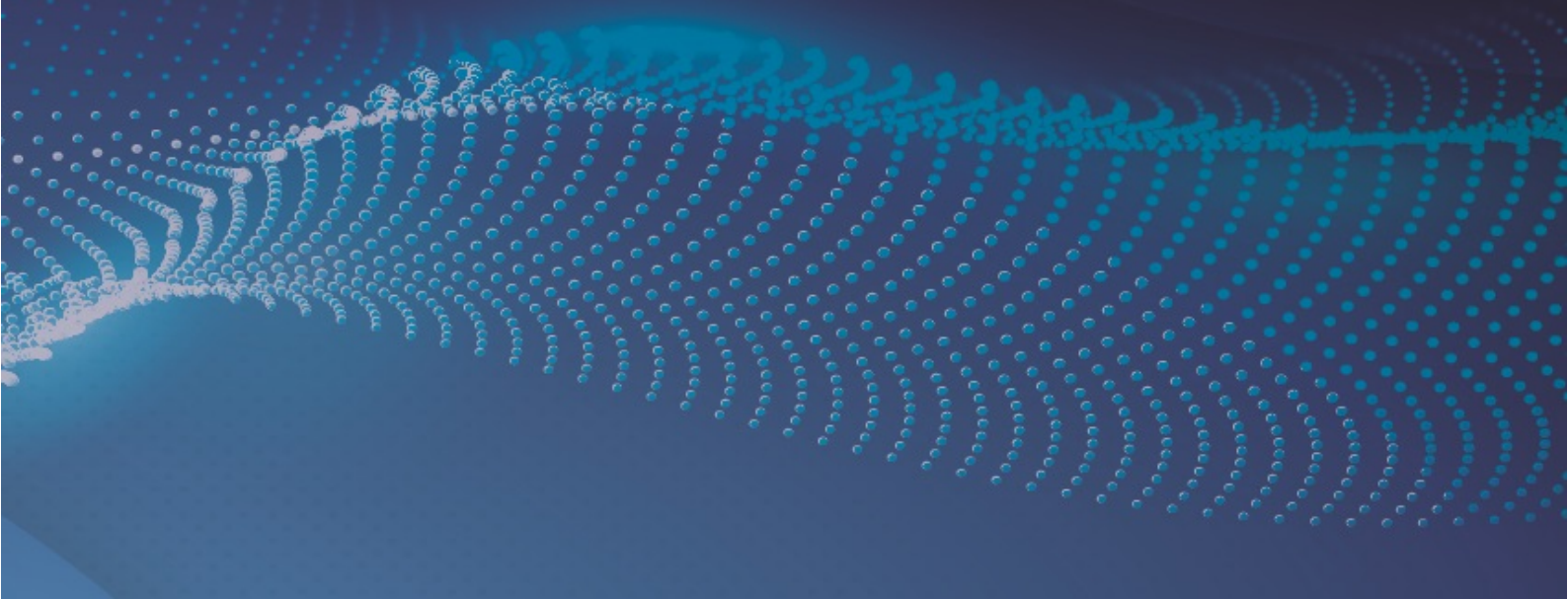


**С. П. Минеев, О. А. Усов, Ю. Е. Поляков**

**НАПОРНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ  
В УГЛЕПОРОДНОМ МАССИВЕ**



ИНСТИТУТ ГЕОТЕХНИЧЕСКОЙ МЕХАНИКИ  
ИМ. Н. С. ПОЛЯКОВА НАН УКРАИНЫ

---

С. П. Минеев, О. А. Усов, Ю. Е. Поляков

# НАПОРНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ В УГЛЕПОРОДНОМ МАССИВЕ

Монография

Днепр  
Издатель Белая Е. А.  
2021

УДК 622.794.2(02.064)  
М 62

*Утверждено к печати Ученым Советом  
Института геотехнической механики им. Н. С. Полякова НАН Украины  
(протокол № 2 от 26 января 2021 года)*

**Рецензенты:**

**Молчанов А. Н.**, д-р техн. наук ИФГП НАН Украины,  
**Баранов В. А.**, д-р геол. наук ИГТМ НАН Украины

*Электронная почта для связи с авторами:  
usov.o.a@gmail.com*

**Минеев С. П.**

М 62 Напорная фильтрация в углепородном массиве : моногр. / С. П. Минеев,  
О. А. Усов, Ю. Е. Поляков. – Днепр : Издатель Белая Е. А., 2021. – 260 с.

ISBN 978-617-645-432-8

Монография посвящена исследованию напорной фильтрации жидкости в углепородном массиве. Изложены результаты исследований процесса нагнетания воды в угольные пласты насосными установками высокого давления. Разработана бародинамическая модель трехмерной напорной фильтрации в неоднородном анизотропном угольном пласте. На базе бародинамической модели трехмерной фильтрации предложены методы оценки фильтрационных свойств пласта и его напряженного состояния по результатам пробных нагнетаний (инжекционных тестов). Выдвинут и теоретически обоснован механизм деформационной разгрузки пласта за счет изменения модуля Юнга и коэффициентов Пуассона увлажненного угля.

Рассмотрены распространенные способы гидравлического воздействия на горный массив в динамическом режиме. Предложен метод непосредственного пересчета результатов стендовых измерений гидравлических колебаний в напряжения на контуре скважины в реальном массиве. Проанализированы перспективные параметры технических средств гидрорыхления угольных пластов.

Особое место занимает анализ результатов лабораторных исследований двумерной фильтрации воды через угольные образцы кубической формы с центральным отверстием. Установлено, что в реализации нелинейности закона фильтрации большую роль играют кольматационные и суффозионные скин-эффекты процесса. Поэтому построение адекватной реальным процессам системы уравнений двумерной фильтрации является актуальной задачей подземной гидравлики угольных пластов.

Монография рассчитана на специалистов в области подземной гидравлики, геомеханики угольных месторождений и техники безопасности, а также аспирантов и студентов.

**УДК 622.794.2(02.064)**

ISBN 978-617-645-432-8

© Минеев С. П., Усов О. А., Поляков Ю. Е., 2021

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Нагнетание воды в угольные пласты уже порядка 80 лет применяется при добыче угля и проведении пластовых горных выработок. За этот период выполнен весьма значительный объем исследований относительно влияния этого процесса на пылеобразование, газовыделение и выбросоопасность угольных пластов. Получен целый ряд интересных научных результатов, значительно расширивших наши представления об уникальных геомеханических процессах, сопровождающих фильтрацию в угольных пластах.

Однако представления о самом процессе фильтрации в весьма специфическом коллекторе – угольном пласте – до сих пор остаются архаичными. Они целиком заимствованы из подземной гидравлики нефтеносных и водоносных пластов, причем в самом простом варианте – при линейном законе фильтрации Дарси в однородном изотропном потоке по модели Дюпюи.

Даже классический нелинейный закон фильтрации, предложенный Краснопольским в последней четверти XIX века для описания движения воды в водоносных горизонтах, в подземной гидравлике угольных пластов практически не используется.

Несмотря на то, что для нефтяных пластов решения простейших задач одно-, двух- и трехмерной фильтрации по нелинейному закону найдены и обнародованы еще в середине прошлого века, они никак не отразились в тематике публикаций, касающихся гидравлики угольных пластов.

Впрочем, и в гидравлике нефтяных пластов большинством авторов до сих пор используется линейный закон фильтрации. Но это обстоятельство никоим образом не отменяет необходимости тщательного обоснования справедливости линейного закона фильтрации в том диапазоне режимных

параметров, который характерен для гидрообработки угольных пластов. Тем более, что типичный режим фильтрации в угольном пласте существенно отличается от режимов фильтрации в водоносном и нефтеносном коллекторах.

Для гидрогеологии и нефтяной гидравлики характерно истечение жидкости, полностью заполняющей обширную область коллектора, в скважину. А в угольном пласте происходит обратный процесс: жидкость из скважины истекает в коллектор, который заполнен газом, а вода заполняет его только частично.

В монографии изложены результаты проведенных в ИГТМ НАН Украины многолетних исследований, которые были начаты 40 лет назад с теоретического описания бародинамических диаграмм в рамках общепринятой модели фильтрации (Дарси-Дюпюи), прошли через этап сопоставления теории с натурными результатами нагнетания и в последние годы были приурочены к лабораторным экспериментам касательно двумерной фильтрации через кубические образцы с центральным отверстием. Данные лабораторных исследований при разных диаметрах отверстий в одном и том же образце обрабатываются разработанным методом контурных диаграмм.

Результаты исследований показали значительное несоответствие общепринятой модели реальному процессу нагнетания в пласт из скважин, пробуренных к нему через породную «пробку» (двумерная фильтрация). При нагнетании через пластовые скважины, пробуренные из очистных и подготовительных выработок в разгруженную часть пласта, общепринятая модель соответствует натурной бародинамике лишь частично, в том смысле, что бародинамическая кривая в соответствии с классической моделью трехмерной фильтрации имеет асимптотический характер, который повсеместно наблюдается при реальном нагнетании.

По нашему мнению, эти результаты заслуживают внимания научной общественности, несмотря на то что главная задача исследований пока не решена. До настоящего времени пока не удалось установить экспериментально подтвержденную универсальную форму нелинейной связи градиента давления со скоростью радиальной фильтрации воды в угольных образцах, по аналогии с одночленным степенным законом. Показатель степени в этом законе меняется не только для разных образцов, но и для одного и того же образца с течением времени фильтрации при постоянном давлении. Причиной тому, по нашему мнению, является то, что в классических законах фильтрации совершенно не учитываются скин-эффекты, которые весьма скудно освещены в публикациях по нефтяной гидравлике и совершенно не упоминаются в литературе касательно тематики нагнетания в угольные пласты. Их влияние на скорость фильтрации через образцы при прочих постоянных условиях оказалось большим и неприятным сюрпризом, требующим сравнительно новых подходов.

