспустившихся частиц.

3. Водоотдача глинистого раствора с нормальной концентрацией глины (нормальной концентрацией считается такая концентрация, при которой вязкость глинистого раствора составляет 25 ± 1 с).

4. Солестойкость необработанного глинистого раствора с нормальной концентрацией глины.

Глинистый раствор может быть приготовлен как из комовой глины, так и из глинопорошка. Глинистые растворы, приготовленные из глинопорошков, имеют более высокое качество, чем из местных глин, так как глинопорошки обычно изготавливаются из лучших сортов бентонитовых глин. При их малом расходе можно приготовить вязкие растворы с плотностью 1,06—1,1 г/см³. Бентонитовыми глинами называются такие глины, в которых содержание минералов монтмориллонита и бейделлита превышает 75%. Бентониты подразделяются на щелочные бентониты, щелочноземельные бентониты, щелочные суббентониты и щелочноземельные суббентониты. Щелочные (натриевые) бентониты хорошо набухают, увеличиваясь в объеме в несколько раз; суспензии щелочных бентонитов характеризуются высокой тиксотропностью. Щелочные бентониты могут переходить в щелочноземельные (кальциевые) при обработке их растворами щелочноземельных металлов.

Щелочноземельные бентониты в естественном виде не обладают особыми преимуществами по сравнению с обычными глинами, но после перевода их в натриевую форму (путем обработки кальцинированной содой) приобретают положительные свойства натриевых бентонитов. Щелочноземельные бентониты слабо набухают и слабо диспергируются в воде.

Щелочные и щелочноземельные суббентониты отличаются от соответствующих бентонитов менее выраженными коллоидными свойствами и меньшей набухаемостью.

Свойства бентонитовых глин набухать и увеличиваться в объеме дают возможность широко использовать их в качестве тампонажного материала.

Бентониты поставляются заказчикам в виде глинопорошков, которые расфасовывают на заводе в плотные бумажные мешки.

§ 7. ЗАКУПОРИВАЮЩИЕ ЗАПОЛНИТЕЛИ

Широкое внедрение различных наполнителей при ликвидации поглощений промывочной жидкости позволит значительно повышать эффективность способов борьбы с поглощениями, сократить затраты времени на их проведение и уменьшить расход дорогостоящих тампонажных материалов.

В практике буровых работ известны следующие наполнители: опилки, ореховая скорлупа, слюда-чешуйка, кордное волокно, отходы кожи, измельченная резина, отходы целлофана, асбест, пакля, кошма, стеклянная вата, пеньковый канат, торфяной мох, древесная кора, гранулированная пластмасса, перлит вспученный, асфальт, очесы хлопка, хлопковые коробочки, кокс, шлам горных пород, песок, грубый бентонит, овес, измельченный известняк, битум и др.

Все вышеперечисленные наполнители подразделяются на волокнистые, гранулированные и хлопьевидные.

Волокнистые наполнители могут быть растительного, животного и минерального происхождения.

К этим наполнителям относятся: торфяной мох, очесы хлопка, кордное волокно, отходы кожи, асбестовые волокна, пакля, пеньковый канат и др.

Эти материалы используются в виде волокон различной длины — от нескольких сантиметров до нескольких миллиметров.

Кордное волокно — отходы, получаемые при переработке негодных автомобильных покрышек и состоит из отдельных ниточек длиной от 10 до 20 мм с некоторым содержанием измельченной резины.

Отходы кожи — мелкая крошка кожи с размерами частиц от 1 до 10 мм является хорошим наполнителем для закупоривания поглощающих каналов.

Волокнистые наполнители дают хорошие результаты для закупоривания песчаных и гравийных пластов зернами диаметром до 25 мм, а также для закупоривания трещин в крупнозернистых породах зернами размером до 3 мм и в мелкозернистых породах зернами до 0,5 мм.

Гранулированные наполнители — ореховая скорлупа, перлит вспученный, опилки, измельченная резина, шлам горных пород, песок, овес, кокс, грубый бентонит, измельченный известняк и др.

Вспученный перлит изготавливается из вулканического стекла, имеющего перлитовую структуру. Вулканическое стекло дробят до определенного размера и нагревают в печи до точки плавления. Особенностью перлитовых вулканических стекол является наличие в них 3—5% связанной воды. При нагревании связанная вода выделяется в виде пара и выпучивает разогретую вязкую массу. Получается легкий ячеистый наполнитель, называемый вспученный перлит. Средняя плотность вспученно-

го перлита 200 кг/м³. Вспученный перлит из-за всплывания зерен в цементном растворе не применяется как самостоятельный наполнитель. Одновременно с перлитом необходимо вводить бентонитовую глину в определенных количествах.

Измельченная резина состоит из отдельных кусочков размером от 0,25 до 100 мм. Особенностью применения измельченной резины является ее свойство деформироваться под действием перепада давления, что может оказать положительное действие при ликвидации поглощений.