Перечисленные выше результаты изложены в *первом разделе* монографии.

Во *втором разделе* описывается бародинамическая модель трехмерной фильтрации в пространственно-анизотропной среде. Несмотря на то, что эта модель базируется на классической модели Дарси-Дюпюи, которая не подтверждается проведенными лабораторными экспериментами, она хорошо согласуется с промышленным опытом гидрообработки угля через короткие пластовые скважины в окрестности горных выработок и позволяет использовать накопленную ранее базу данных по фильтрационным свойствам угольных пластов.

В *третьем разделе* изложены исследования, касающиеся взаимодействия гидравлических и геомеханических факторов в процессе

нагнетания воды в призабойную часть угольного пласта. В частности, предложен механизм деформационной разгрузки призабойной части пласта, обусловленный снижением модуля упругости увлажненного угля.

*Четвертый раздел* посвящен исследованиям в области гидрообработки угольных пластов в динамических режимах изменения давления с частотой от 50 до 1 000 Гц и выше. Изложен метод непосредственного пересчета результатов стендовых измерений гидравлических негармонических колебаний с точно неизвестными характеристиками в напряжения на контуре скважины в реальном массиве.

В *пятом разделе* монографии рассматриваются перспективы развития технологии и технических средств гидрорыхления угольных пластов.

# РАЗДЕЛ 1

## АНАЛИЗ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОРЫХЛЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

### 1.1 Характер экспериментальных бародинамических диаграмм

Одним из основных мероприятий по снижению выбросоопасности угольных пластов является их гидрорыхление водой под высоким давлением через пластовые скважины длиной до 8 м и глубиной их герметизации до 6 м. Поэтому повышение эффективности гидрорыхления является актуальной научной задачей, имеющей большое значение для практики.

Большая часть информации относительно наблюдений за процессом нагнетания воды в шахтных условиях приводится в различных публикациях (отчетах, статьях, монографиях и др.) передовых бассейновых институтов – МакНИИ (Донбасс) и ВостНИИ (Кузбасс) [1]. Главным достоинством указанных выше экспериментальных материалов является широкий охват различных по свойствам и условиям залегания пластов, обеспечивающий полноту и универсальность результатов их анализа. К общему недостатку следует отнести невысокую информативность материалов в отношении параметров, характеризующих динамику процесса распространения воды в угольном пласте.

подавляющее число публикаций направлены на рассмотрение влияния различных схем и способов гидрообработки на изменение пылеобразования, газовыделения и выбросоопасности пластов. Значительно меньшее внимание (по объему публикуемых данных) уделяется гидравлическим параметрам нагнетания; хотя именно эти показатели являются первоочередными для оценки процессов образования и развития трещин в обрабатываемом пласте.

Например, типичные сведения, которые приводятся в публикациях МакНИИ, следующие: название режима гидрообработки (гидрорыхление, гидроотжим, микрокапиллярная), длина и глубина герметизации шпуров, давление (без учета его изменения в процессе нагнетания), удельный расход воды на тонну обработанного угля. Значительно реже приводятся данные о длительности нагнетания, типах применяемой насосной установки и герметизатора (хотя они гораздо информативнее надуманного расчетного



показателя – удельного расхода воды (л/т), для использования которого необходимо привлекать разработанную МакНИИ методику).

В основу метода анализа положен опыт проведения работ по нагнетанию воды в угольные пласты ИГТМ НАН Украины с участием авторов настоящей монографии. Работы проводились с целью исследования влияния характеристик нагнетательного оборудования на гидравлические параметры нагнетания. Цель проведения работ обусловила исследование общих закономерностей динамики изменения гидравлических параметров в процессе нагнетания, которые, как показала практика, мало зависят от режима гидрообработки [2].

Процесс изменения во времени давления в нагнетательных камерах шпуров (скважин) с учетом потерь в герметизаторе (бародинамика) представлен на рис. 1.1.

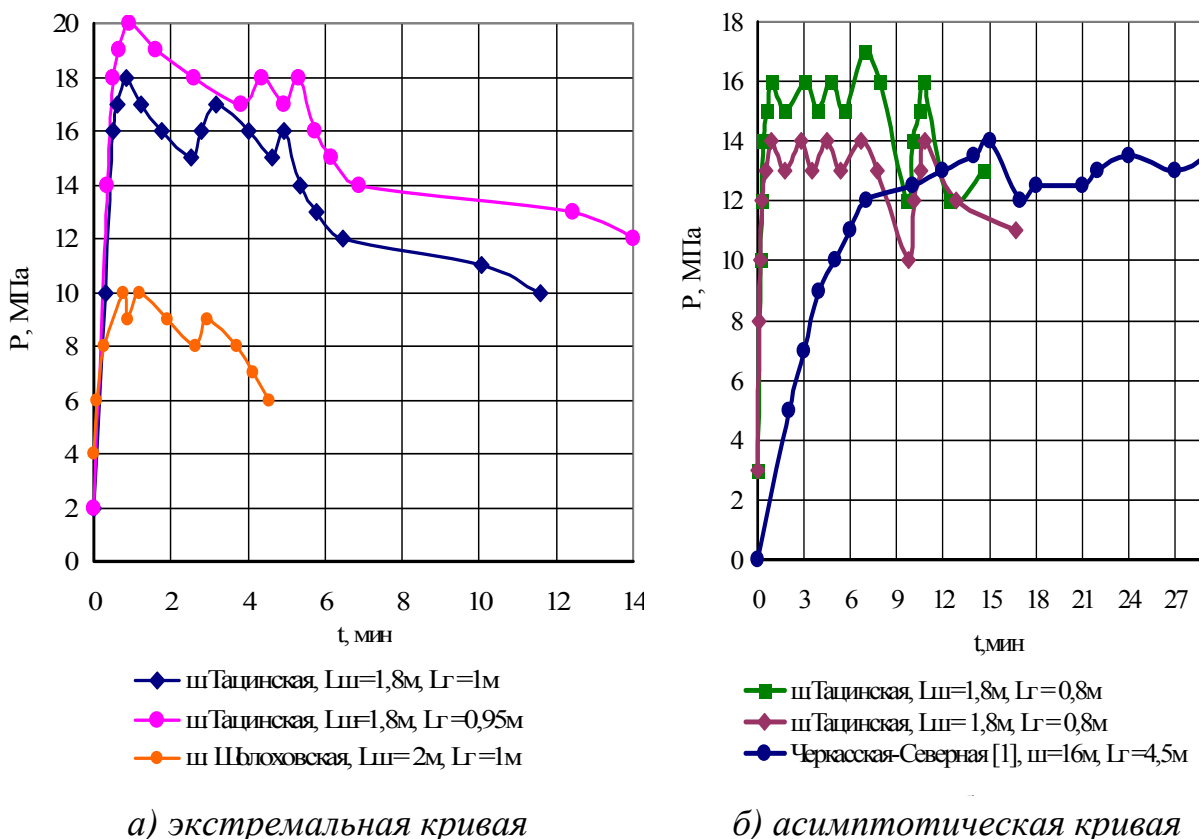


Рис. 1.1 – Изменение во времени давления (бародинамика) в коротких шпурах в режиме увлажнения с переменным расходом воды на шахтах ПО «Ростовуголь»

Эти бародинамические кривые были получены ИГТМ при испытаниях насосной установки УНР на шахтах ПО «Ростовуголь». Нагнетание

проводилось в режиме увлажнения через короткие шпуровые скважины  $\varnothing$  42 мм, длиной 2–3 м, с глубиной герметизации 1–2 м. Расход воды в пласт регулировался в ручном и автоматическом режимах.

Бародинамические кривые имели в одних случаях экстремальный характер (рис. 1.1, *а*), а в других – асимптотический характер (рис. 1.1, *б*). Экстремальный характер бародинамических кривых выражался в быстром подъеме давления после включения насосной установки до определенного максимума. После достижения максимального значения давление в скважине начинало падать.

Глубина и интенсивность падения давления, которые показаны на рис. 1.1 (*а*), для пологого пласта ш. Шолоховская носили типичный характер. При этом, почти сразу после набора давления, на ш. Шолоховская отмечалось появление небольшой утечки воды из пласта в одном месте. По мере продолжения нагнетания количество мест утечек возрастало до 3–4 и увеличивалась их интенсивность.

На крутопадающем пласте «Степановский» ( $80^\circ$ ) ш. Тацинская наблюдение за утечками не велось. А экстремальный характер бародинамики, глубина и интенсивность изменения давления не были типичными и наблюдались только в тех двух экспериментах, которые приведены на рис. 1.1 (*а*).

В остальных случаях бародинамическая кривая имела асимптотический характер, представленный на рис. 1.1 (*б*). На первой стадии нагнетания давление монотонно возрастало до максимального значения, после чего средняя величина давления оставалась условно постоянной в течение достаточно длительного времени.

Асимптотический характер бародинамической кривой наблюдался в подавляющем большинстве экспериментальных наблюдений на 10 шахтах Донбасса в режимах увлажнения, гидрорыхления, гидроотжима (1 шахта) через шпуровые скважины различной длины в добычных и проходческих забоях, а также скважины в вентиляционных и откаточных штреках.

Весьма редкие публикации других авторов на эту тематику также подтверждают асимптотический характер бародинамической кривой (это иллюстрируется одним из графиков рис. 1.1, *б*).

В свете изложенного, становится понятным отсутствие сведений о динамике изменения гидравлических параметров нагнетания в публикациях относительно гидрообработки угольных пластов. Внимание исследователей привлекают только случаи существенного отклонения от типичной (асимптотической) бародинамики. Типичная же бародинамика не акцентируется

именно в силу своей типичности и описывается, как правило, давлением стабилизации и объемом поданной в пласт воды, который прекрасно коррелирует с длительностью интервала стабилизации.

На рис. 1.1 не показаны гидравлические параметры, соответствующие стадии завершения гидрообработки. Они отражены в схематических бародинамических диаграммах, которые обобщают эксперименты ИГТМ НАН Украины и МакНИИ для различных значений темпа нагнетания насосами УНР-02, УН-35, 2УГНМ (рис. 1.2).

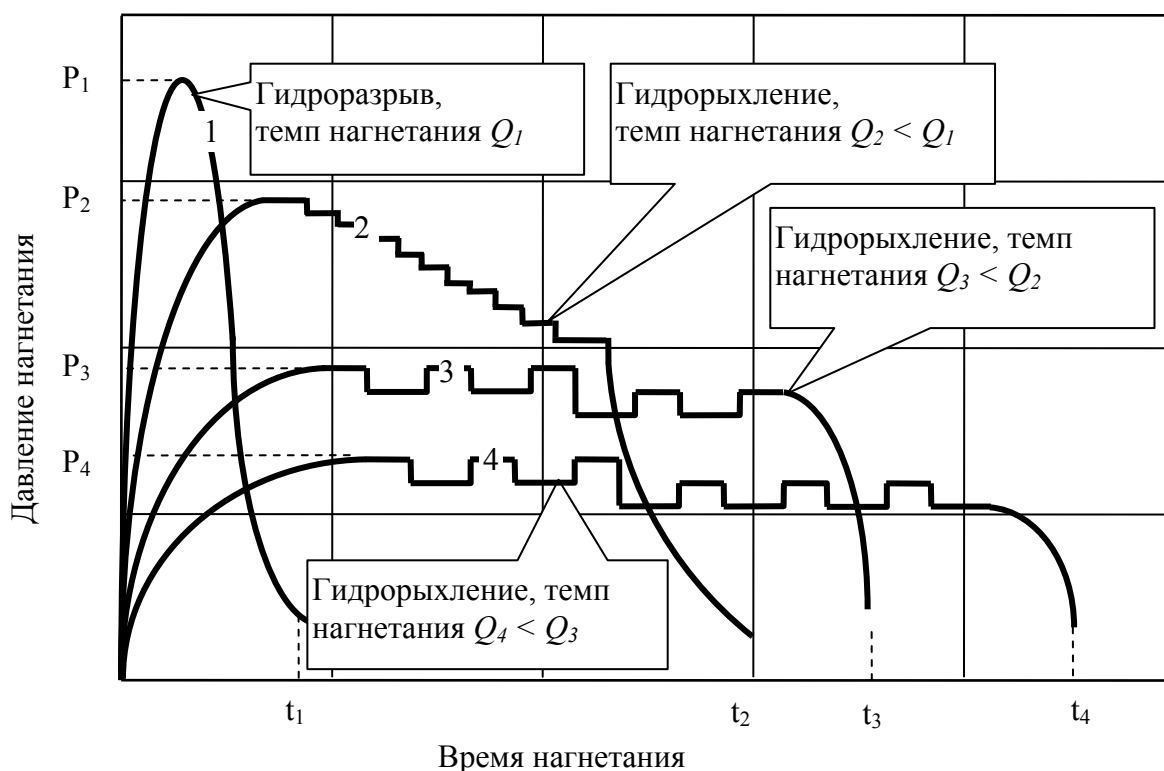


Рис. 1.2 – Характер бародинамических диаграмм нагнетания в шпур:  
1, 2 – экстремальный; 3, 4 – асимптотический

Асимптотическая бародинамическая диаграмма (кривые 3 и 4) состоит из трех участков: быстрого нарастания давления, его стабилизации и быстрого спада давления, который приурочен к прорыву воды на обнаженную поверхность выработки.

В свою очередь, на участке стабилизации часто обнаруживается незначительный однократный спад давления. Длительность интервала стабилизации давления (при прочих равных условиях) определяется темпом нагнетания – чем он меньше, тем продолжительнее время нагнетания с постоянным давлением. И наоборот, повышая темп нагнетания в шпур,

сокращаем длительность интервала стабилизации давления, вплоть до его полного вырождения, наблюдаемого на экстремальных бародинамических диаграммах (кривые 1 и 2).

Такой характер бародинамических кривых объясняется соотношением давления в скважине и горного давления, которое непрерывно снижается во время нагнетания.

Если темп нагнетания  $Q_1$  настолько велик, что максимальное давление в скважине  $P_1$  существенно превышает горное давление, то стадия набора давления (кривая 1 рис. 1.2) сразу сменяется стадией его интенсивного падения. Это объясняется тем, что на контуре скважины образуется трещина, которая непрерывно продвигается к поверхности выработки. Высокий темп нагнетания позволяет поддерживать достаточное для этого давление. Это типичное проявление гидросилового воздействия – гидроразрыв пласта.

Если темп нагнетания не так велик, чтобы сразу образовать гидроразрывную трещину до контура выработки, то бародинамическая кривая 2 (рис. 1.2) после набора максимального давления  $P_2$  снижается полого. Это объясняется тем, что темпа нагнетания  $Q_2$  недостаточно для поддержания давления на требуемом уровне для непрерывного продвижения трещины к поверхности выработки. В результате – первоначально возникшая на стенках фильтрационной камеры трещина останавливается, а давление несколько снижается.

Трещина на стенках фильтрационной камеры возникает потому, что стенки находятся в предельном напряженном состоянии. Однако на удалении от фильтрационной камеры на расстояние, соответствующее ориентировочно трем ее диаметрам, напряжения в пласте снижаются, поэтому трещина «останавливается».

Предельное напряженное состояние на стенках скважины возникает либо в процессе бурения на контуре сухой скважины (является концентратором напряжений от горного давления), либо в результате снижения прочности увлажненного контура фильтрационной камеры (вне зависимости от давления воды) – то есть в результате действия горно-силового механизма разгрузки пласта.

Возникновение трещины на контуре скважины может случиться и в результате совместного действия механизма гидросилового разрушения и деформационной разгрузки пласта. Это происходит в том случае, когда горное давление само по себе не приводит к образованию трещин на

влажном контуре скважины, а давления воды немного не хватает для преодоления горного давления. Однако по мере развития деформационной разгрузки горное давление снижается, и давление нагнетания становится меньше. При этом происходит образование первоначальной трещины с последующей ее остановкой.

После остановки первоначальной трещины область увлажненного угля с течением времени расширяется, а вместе с ней расширяется и область деформационной разгрузки. Когда горное давление в окрестности остановленной трещины снизится – трещина совершает новый скачок. При каждом скачке развивающихся трещин давление в скважине немного снижается, и это придает правой ветви бародинамической кривой ниспадающий характер.

Таким образом, экстремальный характер бародинамической кривой 2 (рис. 1.1) свидетельствует о смешанном характере разупрочнения пласта. Он может объясняться как горно-силовым характером нарушения сплошности пласта, так и сочетанием гидросилового разрушения с деформационной разгрузкой, возникающей вследствие изменения податливости пласта в результате увлажнения.

А в чистом виде деформационная разгрузка пласта проявляется в асимптотической форме бародинамических кривых. В этом случае и давление нагнетания, и горное давление недостаточны для описанных выше эффектов.

Изложенные причины различного характера бародинамических кривых необходимо учитывать при натурном экспериментальном определении степени разгрузки пласта в результате гидрорыхления.

Не углубляясь в более детальный анализ влияния различных факторов на гидравлические параметры нагнетания, отметим, что подтвержденная обширной практикой универсальная форма кривых на рис. 1.2 обнажает две нерешенные научные проблемы:

- несоответствие бародинамики нагнетания существующим физическим (гидромеханическим) представлениям о движении жидкости в трещиновато-пористых средах;

- несоответствие используемых теоретических моделей образования и развития трещин практическим проявлениям этого процесса при нагнетании воды в угольный пласт.

Первая проблема подробно рассматривается в подразделе 1.2, а вторая – в подразделе 1.6.

## 1.2 Теоретические представления о форме бародинамической кривой

Теория процесса базируется на решении двух уравнений [3].

Первое уравнение выражает закон движения жидкости в трещиновато-пористой среде и связывает компоненты скорости фильтрации  $u_i$  с градиентом давления  $dP/dx_i$ :

$$(u_i)^j = -k \partial P / \partial x_i. \quad (1.1)$$

Если показатель степени  $j = 1$  – получаем линейный закон фильтрации (Дарси), который использовался и используется во всех исследованиях процесса нагнетания воды в угольный пласт [4].

Если  $j = 2$  – имеем нелинейный закон фильтрации (Краснопольского), который часто используется в подземной гидравлике нефтяных пластов.

Второе уравнение выражает условие неразрывности потока жидкости и связывает градиенты компонент скорости  $\partial(\rho u_i) / \partial x_i$  с изменением упругой гидравлической емкости ( $\rho m$ ) рассматриваемой области пласта:

$$\partial(\rho u_1) / \partial x_1 + \partial(\rho u_2) / \partial x_2 + \partial(\rho u_3) / \partial x_3 = - \partial(\rho m) / \partial t, \quad (1.2)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости;  $m$  – пористость пласта.