Гранулированные наполнители (перлит, измельченная резина, гранулированная пластмасса и другие) хорошо закупоривают пласты гравия зернами диаметром до 25 мм. Перлит дает хорошие результаты в гравийном пласте с зернами диаметром до 9—12 мм. Ореховая скорлупа, измельченная до размера частиц 2,5 мм и менее, закупоривает трещины размером до 3 мм, а более крупная (до 5 мм) скорлупа и измельченная резина закупоривают трещины размером до 6 мм. Опилками размером 1—5 мм в количестве 3—5% закупориваются трещины размером 3—6 мм. При добавлении песка, размер частиц которого 0,25—0,5 мм, в количестве 25—50% цементный раствор закупоривает трещины до 0,5 мм.

Хлопьевидные наполнители — слюда-чешуйка, отходы целлофана, обрезки хлорвиниловой пленки, коробочки хлопчатника, если последние содержат большее количество мелких чешуек и меньше волокон и гранул и др.

Слюда-чешуйка, применяемая в качестве наполнителя, является отходами слюдяных фабрик. Размеры слюды-чешуйки характеризуются следующими показателями: остаток на сетке с ячейками размером 7×7 мм — не менее 20%, при этом размеры чешуйки не должны превышать 12 мм. Этот наполнитель рекомендуется применять с другими наполнителями.

Отходы целлофана получают на предприятиях, где производят его изготовление. Целлофан, применяемый для ликвидации поглощений, представляет тонкую прозрачную пластинку толщиной 25—60 мкм. Перед применением его измельчают до размера частиц 0,25—12 мм. Целлофан может применяться как измельченный, так и спрессованный. Особенностью применения спрессованного целлофана является его способность увеличиваться в объеме 10—15 раз.

Хлопьевидные наполнители являются эффективными закупоривающими материалами при ликвидации поглощений в пластах с параллельными трещинами. При расположении половины всех частиц наполнителей перпендикулярно к направлению щелей может быть создан надежный каркас, являющийся основой для непроницаемой оболочки.

В производственных условиях определение пригодности тех или других наполнителей для борьбы с поглощениями проверяется опытом их применения. После проведения в скважине

комплекса исследований зон поглощения, характера трещиноватости можно предложить с некоторой точностью один или несколько видов известных наполнителей. В каждом конкретном случае выбор наполнителя должен уточняться, необходимо учитывать его прочностные свойства, размеры частиц, а также изменение его свойств в скважинных условиях.

§ 8. ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

Для регулирования свойств тампонажной смеси в последнюю вводят в различных пропорциях химические реагенты. Основное назначение — ускорение или замедление сроков схватывания тампонажных смесей.

В цементных смесях или в смесях на основе синтетических смол обычно используются химические реагенты, являющиеся ускорителями твердения, а для гипсовых смесей, наоборот, реагенты, служащие замедлителями твердения ввиду того, что гипс сам является быстротвердеющим тампонажным материалом.

Наиболее распространенными реагентами, встречающимися в практике разведочного бурения, являются хлористый кальций, кальцинированная сода, жидкое стекло, алебастр, хлористый натрий, соляная или щавелевая кислоты, НЧК, бура и др.

Хлористый кальций является ускорителем схватывания цементного раствора из тампонажного цемента. Рекомендуемая его дозировка 3—6 вес. % цемента. На смеси из глиноземистого цемента хлористый кальций действует эффективно только при добавлении его 10—15%. Хлористый кальций неокислен, быстро поглощает влагу, при попадании на кожу и слизистые оболочки вызывает раздражение. Выпускается он трех марок: кальцинированный, плавленый и жидкий.

Кальцинированный хлористый кальций может быть представлен в виде порошка или гранул и содержит 90—96% хлористого кальция. Плавленый хлористый кальций может быть представлен в виде монолита или порошка, гранул, чешуек и содержит 67—76% хлористого кальция.

Жидкий хлористый кальций представляет собой раствор с концентрацией хлористого кальция 32—38%.

Кальцинированная сода сокращает сроки схватывания цементного раствора из тампонажного цемента. Рекомендуется применять ее при низких положительных температурах, дозировка 1—5%.

Жидкое стекло также является ускорителем схватывания цементных смесей из тампонажного цемента и служит для приготовления вязких паст и быстротвердеющих смесей. Дозировка жидкого стекла 20—30 л на 1 т цемента при закачивании БСС через буровые трубы и при водоцементном отноше-

лии, равно 0,5. Если тампонажная смесь доставляется через устье скважины, то содержание жидкого стекла может быть увеличено до 50—150 л на 1 т цемента. Действие жидкого стекла для смесей из глиноземистого цемента является малоэффективным. Жидкое стекло применяется также в глинистых растворах для повышения вязкости и статического напряжения сдвига при борьбе с поглощениями. Концентрация жидкого стекла в зависимости от свойств глинистого раствора колеблется от 0,25 до 4%.