Чтобы из этих уравнений получить динамическую диаграмму, необходимо знать значения координат контура нагнетания  $u_{ik}$  в каждый момент времени.

Для этого автором [2] ранее было предложено использовать уравнение материального баланса в форме, связывающей объем жидкости, находящейся в пласте ( $\iiint m \partial u_1 \partial u_2 \partial u_3$ ) в момент времени  $t$  с объемом жидкости ( $\int Q dt$ ), поданной в скважину к этому моменту времени:

$$\int^t Q dt = \int^{u_{1k}} \int^{u_{2k}} \int^{u_{3k}} m \partial u_1 \partial u_2 \partial u_3, \quad (1.3)$$

где  $Q$  – расход жидкости;  $m$  – пористость пласта; нижние пределы интегрирования равны «0».

Например, при двухмерной плоскорадиальной фильтрации в недеформируемом пласте мощностью  $h$  с постоянным расходом воды  $Q$  уравнение (1.3) примет вид:

$$Qt = m h \pi R_k^2, \quad (1.4)$$

откуда легко получить зависимость радиуса контура  $r_k$  от времени нагнетания  $t$  в виде:

$$R_k = [Qt / (m h \pi)]^{0,5}. \quad (1.5)$$

Системы уравнений (1.1–1.3) достаточно для теоретического построения динамической диаграммы. Однако точное решение Томпсона-Кельвина уравнения (1.2) для простейшего случая двухмерной (плоскорадиальной) фильтрации воды по линейному закону Дарси уже содержит интегральную показательную функцию  $Ei$ , не выражающуюся в конечном виде.

Приближенное решение, определяемое, например, формулой (XII.30) работы [3], имеет вид:

$$4\pi h K (P_c - P_k) = Q \ln (4\chi t / R_c^2) - 0,577Q \quad (1.6)$$

и выражает динамику роста давления  $P_c$  в скважине, пробуренной перпендикулярно бесконечному пласту мощностью  $h$  с начальным давлением  $P_k$ , с постоянным расходом  $Q$  нагнетаемой жидкости.

Сложности с решением полного уравнения (1.2) привели к широкому использованию его неполного вида, в котором отсутствует переменная правая часть:

$$\partial(\rho u_1) / \partial x_1 + \partial(\rho u_2) / \partial x_2 + \partial(\rho u_3) / \partial x_3 = 0. \quad (1.7)$$

Физически это уравнение неразрывности потока соответствуют случаю фильтрации несжимаемой жидкости в недеформируемом пласте. Его решение для линейного закона Дарси двухмерной (плоскорадиальной) фильтрации выражается формулой Дюпюи (например, (IV.51) работы [3]):

$$2\pi h K (P_c - P_k) = Q \ln (R_k / R_c),$$

подставляя в которую радиус контура нагнетания  $R_k$  из выражения (1.5) получим уравнение бародинамической кривой для скважины, пробуренной перпендикулярно бесконечному пласту мощностью  $h$  с начальным давлением  $P_k$ , с постоянным расходом  $Q$  нагнетаемой жидкости в виде:

$$4\pi h K (P_c - P_k) = Q \ln [Qt / (m h \pi R_c^2)]. \quad (1.8)$$

Сравнение уравнения (1.8) с уравнением (1.6) показывает, что их левые части совпадают, а правые, хотя и не совпадают полностью, но содержат одну и ту же логарифмическую функцию времени, отличающуюся только коэффициентами.

Таким образом, учет упругости пласта и жидкости не изменяет характер бародинамической кривой, если нагнетаемая жидкость полностью вытесняет пластовый газ.

В случае частичной консервации газа жидкостью учет его упругости может повлиять на характер бародинамики, однако в связи с полной теоретической не разработанностью и отсутствием экспериментальных измерений в этой монографии не рассматривается.

Поскольку уравнения (1.2) и (1.7) приводят к совпадающим результатам по бародинамике, в дальнейшем будет использоваться упрощенное уравнение неразрывности (1.7), не учитывающее влияние давления на пористость пласта и плотность жидкости. А в уравнении (1.3) пористость будет считаться постоянной величиной.

Такой подход позволяет решать уравнение неразрывности (1.7) и материального баланса (1.3) без учета связи входящих в них параметров с градиентом давления, определяемой законом фильтрации (1.1).

Это позволило автору [2] получить теоретическое выражение бародинамической кривой для трехмерной фильтрации, характерной для начальной стадии нагнетания ( $t \leq t_2$ ) через скважину, расположенную в плоскости простирания пласта в виде:

$$Qt = A e^F (1 + B e^F) / (1 - B e^F)^3; \quad (1.9)$$

и для двухмерной фильтрации на следующей стадии нагнетания – после выхода воды к кровле и почве пласта ( $t > t_2$ ) – в виде:

$$Q (t - t_r) = C e^{(F - Fr)}, \quad (1.10)$$

где  $A, B, C$  – коэффициенты;  $t_2, F_2$  – значения параметров в момент достижения водой кровли и почвы пласта;  $L$  – длина скважины.

При этом:

$$F = 4\pi L K (P_c - P_k) / Q. \quad (1.11)$$

Уравнения (1.9) и (1.10) получены на основе закона Дарси.

Сравнение выражений (1.8) и (1.10), которое с учетом (1.11) можно переписать в виде:

$$Qt = D e^F, \quad (1.12)$$

показывает, что процесс нагнетания жидкости в пласт из скважин, пробуренных по простиранию и вкрест простирания пласта, описывается



подобными бародинамическими кривыми. То есть изменение ориентации скважины не влияет на бародинамику процесса.

А вот изменение геометрии потока оказывает принципиальное влияние. Переход от двухмерной фильтрации (1.10) или (1.12) к трехмерной (1.9) добавляет к правой части бародинамических уравнений асимптотический знаменатель. Этот знаменатель обращается в «0» при конечном значении функции  $F$ , а значит и давления  $P_c$ .

Иными словами, при любой длительности нагнетания в пласт неограниченных размеров давление в скважине не поднимается выше некоторого значения, пропорционального расходу воды; и теоретическая бародинамическая диаграмма с некоторым приближением соответствует экспериментальной на рис. 1 (б).

Асимптотика бародинамической диаграммы наблюдается и при трехмерной фильтрации из сферического источника по линейному закону Дарси. Записав соответствующую классическую формулу, например, (IV.32) работы [3] с учетом (1.11), получим:

$$1 / R_c - 1 / R_k = 2\pi K (P_c - P_k) / Q. \quad (1.13)$$

Выражая  $R_k$  через  $t$  из уравнения (1.3) для сферического контура нагнетания и предполагая, что радиус сферической скважины  $R_c$  намного меньше  $R_k$ , получим:

$$\begin{aligned} R_k^3 - R_c^3 &= 3Q t / (4\pi m), \\ R_k &= [3Q t / (4\pi m) + R_c^3]^{1/3}. \end{aligned} \quad (1.14)$$

Подставив (1.14) в (1.13), получим уравнение бародинамической диаграммы при нагнетании из сферической скважины:

$$2\pi K (P_c - P_k) = Q / R_c - Q / [3Q t / (4\pi m) + R_c^3]^{1/3}. \quad (1.15)$$

Левая часть этого уравнения равна «0» при  $t = 0$  и ограничена величиной  $Q / R_c$  при  $t \rightarrow \infty$ . Несмотря на различия в математических выражениях бародинамических диаграмм трехмерной фильтрации из сферического (1.15) и линейно протяженного источника (1.9), их графическая форма одинакова.

Обобщая полученные результаты, можно сделать два вывода:

– графическая форма бародинамических диаграмм не зависит от геометрии скважины, а зависит только от геометрии потока;

– теоретическая форма бародинамических диаграмм, полученных для двухмерного потока из линейного закона фильтрации Дарси и условия постоянной проницаемости пласта, не содержит асимптотических членов.

Поэтому, при теоретических расчетах давление неограниченно возрастает с ростом времени нагнетания, что принципиально не соответствует экспериментальным бародинамическим кривым.

Для завершения анализа теоретических результатов, полученных с применением линейного закона Дарси, рассмотрим вариант изменения коэффициента фильтрации  $K$  в зависимости от давления нагнетаемой жидкости  $P$ . Такая зависимость подтверждается как прямыми экспериментальными измерениями расхода воды через образцы угля [5], так и интуитивными представлениями о процессе гидрорыхления пласта, согласно которым в нем развивается сеть мелких трещин, повышающая коэффициент фильтрации.

В гидромеханике пористых сред давно разработан метод учета влияния давления  $P$  на коэффициент фильтрации  $K(P)$  с помощью потенциальной функции давления (функции Лейбензона) [3]:

$$\varphi = \int K(P) dP. \quad (1.16)$$

Уравнение Дюпюи, записанное через потенциальную функцию давления  $\varphi$ , примет вид:

$$2\pi h (\varphi_c - \varphi_k) = Q \ln (R_k / R_c), \quad (1.17)$$

а уравнение (1.8) переписется как:

$$4\pi h (\varphi_c - \varphi_k) = Q \ln [Qt / (m h \pi R_c^2)]. \quad (1.18)$$

Проанализируем уравнение (1.18) с точки зрения принципиальной возможности его асимптотичности при какой-либо конкретной форме связи проницаемости с давлением, то есть при каком-то конкретном выражении для функции  $\varphi$ .

Правая часть выражения (1.18)  $\rightarrow \infty$  при  $t \rightarrow \infty$ ; значит и левая часть должна  $\rightarrow \infty$  при  $t \rightarrow \infty$ . Если функция  $\varphi_c \rightarrow \infty$  только при бесконечно большом давлении  $P \rightarrow \infty$ , то бародинамическая кривая по-прежнему не имеет характерного участка стабилизации.

Допустим, что функция  $\varphi_c \rightarrow \infty$  при конечном давлении  $P_l$  (функция  $\varphi_k = \text{const}$ ). Тогда значение давления  $P_l$  обращает левую часть (1.18)

в бесконечность при любом расходе ( $Q_2$  и  $Q_3$  на рис. 1.2), поскольку функция  $\varphi_c$  от расхода никак не зависит. А это прямо противоречит наблюдаемой зависимости установившихся значений давления от расхода, изображенной на рис. 1.2, на котором давление  $P_1$  соответствует расходу  $Q_1$ , а расходу  $Q_2$  соответствует давление  $P_2$ .

**Таким образом, учет повышения коэффициента фильтрации под влиянием давления нагнетания, приводящего к развитию мелких трещин, не объясняет стабилизации давления на бародинамической диаграмме для двухмерного потока при линейном законе фильтрации Дарси.**

В тоже время, уже известные результаты теоретического применения нелинейного закона фильтрации для двухмерного потока легко решают эту проблему. Записав, например, левую часть и второй член правой части формулы (IV.45) работы [3] в принятых нами обозначениях, получим для любого показателя степени  $j > 1$  в уравнении (1.1):

$$(\varphi_c - \varphi_k) = Q^j (1 / R_c^{j-1} - 1 / R_k^{j-1}) / (2\pi h)^j. \quad (1.19)$$

Эта формула обладает явно выраженной асимптотикой сомножителя  $(1 / R_c^{j-1} - 1 / R_k^{j-1})$  в правой части. При  $t \rightarrow \infty$  радиус контура  $R_k$  тоже стремится к бесконечности, а слагаемое  $1 / R_k^{j-1}$  стремится к «0».

Выражение  $(1 / R_c^{j-1} - 1 / R_k^{j-1}) \rightarrow 1 / R_c^{j-1}$ , а потенциальная функция давления в скважине  $\varphi_c$  ограничена величиной:

$$\varphi_{\text{пред}} = Q^j / [(2\pi h)^j R_c^{j-1}] + \varphi_k, \quad (1.20)$$

которая показывает, что предельная величина потенциала  $\varphi_{\text{пред}}$  и самого давления  $P_c$  зависит как от расхода воды  $Q$ , так и от радиуса скважины  $R_c$ .

При линейном законе фильтрации говорить о влиянии радиуса скважины и расхода воды на предельную величину потенциала давления бессмысленно – он неограниченно возрастает с ростом радиуса контура (1.17) или времени (1.18) нагнетания.

Поэтому, использование нелинейного закона фильтрации для обработки шахтных измерений с методической точки зрения гораздо удобнее, чем линейного – не нужно учитывать радиус контура нагнетания к моменту стабилизации давления.

Для систематизации проведенного анализа соответствия экспериментальных бародинамических кривых теоретическим по признаку асимпто-

точности при линейном и нелинейном законах фильтрации составлена табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Соответствие шахтным экспериментам линейного и нелинейного законов фильтрации

Форма потока	Закон фильтрации			
	Линейный (Дарси)		Нелинейный одночленный	
	Асимптотичность бародинамики	Соответствие шахтным экспериментам	Асимптотичность бародинамики	Соответствие шахтным экспериментам
Одномерный (линейный)	отсутствует	нет данных	отсутствует	нет данных
Двухмерный (радиальный)	отсутствует	<b>не соответствует</b>	присутствует	соответствует
Трехмерный (сферический)	присутствует	соответствует	присутствует	соответствует

Из данных табл. 1.1 видно, что характерная асимптотика экспериментальных бародинамических диаграмм объяснима с позиций линейного закона фильтрации только при трехмерной фильтрации, а с позиций одночленного нелинейного закона фильтрации и при трехмерной и двухмерной фильтрации при любом  $j > 1$ .

Использование в дальнейших исследованиях нелинейного закона фильтрации не отменяет частных выводов, сделанных по ходу подраздела 1.2, об отсутствии влияния формы и ориентации скважины относительно границ угольного пласта на характер его индикаторных и бародинамических диаграмм. Это объясняется тем, что поле скоростей фильтрации на линиях тока, перпендикулярных эквипотенциальным поверхностям, определялось из решения уравнения (1.7), не зависящего от связи скоростей с давлениями.

Вопрос о совпадении характера бародинамической кривой для жесткого и упруго-напорного режима при нелинейном законе фильтрации остается открытым.

Конкретную величину показателя степени  $j$  в нелинейном законе фильтрации можно определять двумя путями: по результатам натурных испытаний скважины или по результатам лабораторных исследований образцов.

При натуральных испытаниях скважины показатель степени  $j$  можно определить по двум или нескольким точкам индикаторной кривой (подраздел 1.3) и формулам (1.16) и (1.20), если знать вид зависимости проницаемости пласта от давления нагнетания.

При лабораторных испытаниях обычно используется одномерный поток через образец. Для обработки индикаторной кривой образца используется формула (1.1). Входящая в эту формулу величина скорости  $u_l$  определяется отношением измеренного расхода воды к площади поперечного сечения образца. Градиент давления  $\partial P / \partial x_l$  определяется отношением измеренной разности давлений во входном и выходном сечениях к длине образца. Две оставшиеся неизвестными величины – коэффициент фильтрации  $k$  (проницаемость) и показатель степени  $j$  – связаны между собой только одной формулой (1.1). Поэтому, также, как при натуральных испытаниях, показатель степени  $j$  может быть определен при условии знания зависимости проницаемости образца от давления.

### 1.3 Влияние горного давления и давления нагнетания на водопроницаемость массива во время гидрорыхления

#### 1.3.1 Анализ индикаторных диаграмм

Зависимость проницаемости (коэффициента фильтрации) углей и горных пород от горного давления и давления нагнетания – общеизвестный факт. Легче всего она обнаруживается при обработке индикаторных диаграмм, выражающих зависимость между давлением жидкости на поверхность скважины или образца и установившимся расходом жидкости через эту поверхность.

Типичная форма индикаторной диаграммы, наблюдавшаяся авторами при нагнетании воды в угольные пласты Донбасса, приведена на рис. 1.3.

При постоянном коэффициенте фильтрации  $K$  нелинейный и линейный законы фильтрации не соответствуют экспериментальной форме индикаторной диаграммы. Ее теоретическая форма, определяемая уравнениями (1.16), (1.17) и (1.20) для  $R_k \approx \text{const}$  имеет вид  $P_c \sim Q$  при линейном,

и  $P_c \sim Q^j$  при нелинейном законе. Если взять показатель степени  $j = 2$  (закон Краснопольского), то  $P_c \sim Q^2$ .

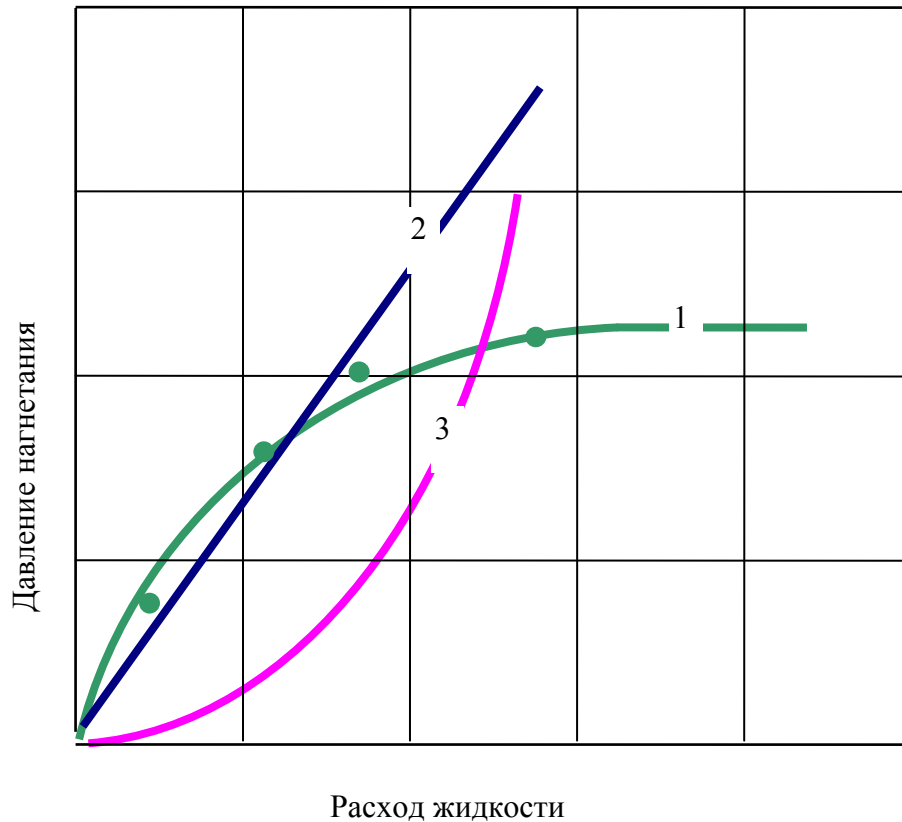


Рис. 1.3 – Типичная индикаторная диаграмма шпуров в угольных пластах Донбасса: 1 – экспериментальные данные; 2 – линейный закон Дарси при постоянной проницаемости; 3 – нелинейный закон Краснопольского при постоянной проницаемости

Однако, если учесть зависимость коэффициента фильтрации от давления, например, в форме (III.12) работы [3]:

$$K(P) = K e^{a(P-P_0)}, \quad (1.21)$$

то потенциал давления, определяемый (1.16), примет вид:

$$\varphi_c = (K / a) e^{a(P-P_0)}, \quad (1.22)$$

а форма индикаторной кривой из уравнений (1.17) и (1.20) после подстановки туда выражения (1.22) будет выглядеть следующим образом для линейного закона фильтрации:

$$P_c = \{ \ln [Q (a / K) \ln (R_k / R_c) / (2\pi h) + e^{a(P_k-P_0)}] \} / a + P_0, \quad (1.23)$$

а также нелинейного закона фильтрации соответственно:

$$P_{\text{пред}} = \{ \ln [Q^j (a / K) / (2\pi h)^j R_c^{j-1} + e^{a(P_k-P_0)}] \} + P_0. \quad (1.24)$$

В обоих случаях  $P \sim \ln Q$ .