Алебастр является сильнодействующим ускорителем по отношению к смесям из тампонажного и глиноземистого цемента. Рекомендуется добавлять при прокачивании БСС буровым насосом 15—20 вес.% цемента при водоцементном отношении 0,6.

Начало схватывания смеси из глиноземистого цемента при содержании алебаstra 20% происходит через 30 мин, а конец схватывания через 2 ч. Для смеси из тампонажного цемента при таком же содержании алебаstra начало схватывания происходит через 1 ч, конец схватывания через 5—6 ч.

Хлористый натрий является ускорителем схватывания цементных растворов, но в основном служит для снижения температуры замерзания цементного раствора и промывочной жидкости. Хлористый натрий в умеренной степени ускоряет схватывание цементной смеси при дозировке до 5%. Добавка хлористого натрия в тампонажные смеси колеблется от 1 до 10% в зависимости от температурных условий в скважине.

Соляная кислота является наиболее распространенным, доступным и не дорогим отвердителем для синтетических смол. Она поступает в бутылках 37%-ной концентрации. При использовании кислоту разводят до 10%-ной концентрации. Кислота имеет плотность 1,19 г/см³ и требует соблюдения мер предосторожности при обращении с ней.

Щавелевая кислота выпускается в виде кристаллического порошка. Она безопасна в обращении и может быть использована в растворенном или в сухом кристаллическом виде.

§ 9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД КАК СПОСОБ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

На отдельных месторождениях, где борьба с поглощениями является трудоемким процессом и имеются организационные трудности в обеспечении буровых промывочной жидкостью, большой интерес могут представить способы бурения с использованием подземных вод путем создания местной циркуляции.

Практически большинство проходимых скважин являются водообильными. В тех случаях, когда отсутствуют подземные воды, бурение с местной циркуляцией производят путем создания искусственного столба промывочной жидкости.

Существуют различные способы создания местной циркуляции: безнасосное бурение, применение погружных насосов с гидроприводом, пневмоприводом; механическим приводом и т. д.

Одним из первых и наиболее распространенных снарядов для безнасосного бурения является буровой снаряд системы С. А. Волкова. Интенсивность циркуляции в этих снарядах определяется высотой подъема снаряда и частотой его расхаживания за счет подъема бурильной колонны. При подъеме колонкового снаряда промывочная жидкость засасывается из затрубного пространства и смывает забой. Шаровой клапан при этом закрывается. При опускании снаряда шаровой клапан открывается и промывочная жидкость через него и шламопроводящую трубу вытесняется в затрубное пространство. Роль поршня в этом случае исполняет оставшийся на забое керн. Снаряд имеет простую конструкцию, но отмечается ряд недостатков, связанных с необходимостью отрыва коронки от забоя. Это обстоятельство влечет непроизводительные затраты и невозможность использования кернорвательных колец.

Известны снаряды для безнасосного бурения, в которых породоразрушающий наконечник работает без отрыва от забоя за счет телескопического соединения бурильной колонны и колонковой трубы.

Местная циркуляция (прямая или обратная) осуществляется путем расхаживания бурильной колонны и жестко соединенного с ней поршня, помещенного внутри колонковой трубы.

Давление на забой осуществляется при помощи утяжеленных бурильных труб или с помощью пружины, через которую передается часть массы бурильной колонны.

В Читинском геологическом управлении разработана конструкция колонкового снаряда СПЦ-127-1 с призабойной циркуляцией промывочной жидкости с вмонтированным в колонковую трубу однопоршневым насосом двойного действия.

Снаряд СПЦ-127-1 (рис. 42) состоит из ведущей штанги 1 квадратного сечения длиной 40 см, переходника 2 с квадратным отверстием под ведущую штангу, верхнего и нижнего штоков 3 с шаровым клапаном, поршня 5 с отверстиями для прохода промывочной жидкости, двух клапанных устройств с шаровыми клапанами 4, пружины 6, шламовой трубы закрытого типа 7, керноприемной трубы 8, несущей внизу твердосплавную коронку. Снаряд получает вращение через бурильную колонну, ведущую штангу 1 и переходник 2. Давление на коронку передается через колонну бурильных труб, ведущую штангу, шток 3 и пружину 6. Одновременно с передачей давления на коронку производится движение поршня вниз за счет сжатия пружин, при снижении давления поршень под действием усилия сжатой пружины возвращается в верхнее положение. Число двойных ходов поршня равно 10—12 в 1 мин.

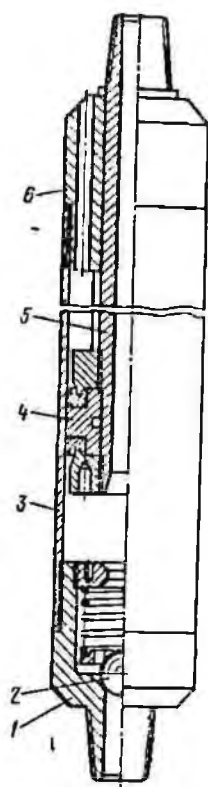
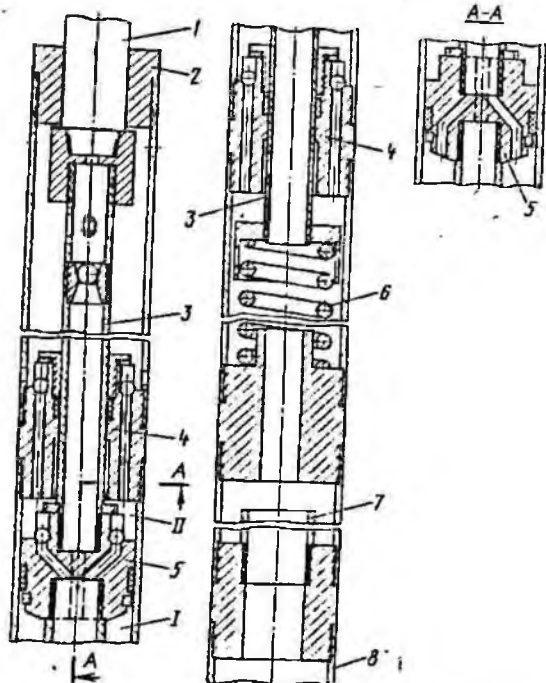


Рис. 42. Снаряд призабойной циркуляции СПЦ-127-1

Рис. 43. Погружной насос:

1 — переходник; 2 — шариковый клапан; 3 — цилиндр; 4 — поршень; 5 — шлицевой шток; 6 — муфта

Циркуляция промывочной жидкости, создаваемая насосом, осуществляется следующим образом. Рабочая часть цилиндра насоса разделяется поршнем на две камеры: нижнюю I и верхнюю II. Камера I через отверстия в поршне сообщается с верхним полым штоком 3, а камера II через два других отверстия в поршне с нижним полым штоком 3.

При движении поршня 5 вниз в камере II происходит разрежение, благодаря чему жидкость из затрубного пространства через нижний полый шток и клапанное устройство в поршне поступает в камеру. В то же время жидкость, сжимаемая в камере I, вытесняется из последней в скважину через два других отверстия в поршне, верхний полый шток с шаровым клапаном и отверстия в верхнем патрубке.

При движении поршня вверх промывочная жидкость поступает в камеру I через нижнее клапанное устройство 5 и вытес-

няется из камеры II через шаровые клапаны в устройство 4 и отверстия в верхнем патрубке.

В Пермской комплексной геологоразведочной экспедиции разработана конструкция погружного насоса, работающая также за счет расхаживания бурильной колонны, но имеет свои конструктивные особенности. В этом снаряде в отличие от предыдущего давление на забой передается массой утяжеленной бурильной колонны.

Погружной насос (рис. 43) состоит из шлицевого штока 5 с поршнем 4, в который вмонтирован клапан, и цилиндра 3 с муфтой 6, соединенного с нижней частью бурового снаряда посредством переходника 1, в котором установлен шаровой клапан 2. Шток насоса через верхний клапан соединяется с верхней частью бурового снаряда.

Принцип действия насоса заключается в следующем. При подъеме верхней части снаряда верхний клапан закрывается, затем открывается нижний и жидкость, поступающая с забоя скважины через нижнюю часть снаряда, заполняет полость насоса, а при опускании снаряда эта жидкость (в зависимости от типа клапана) изливается выше насоса или поднимается на поверхность по бурильным трубам.

Несмотря на простоту конструкции описанных погружных насосов они имеют ряд существенных недостатков, основным из которых является трудоемкость процесса расхаживания бурильной колонны, приводящая к преждевременному износу бурового оборудования, хотя на практике и известны автоматические механизмы расхаживания.

Для устранения отмеченного недостатка В. В. Большаков и В. И. Максимов предложили устройства, которые осуществляют местную циркуляцию промывочной жидкости без расхаживания бурильной колонны. Поршень приводится в движение при помощи канатика с ловителем, пропускаемого через бурильную колонну. Ловитель при помощи захватывающих устройств соединяется с поршнем насоса. Перед подъемом бурильных труб канат отсоединяется от поршня насоса и извлекается на поверхность.

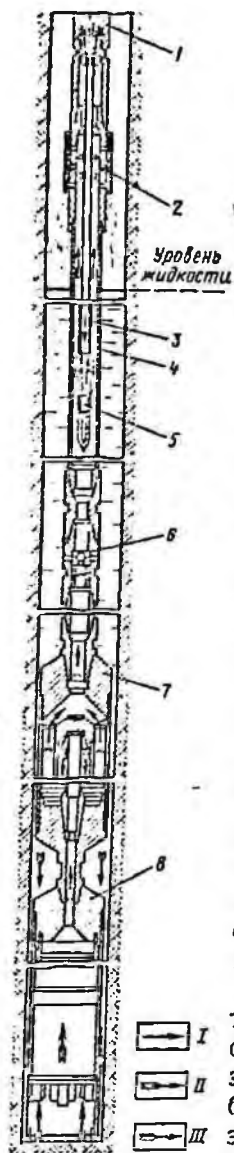
В обоих устройствах по-разному решен вопрос холостого хода поршня.