Разница заключается в том, что при нелинейном законе  $Q$  под логарифмом возведено в степень  $j$ . В целом же логарифмическая форма индикаторной диаграммы гораздо ближе соответствует ее экспериментальному виду.

Рассмотренный пример показывает, что форма индикаторной диаграммы определяется не законом фильтрации, а удачным выбором математической связи давления с коэффициентом фильтрации.

В этом плане формула (III.12) работы [3] не является единственной известной; там же анализируется степенная зависимость четвертого порядка для трещиноватых пластов.

Применительно к углям, кроме (1.21), предлагалась линейная зависимость коэффициента фильтрации от давления нагнетания [5].

Такие разные математические формы одной и той же зависимости проницаемости от давления свидетельствуют об их эмпирико-статистическом характере.

### 1.3.2 Влияние выбора связи давления с проницаемостью на форму индикаторной диаграммы и бародинамической кривой

Для подтверждения сугубой эмпиричности формулы (1.21) построим теоретическую индикаторную диаграмму обработки экспериментальных данных не при линейной (как предложили авторы работы [5]), а при обратно пропорциональной зависимости коэффициента фильтрации  $K$  от давления жидкости  $P$  и горного давления  $P_g$ .

Для линейного закона фильтрации Дарси, который использовался авторами работы [5] при обработке результатов экспериментов, предложенная нами зависимость имеет вид:

$$K = k / (P_g - P), \quad (1.25)$$

где  $k$  – постоянный множитель, размерность которого при использовании линейного закона фильтрации определяется произведением размерностей давления и коэффициента фильтрации.

Предложенная зависимость учитывает эффект поднятия водой всей толщи вышележащих пород, который приводит к неограниченному увеличению проницаемости пласта.

Для простоты анализа давление нагнетания, при котором проницаемость угольного пласта неограниченно увеличивается, принято равным горному давлению. Кроме того, здесь учтена закономерность уменьшения коэффициента фильтрации при увеличении горного давления.

С учетом предложенной зависимости (1.25) закон Дарси, определяемый уравнением (1.1) при показателе степени  $j=1$ , примет вид:

$$\begin{aligned} u &= - [k / (P_r - P)] dP / d\ell, \\ u &= [k / (P - P_r)] dP / d\ell. \end{aligned} \quad (1.26)$$

Решая (1.26), получим:

$$u\ell + C = k \ln (P - P_r). \quad (1.27)$$

Граничные условия задаются в виде давления в сечении входа воды в образец ( $\ell = 0$ ) и ее выхода из образца ( $\ell = L$ ):

$$(\ell = 0) \rightarrow (P = P_c), \quad (1.28)$$

$$(\ell = L) \rightarrow (P = P_k). \quad (1.29)$$

Их подстановка в решение дает:

$$C = k \ln (P_c - P_r), \quad (1.30)$$

$$u L + k \ln (P_c - P_r) = k \ln (P_k - P_r),$$

$$u L / k = \ln [(P_k - P_r) / (P_c - P_r)]. \quad (1.31)$$

Полученная формула устанавливает зависимость скорости фильтрации  $u$  от давлений воды  $P_c$  и  $P_k$  на торцах образца. Значением давления  $P_k$  в выходном сечении образца можно пренебречь, по сравнению с давлением  $P_c$  во входном сечении и горным давлением  $P_g$ , которое в экспериментах [5] моделировалось гидростатическим сжатием боковой поверхности образцов.

Учитывая это обстоятельство и выражая скорость фильтрации  $u$  через расход воды  $q$  и площадь поперечного сечения образца  $S$ , получим:

$$q = (k S / L) \ln [P_r / (P_r - P_c)]. \quad (1.32)$$

В работе [5] не приведены размеры образцов, позволяющие определить величины  $S$  и  $L$  – но нам они и не нужны. Мы можем определить значение первой скобки правой части выражения (1.32) целиком по известным значениям расхода и давления.



Расчетные индикаторные диаграммы представлены в виде разноцветных линий на рис. 1.4. В тех же цветах приведены экспериментальные точки из работы [5].

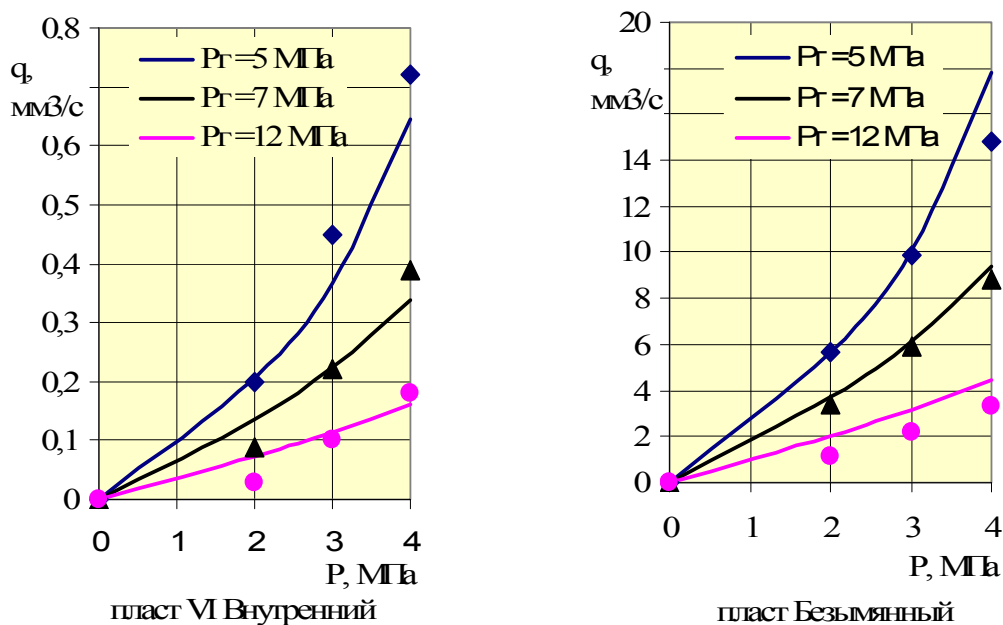


Рис. 1.4 – Теоретические зависимости расхода воды от внутреннего давления при линейном законе Дарси, построенные по данным работы [5]

Как видим, изменение прямо пропорциональной на обратно пропорциональную зависимость коэффициента фильтрации от давления нагнетания незначительно повлияло на точность построения теоретических индикаторных диаграмм для угольных образцов.

Теоретические зависимости расхода воды  $q$  от величины горного давления  $P_2$  при обратно пропорциональной зависимости коэффициента фильтрации от давления нагнетания, представленные на рис. 1.5, также удовлетворительно соответствуют эксперименту.

Таким образом, в рамках линейного закона фильтрации имеется широкий выбор вида функциональной связи между проницаемостью и давлением, который обеспечивает хорошую сходимость с результатами лабораторных экспериментов, но не имеет однозначного теоретического обоснования.

Возникает вопрос: соответствует ли вид этой функциональной связи, выбранной для линейного закона фильтрации, нелинейному закону? Иными словами, обеспечит ли, например, формула (1.25) хорошее

соответствие экспериментальных и теоретических индикаторных диаграмм для угольных образцов, построенных на основании нелинейного закона фильтрации?

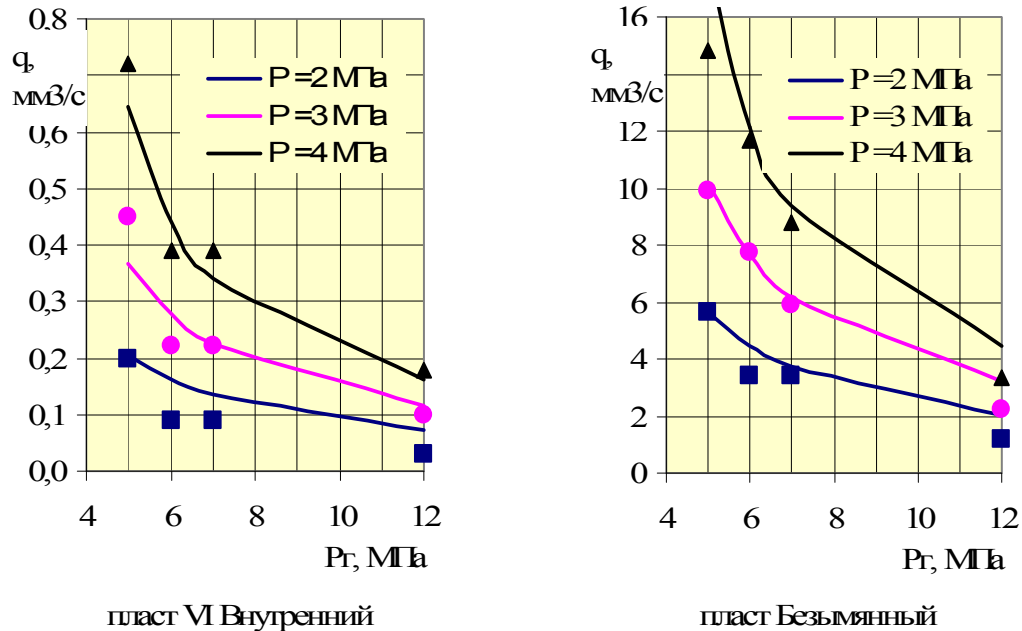


Рис. 1.5 – Теоретические зависимости расхода воды от внешнего давления при линейном законе Дарси, построенные по данным работы [5]

Для ответа на этот вопрос мы использовали нелинейный закон фильтрации Краснопольского, определяемый уравнением (1.1), в котором показатель степени  $j = 2$ .

Подставив в него коэффициент фильтрации  $K$  из уравнения (1.25) и проведя соответствующие выкладки, которые здесь не приводятся, получили теоретическую индикаторную кривую, слабо соответствующую экспериментальным данным работы [5].

В связи с этим для построения теоретической индикаторной диаграммы была использована не обратно-линейная, а обратно-степенная зависимость коэффициента фильтрации от давления жидкости  $P$  и горного давления  $P_2$ , определяемая формулой:

$$K = k_n P_r^m / (P_r - P)^n, \quad (1.33)$$

где  $k_n$  – постоянный множитель, размерность которого определяется произведением размерностей давления в степени  $(m - n)$  и коэффициента фильтрации при нелинейном законе.

С учетом обратно-степенной зависимости (1.33), закон Красно-

польского, определяемый уравнением (1.1), при показателе степени  $j = 2$  примет вид:

$$\begin{aligned} u^2 &= [k_H P_r^m / (P_r - P)^n] dP / d\ell, \\ u^2 / (k_H P_r^m) d\ell &= (1 - n) d [1 / (P_r - P)]^{n-1}. \end{aligned} \quad (1.34)$$

Его решение имеет вид:

$$u^2 \ell / (k_H P_r^m) = (1 - n) / (P_r - P)^{n-1} + C. \quad (1.35)$$

Граничные условия остаются теми же, что и при линейном законе фильтрации, и определяются формулами (1.28) и (1.29).

Постоянная интегрирования  $C$  определяется подстановкой в уравнение (1.35) первого граничного условия (1.28):

$$C = (n - 1) / (P_r - P_c)^{n-1}. \quad (1.36)$$

Подставив найденное значение  $C$  и второе граничное условие (1.29) в уравнение (1.35), получим:

$$\begin{aligned} u^2 L / (k_H P_r^m) &= - (n - 1) / (P_r - P_k)^{n-1} + (n - 1) / (P_r - P_c)^{n-1}; \\ u^2 L / (k_H P_r^m) &= (n - 1) [1 / (P_r - P_c)^{n-1} - 1 / (P_r - P_k)^{n-1}]. \end{aligned} \quad (1.37)$$

Полученная формула устанавливает зависимость скорости фильтрации  $u$  от давления воды  $P_c$  и  $P_k$  на торцах образца.

Пренебрегая значением давления  $P_k$  в выходном сечении образца, по сравнению с давлением  $P_c$  во входном сечении и горным давлением  $P_g$ , и выражая скорость фильтрации  $u$  через расход воды  $q$  и площадь поперечного сечения образца  $S$ , получим теоретическое уравнение индикаторной диаграммы угольного образца при нелинейном законе фильтрации Краснопольского в виде:

$$q = [k_H S^2 (n - 1) / L]^{0,5} P_r^{0,5m} [1 / (P_r - P)^{n-1} - 1 / P_r^{n-1}]^{0,5}. \quad (1.38)$$

Неизвестное значение первой скобки правой части (1.38) целиком определялось по экспериментальным значениям  $q$ ,  $P$  и  $P_c$  работы [5].

Показатели степени  $m$  и  $n$  определялись подбором и составили  $m = 2,5$ ,  $n = 4$ .

Окончательно выражение для индикаторной диаграммы приняло вид:

$$q = [k_H S^2 (n - 1) / L]^{0,5} P_r^{1,25} [1 / (P_r - P)^3 - 1 / P_r^3]^{0,5}. \quad (1.39)$$

На рис. 1.6 представлены теоретические индикаторные диаграммы при нелинейном законе Краснопольского. А на рис. 1.7 отображены теоретические зависимости расхода воды от внешнего давления при нелинейном законе Краснопольского.

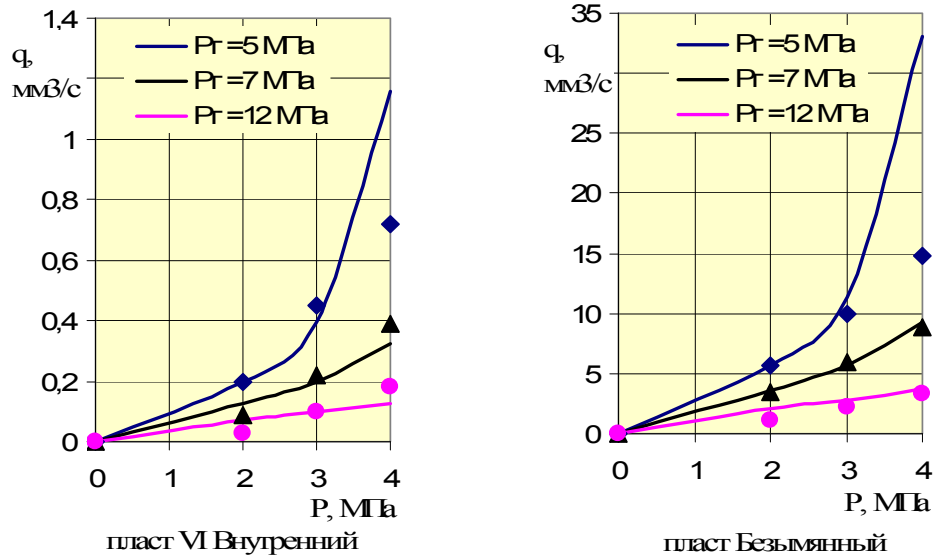


Рис. 1.6 – Теоретические индикаторные диаграммы при нелинейном законе Краснопольского, построенные по данным работы [5]

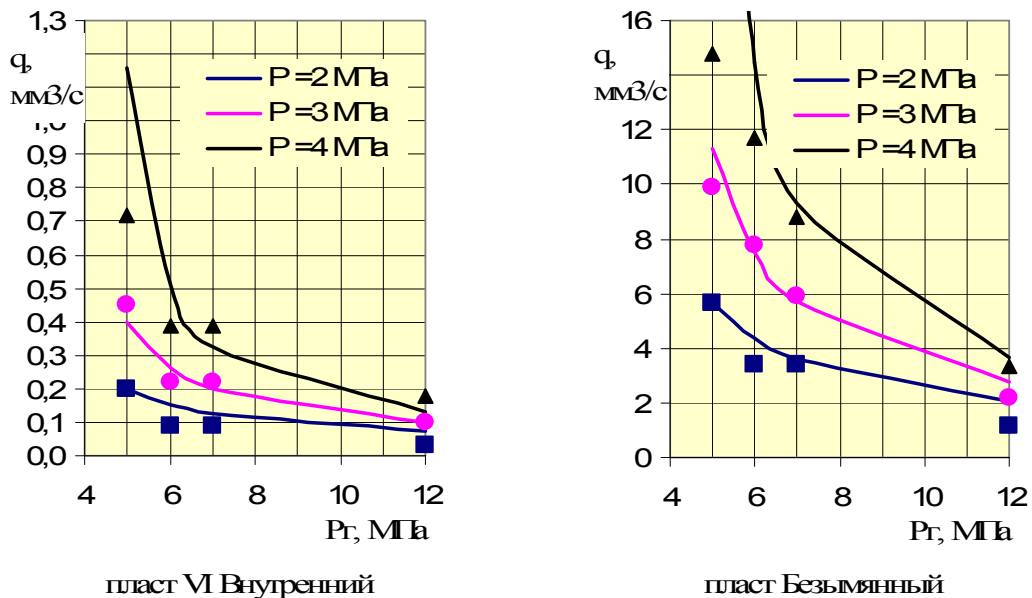


Рис. 1.7 – Теоретические зависимости расхода воды от внешнего давления при нелинейном законе Краснопольского, построенные по данным работы [5]

Теоретические зависимости, изображенные на рисунках цветными линиями, неплохо согласуются с экспериментальными точками, взятыми из работы [5]. Наибольшее расхождение наблюдается при давлении

нагнетания  $P = 4$  МПа, близком к горному давлению  $P_2 = 5$  МПа. Однако, проблема не в этом.

Проблема заключается в том, что использование разных законов (Дарси и Краснопольского) движения жидкости в пласте для обработки одних и тех же экспериментальных результатов приводит к существенному изменению вида математической зависимости, связывающей проницаемость с давлением – от формулы (1.25) к формуле (1.33).

И применяемая стандартная методика лабораторных исследований фильтрационных характеристик образцов горных пород не позволяет определить как заранее не заданный закон движения в них жидкости (газа), так и форму зависимости их проницаемости от давления.

Чтобы не пользоваться зависимостями, вытекающими из линейного закона Дарси, который не соответствует натурной бародинамике, необходимо экспериментально определить показатель степени в нелинейном законе фильтрации для углей и горных пород. Но как показано выше, показатель степени в нелинейном законе не может быть определен стандартными экспериментами.

Для решения этой проблемы необходимо изменить методику экспериментальных исследований фильтрационных характеристик образцов горных пород.