Так, в устройстве В. В. Большакова холостой ход поршня осуществляется за счет массы поршня и присоединенных к нему деталей, а в устройстве В. И. Максимова за счет упругой силы пружины, сжимаемой при рабочем ходе поршня.

Работу погружного насоса можно осуществить за счет вращения бурильной колонны. Преимущество достигается тем, что отпадает необходимость в расхаживании бурильной колонны или в применении специальных устройств, приводящих в движение поршень при помощи канатика.

Рис. 44. Эрлифтный снаряд:

1 — узел подвеса полиэтиленовой трубки; 2 — сливной переходник; 3 — воздухоподводящая полиэтиленовая трубка; 4 — бурильные (водоподъемные трубы); 5 — смеситель; 6 — сливной клапан; 7 — шламоуловитель; 8 — колонковый снаряд. Направление движения: / — воздуха, // — жидкости.



В. И. Максимов и А. А. Волокитенков разработали схемы снарядов, в которых в качестве насоса используются колонковая труба, поршень и специальный винт. В схемах предусматривается затормаживание корпуса насоса о забой или стенку скважины, а привод поршня от вращения бурильной колонны. Недвижная внутренняя труба с коронкой-штампом затруднит работу погружного насоса, так как в зависимости от крепости пород штамп может не внедриться в породу или не обеспечить необходимое перемещение наружной трубы относительно внутренней.

Величина образующегося тормозного момента определяет максимальную мощность эстроенного насоса, которая значительно меньше мощности насоса, установленного на поверхности. Недостатком этих типов насосов является не обеспечение ими соответствующего напора.

Общим недостатком всех вышеперечисленных снарядов является невозможность промывки перед постановкой породоразрушающего инструмента на забой скважины. Представляют интерес снаряды для обратной промывки с пневматическим приводом.

Наиболее детально исследованным и испытанным в производственных условиях насосом с пневматическим приводом является эрлифтный погружной насос. В ВИТре разработана наиболее совершенная конструкция эрлифтного насоса, где в качестве воздухоподводящего канала использованы полиэтиленовые трубы, позволяющие упростить конструкцию снаряда, ускорить спуско-подъемные операции. ВИТром разработан комплект оборудования ҚОЭН для бурения с обратной эрлифтной промывкой, имеющий в своем составе эрлифтные насосы, малогабаритный компрессор, закрытые шламовые трубы, расходомер воздуха, водосливной клапан.

Работа эрлифтного снаряда (рис. 44) заключается в следующем. Сжатый воздух от компрессора через смеситель 5 поступает в кольцевое пространство между водоподъемными трубами 4 и полиэтиленовой трубкой 3.

Здесь воздух смешивается с жидкостью, и образующаяся эмульсия по межтрубному пространству поднимается и изливается в скважину через отверстие в верхней части наружных труб, которое расположено на несколько метров выше уровня жидкости. Обратная циркуляция достигается за счет откачивания промывочной жидкости из бурового снаряда.

Глубина погружения смесителя ограничивается давлением, развиваемым компрессором, и поэтому по мере углубления скважины и роста гидравлических сопротивлений количество промывочной жидкости автоматически снижается. В вязких породах это приводит к затирке керна и уменьшению рейсовой проходки.

С учетом недостатков

эрлифтных насосов А. Н. Бажутиным и К. М. Ершовым разработана конструкция эрлифтно-насосного снаряда (рис. 45), которая включает в себя два узла — поршневой погружной насос и эрлифт.

Привод насоса осуществляется за счет расхаживания с лебедки станка эрлифта.

Поршневой насос состоит из штока 1 с отверстием 2, поршня 3, всасывающего клапана 4, цилиндра 5, обоймы 6, сальника 7, переходника 8 и нагнетательного клапана 9. Насос устанавливается в буровом снаряде 10 выше колонковой трубы 11 и коронки 12.

Эрлифт состоит из двойной колонны труб. Внутренние (воздушные) трубы 14 заканчиваются смесителем 15. Эти трубы верхним конусом с помощью подвески 16 закреплены в наружных бурильных трубах 13. В подвеске 16 имеются окна 17 для пропуска аэрированной жидкости. Двойные колонны труб 14 и 13 соединяются со шпindelной штангой 18. Внутри штанги проходит трубка 19. Верхний конец трубки жестко прикреплен к штанге 18, а нижний свободно входит в уплотнительный саль-

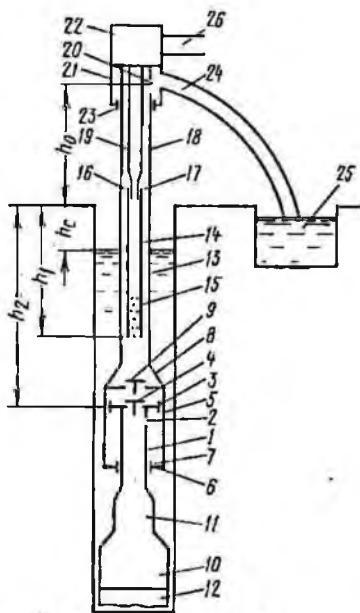


Рис. 45. Эрлифтно-насосный снаряд

ник верхнего конца воздушной трубы. На штанге 18 имеются сливные окна 20. Для изоляции эти окна перекрыты юбкой 21, которая крепится к промывочному сальнику 22, а на нижнем конце имеет уплотнительную манжету 23. Для отвода жидкости юбка шлангом 24 соединена с приемной емкостью 25.

Запуск эрлифтно-насосного снаряда осуществляется сжатым воздухом, который от компрессора через шланг 26, сальник 22 и трубку 19 поступает в воздушные трубы 14 и идет к смесителю 15. Образующаяся аэрированная жидкость по кольцевому сечению между трубами 13 и 14 поднимается и через окна 20 поступает в емкость 25, очищается и самотеком поступает обратно в скважину.

По мере углубления скважины увеличиваются гидравлические сопротивления, которые могут привести к прекращению циркуляции. Для восстановления циркуляции в работу включают насос, расхаживая эрлифт с лебедки или шпинделя станка.

При подъеме труб 13 цилиндр 5 насоса перемещается вверх. В камере выше поршня 3 наступает разрежение. Под действием столба жидкости ($h_2 - h_c$) последняя из скважины через буровой наконечник 10, трубу 11, пустотелый шток 1 и всасывающий клапан 4 поступает в камеру цилиндра. Часть жидкости сюда попадает через отверстие 2 из-под поршня, так как при подъеме цилиндра объем камеры под поршнем будет уменьшаться. В момент опускания труб 14 и 13 под действием их массы жидкость из цилиндра (верхняя камера) вытесняется поршнем 3 через клапан 9 в трубы 13.

После этого она поднимается до смесителя 15 эрлифта, аэрируется и выдается на поверхность.

В камере насоса под поршнем 3 при опускании цилиндра 5 создается разрежение. Жидкость из скважины под действием столба жидкости ($h_2 - h_c$) через буровой наконечник 10, трубу 11, шток 1 и отверстие 2 всасывается в камеру цилиндра 5 под поршень 3. Таким образом, во время хода цилиндра 5 как вверх, так и вниз работа насоса у бурового наконечника обеспечивает непрерывную обратную промывку забоя скважины.

После восстановления циркуляции расхаживание прекращают. Бурение ведут с промывкой эрлифтом. При необходимости снова включают в работу насос.

В результате работы погружного поршневого насоса производительность эрлифтно-насосного снаряда увеличивается в 1,5—2 раза.

Из известных погружных насосов с гидравлическим приводом заслуживает внимание устройство В. В. Большакова, предусматривающее применение скважинного поршневого насоса (рис. 46), рабочий ход которого обеспечивается нагнетанием жидкости в колонну, а холостой с помощью пружины, сжимаемой при рабочем ходе. Для обеспечения пульсирующего потока жидкости применяется специальная клапанная коробка.

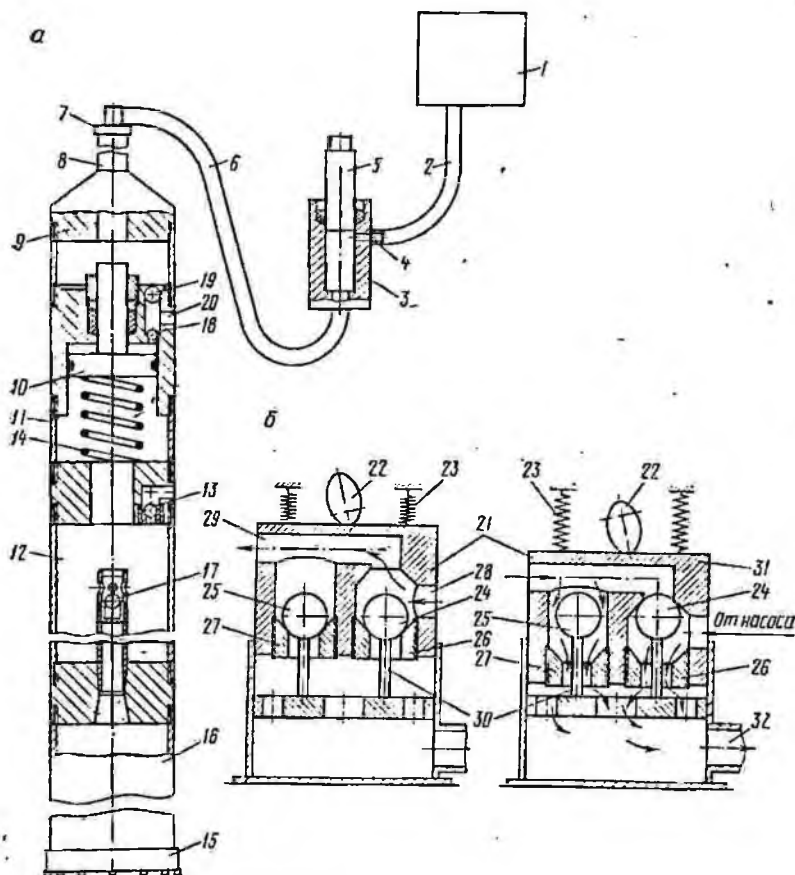


Рис. 46. Скважинный поршневой насос:
а — схема устройства; б — клапанная коробка

Схема работы устройства (рис. 46, а) заключается в следующем.

На поверхности устанавливается емкость 1, из которой по шлангу 2 вода поступает в цилиндр 3 через отверстие 4. Плунжер 5, совершая возвратно-поступательное движение, выталкивает воду из цилиндра по шлангу 6 через промывочный сальник 7, бурильные штанги 8 в снаряд через переходник 9. Давление поступающей воды действует на поршень 10, который, сжимая жидкость в камерах 11 и 12, выталкивает ее через клапан 13 в затрубное пространство, а при снятии давления с поршня пружина 14 возвращает его в исходное положение, тем самым вызывая разрежение в камерах 11 и 12 и засос промывочной жидкости с забоя через буровую коронку 15, колон-

ковую трубу 16 и клапан 17 в камеры. Периодичность циклов сжатия и разрежения создает циркуляцию, при которой шлам оседает в камере 12.

Клапан 18 служит для выпуска воды в затрубное пространство, которая может проникнуть через сальник или уплотнение в поршне. Клапан 19 служит для обратной промывки через отверстие 20.

Клапанная коробка 21 (рис. 46, б) при помощи кулачка 22 и пружин 23 совершает возвратно-поступательное движение. В положении на чертеже слева клапаны 24 и 25 находятся на седлах 26 и 27, при этом насос через отверстия 28 и 29 нагнетает воду в снаряд, а при положении справа толкателями 30 клапаны поднимаются и клапан 24 прижимается к верхнему седлу 31. В это время жидкость, нагнетаемая насосом через седло 26, поступает через отверстие 32 в зумпф, а жидкость из бурильного инструмента через отверстия 29, седло 27 и отверстие 32 также сбрасывается в зумпф.

Описываемая конструкция погружного насоса представляет интерес своим конструктивным решением, но необходимо отметить его недостаток. При малой величине статического уровня и значительной глубине скважины усилие пружины 14 может быть недостаточным для перемещения поршня в исходное положение. В этом случае циркуляция жидкости прекратится или она может быть очень слабой.

Наиболее широкое применение в настоящее время находят пока эрлифтные снаряды. Эти снаряды выпускаются серийно Ташкентским ремонтно-механическим заводом.

Дальнейшие исследования по совершенствованию призабойной циркуляции с учетом бурения скважин наконечниками малых диаметров, создающие большие гидравлические сопротивления, должны вестись по пути создания погружных насосов, которые могли бы обеспечить достаточный напор и подачу, обеспечивали бы эффективную очистку забоя от шлама.

Использование подземных вод с учетом конкретных геолого-технических условий на отдельных месторождениях могло бы дать значительную экономию средств, повысить производительность труда на буровых работах.

Разработка эффективных способов и технических средств для создания призабойной циркуляции с использованием подземных вод явилась бы одним из важных вкладов в решение сложного вопроса борьбы с поглощениями промывочной жидкости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиян В. А., Васильев Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. М., Недра, 1972.
2. Башкатов Д. Н., Тесля А. Г. Гидрогеологические наблюдения при бурении и опробовании скважин на воду. М., Недра, 1970.
3. Бельков Д. М., Пакусин В. И. Бурение скважин с местной промывкой подземными водами. — Разведка и охрана недр, 1972, № 4, с. 53—55.
4. Блажевич В. А., Умрихина Е. И., Махмутов Н. Р. Использование суспензий на основе синтетических смол в качестве тампонажного материала. — Бурение, 1970, № 10, с. 23—26.
5. Винарский М. С., Высгорол В. К., Нечаева С. Д. Прогнозирование изменения интенсивности поглощения при бурении глубоких скважин. — Бурение, 1974, № 5, с. 4—7.
6. Волков А. С., Волокитенков А. А. Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости. М., Недра, 1970.
7. Волков С. А., Козловский Е. А., Аллмбеков Б. Д. Трещиноватость пород и ее влияние на технико-экономическую эффективность алмазного бурения. М., ВИЭМС, 1970.
8. Доценко Ю. Г., Белицкий Я. Л., Мороз В. Н. Быстросхватывающаяся цементно-смоляная смесь для ликвидации поглощений промывочной жидкости. — Разведка и охрана недр, 1972, № 7, с. 53—54.
9. Ивачев Л. М. Промывочные жидкости в разведочном бурении. М., Недра, 1975.
10. Козловский Е. А. Новая техника и технология разведочного бурения. М., Недра, 1972.
11. Куличихин Н. И., Воздеиженский Б. И. Разведочное бурение. М., Недра, 1973.
12. Межлумов А. О. Использование азрированных жидкостей при проводке скважин. М., Недра, 1976.
13. Семенко Н. Ф. Регулирование свойств буровых растворов из неглинистых пород. М., Недра, 1971.
14. Тяп П. М., Рвачев В. М. О ликвидации поглощений промывочной жидкости расширяющейся смесью на основе смолы МФ-17. — Изв. вузов. Сер. Геология и разведка, 1973, № 11, с. 165—170.
15. Тяп П. М. О предупреждении поглощений промывочной жидкости. — Изв. вузов. Сер. Геология и разведка, 1974, № 4, с. 150—155.
16. Тяп П. М. О гидроразрыве крепких трещиноватых пород и причинах поглощения промывочной жидкости. — Изв. вузов. Сер. Геология и разведка, 1975, № 8, с. 181—183.
17. Тяп П. М. Исследования гидродинамического давления при движении бурильной колонны в разведочных скважинах. — Изв. вузов. Сер. Геология и разведка, 1976, № 8, с. 140—149.
18. Целищев В. Ф., Белоусов Г. А. Определение формы поглощающих каналов с помощью печати. — Бурение, 1974, № 2, с. 31—34.
19. Шамшев Ф. А. Технология и техника разведочного бурения. М., Недра, 1973.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава I. Исследование зон поглощения промывочной жидкости	5
§ 1. Методы определения интенсивности поглощения	5
§ 2. Методы исследования зон поглощения	10
§ 3. Упрощенные способы определения местоположения зон поглощений	19
Глава II. Причины поглощений промывочной жидкости	23
§ 1. Геолого-структурные особенности месторождений и причины поглощений промывочной жидкости	24
§ 2. Технологические факторы, являющиеся причинами поглощений промывочной жидкости	33
Глава III. Гидравлический разрыв пород при проведении технологических операций и поглощение промывочной жидкости	36
§ 1. Гидравлический разрыв пород и поглощение промывочной жидкости	38
§ 2. Определение давления гидроразрыва пород	40
§ 3. О некоторых особенностях гидроразрыва трещиноватых пород в разведочных скважинах	46
Глава IV. Гидродинамические давления при спуско-подъемных операциях	50
§ 1. Применяемые приборы, аппаратура, устройства и методика проведения исследований	51
§ 2. Измерение гидродинамического давления на экспериментальных скважинах	60
§ 3. Экспериментальные исследования в производственных условиях	63
§ 4. Обработка опытных данных	80
Глава V. Меры предупреждения поглощений промывочной жидкости	88
§ 1. Техническая вода	88
§ 2. Естественные и безглинистые промывочные жидкости	89
§ 3. Малоглинистые растворы	92
§ 4. Эмульсионные растворы	94
§ 5. Аэрированные растворы	96
Глава VI. Способы ликвидации поглощений промывочной жидкости	102
§ 1. Применение нетвердеющих смесей для ликвидации поглощений	102
§ 2. Быстрохватывающиеся смеси (БСС) на основе цемента и борьба с поглощениями	104
§ 3. Быстрохватывающиеся смеси на основе синтетических смол и способы ликвидации поглощений	111
§ 4. Быстрохватывающиеся гипсовые смеси	125
§ 5. Необходимый объем смеси для ликвидации поглощений	131
§ 6. Технология тампонирования скважин	135

Глава VII. Тампонажные материалы	145
§ 1. Тампонажные цементы	145
§ 2. Глиноземистый цемент	147
§ 3. Высокопрочный гипс	148
§ 4. Битум	149
§ 5. Синтетические смолы	150
§ 6. Глины, глинопоршки и бентониты	151
§ 7. Закупоривающие заполнители	153
§ 8. Химические реагенты для тампонажных смесей	155
§ 9. Использование подземных вод как способ борьбы с поглощениями	156
Список литературы	165

Петр Михайлович Тяп

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ
И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ
ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ
БУРЕНИИ**

Редактор издательства Н. А. Круглова
Переплет художника Г. И. Бронниковой
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Н. В. Жидкова
Корректоры В. И. Понкина, С. В. Зиминая.

ИБ № 497

Сдано в набор 12.12.79. Подписано в печать 09.04.80. Т-06365
Формат 60х90^{1/16}. Бумага типографская № 2. Гарнитура
«Литературная». Печать высокая. Усл.-печ. л. 10,5.
Уч.-изд. л. 10,71. Тираж 3500 экз. Заказ № 1801/5987—5.
Цена 65 коп.

Издательство «Недра», 103633,
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 32 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете СССР по делам издательства,
полиграфии и книжной торговли.
Москва, 103051, Цветной бульвар, 26.

1000

Л.Н. Шадрин

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА нефтяных и газовых скважин