#### 1.4 Методика исследований фильтрационных характеристик образцов угля и горных пород

Суть традиционной методики лабораторного исследования фильтрационных характеристик образцов горных пород заключается в получении лабораторных индикаторных диаграмм – экспериментальных зависимостей, связывающих расход жидкости со значениями входного, выходного и обжимающего давлений при одномерном фильтрационном потоке.

Поскольку в конце подраздела 1.2 установлено, что стандартных лабораторных индикаторных диаграмм одномерного потока недостаточно для определения показателя степени в законе фильтрации (1.1), необходимо изыскать методику получения дополнительных экспериментальных данных при фильтрации жидкости через угольные образцы. Анализ такой возможности начнем с одномерного потока жидкости через образец.

Закон одномерной фильтрации (1.1), записанный с помощью потенциальной функции давления  $\varphi$ , определяемой по формуле (1.16), имеет вид:

$$u^j = - d\varphi / d\ell. \quad (1.40)$$

Его решение:

$$u^j \ell = - \varphi + C. \quad (1.41)$$

Воспользуемся граничными условиями (1.28) и (1.29), в которых вместо давлений  $P_c$  и  $P_k$  фигурируют потенциалы  $\varphi(P_c)$  и  $\varphi(P_k)$ .

Постоянная интегрирования  $C$  определяется подстановкой в уравнение (1.41) первого граничного условия (1.28):

$$C = \varphi(P_c).$$

Подставляя найденное значение  $C$  и второе граничное условие (1.29) в уравнение (1.41), получим:

$$u^j L = \varphi(P_c) - \varphi(P_k). \quad (1.42)$$

Выразив скорость фильтрации  $u$  через расход воды  $q$  и площадь поперечного сечения образца  $S$ , получим:

$$q^j = S^j [\varphi(P_c) - \varphi(P_k)] / L. \quad (1.43)$$

Изменение давления на входе и выходе жидкости из образца, предусмотренное стандартной методикой лабораторных исследований, приводит к изменению выражения в квадратных скобках правой части (1.43) и соответственно расхода жидкости  $q$  через образец.

Поскольку полученной индикаторной диаграммы недостаточно для определения двух неизвестных величин –  $j$  и  $\varphi(P)$ , остается провести измерения расхода  $q$  при постоянных давлениях  $P_c$  и  $P_k$ , то есть при постоянном значении выражения в квадратных скобках (1.43), но при переменных длине  $L$  или сечении  $S$  образца.

Зависимость расхода  $q$  от размеров контура (длины и/или сечения) образца будем называть контурной диаграммой.

Проанализируем возможность определения показателя степени  $j$  при изменении поперечного сечения образца.

Допустим, мы измерили значение расхода  $q_1$  при сечении образца  $S_1$  и значение расхода  $q_2$  при сечении образца  $S_2$ . Подставив эти значения в уравнение (1.43), получим:

$$q_1^j = S_1^j [\varphi(P_c) - \varphi(P_k)] / L;$$

$$q_2^j = S_2^j [\varphi(P_c) - \varphi(P_k)] / L.$$

Почленно разделив первое уравнение на второе и выполнив сокращения и группировки, получим:

$$(q_1 / q_2)^j = (S_1 / S_2)^j. \quad (1.44)$$

Понятно, что из уравнения (1.44) определить показатель степени  $j$  невозможно. Следовательно, менять сечение образца – бесполезно.

Остается строить контурную диаграмму, связывающую изменение расхода жидкости через образец с изменением его длины.

Измеряя значение расхода  $q_1$  при длине образца  $L_1$  и значение расхода  $q_2$  при длине образца  $L_2$  и подставляя их в уравнение (1.43), получим:

$$q_1^j = S^j [\varphi(P_c) - \varphi(P_k)] / L_1;$$

$$q_2^j = S^j [\varphi(P_c) - \varphi(P_k)] / L_2.$$

Производя почленное деление первого уравнения на второе и выполняя сокращения, получим:

$$(q_1 / q_2)^j = L_2 / L_1. \quad (1.44)$$

Прологарифмировав обе части (1.44), получим искомую величину показателя степени в нелинейном законе фильтрации:

$$j = \ln (L_2 / L_1) / \ln (q_1 / q_2). \quad (1.45)$$

Теперь по найденному показателю степени  $j$  и экспериментальной индикаторной диаграмме можно определить конкретный вид потенциальной функции  $\varphi(P)$ .

Для этого необходимо получить индикаторную диаграмму при атмосферном давлении в выходном сечении образца ( $P_k = 0,1$  МПа), и пренебрегая величиной  $\varphi(P_k)$ , выразить  $\varphi(P_c)$  через расход жидкости  $q$  по уравнению (1.43):

$$\varphi(P_c) = L q^j / S^j. \quad (1.46)$$

Вид функции  $\varphi(P_c)$  определяется стандартными методами регрессионного анализа значений  $\varphi(P_{c1})$ ,  $\varphi(P_{c2})$ ,  $\varphi(P_{c3}) \dots$  и соответствующих им значений давления  $P_{c1}$ ,  $P_{c2}$ ,  $P_{c3} \dots$

Вид функции проницаемости от давления  $K(P)$  определяется путем дифференцирования функции  $\varphi(P)$ .

Последовательность проведения измерений и расчетов характеристик образцов в условиях одномерной фильтрации:

1. Определяется индикаторная диаграмма образца  $q(P_c)$  при атмосферном значении давления в выходном сечении.
2. Образец распиливается на несколько частей (минимум 2) желатель-но разной длины.
3. Определяются индикаторные диаграммы для каждой части образца при тех же значениях давления, как и для целого образца.
4. Строятся контурные диаграммы  $q(L)$ ,  $q(L_1)$ ,  $q(L_2)\dots$
5. По данным контурных диаграмм рассчитывается показатель степени  $j$  в нелинейном законе фильтрации по формуле (1.45) или для повышения точности определяется статистическим анализом регрессионных рядов  $q(L)$ ,  $q(L_1)$ ,  $q(L_2)\dots$  и  $L$ ,  $L_1$ ,  $L_2\dots$
6. По данным индикаторных диаграмм и формуле (1.46) рассчиты-ваются значения потенциалов  $\varphi(P_{c1})$ ,  $\varphi(P_{c2})$ ,  $\varphi(P_{c3})\dots$  для соответствующих им значений давления  $P_{c1}$ ,  $P_{c2}$ ,  $P_{c3}\dots$
7. Регрессионным анализом значений  $\varphi(P_{c1})$ ,  $\varphi(P_{c2})$ ,  $\varphi(P_{c3})\dots$  и соот-ветствующих им значений давления  $P_{c1}$ ,  $P_{c2}$ ,  $P_{c3}\dots$  определяется вид функции  $\varphi(P)$ .
8. Дифференцированием функции  $\varphi(P)$  определяется вид функцио-нальной зависимости проницаемости от давления  $K(P)$ .

Таким образом, дополнение обычной методики лабораторных испы-таний образцов при одномерной фильтрации построением контурных диаграмм позволяет решить проблему определения их комплексных фильтрационных характеристик, включающих значение показателя степени в нелинейном одночленном законе фильтрации.

Однако, сама идея использования одномерного фильтрационного потока исключает возможность натурального определения фильтрационных свойств массива угля или горных пород в шахтных условиях, где потоки жидкости носят двухмерный или трехмерный характер. Кроме того, необ-ходимость испытания образцов разной длины усложняет конструкцию испытательной камеры одномерного потока.

Желательно разработать методику экспериментального определения комплексных фильтрационных характеристик как образца в лабораторных условиях, так и массива в натуральных условиях.



Для этого предлагается испытывать образец с центральным отверстием. Ввод воды под давлением можно производить по внешнему периметру образца, а ее отвод – через центральное отверстие; или наоборот, подавать воду под давлением можно в центральное отверстие, а отводить ее через внешний периметр образца. Такая схема испытаний создает в образце двухмерный поток и позволяет обрабатывать результаты по соответствующим формулам: (1.19) – для нелинейного, и (1.17) – для линейного законов фильтрации.

Для нелинейной двухмерной (плоскорадиальной) фильтрации связь между потенциалами  $\varphi_c$ ,  $\varphi_k$ , расходом жидкости  $Q$  и высотой образца  $h$  выражается формулой (1.19).

Обозначив в этой формуле радиус центрального отверстия как  $r$ , а расстояние от его оси до боковой поверхности образца –  $R$ , и записав (1.19) для двух разных значений высоты образца  $h$ , получим два выражения:

$$\begin{aligned}(\varphi_c - \varphi_k) &= Q_1^j (1 / r^{j-1} - 1 / R^{j-1}) / (2\pi h_1)^j, \\(\varphi_c - \varphi_k) &= Q_2^j (1 / r^{j-1} - 1 / R^{j-1}) / (2\pi h_2)^j.\end{aligned}$$

Почленно разделив первое уравнение на второе и выполнив сокращения и группировки, получим:

$$(Q_1 / Q_2)^j = (h_1 / h_2)^j. \quad (1.47)$$

Понятно, что из уравнения (1.47) определить показатель степени  $j$  невозможно. Значит необходимо строить контурную диаграмму, связывающую изменение расхода жидкости с изменением радиуса центрального отверстия.

Измеряя значение расхода  $Q_1$  при диаметре отверстия  $r_1$  и значение расхода  $Q_2$  при диаметре отверстия  $r_2$  и подставляя их в уравнение (1.19), получим:

$$\begin{aligned}(\varphi_c - \varphi_k) &= Q_1^j (1 / r_1^{j-1} - 1 / R^{j-1}) / (2\pi h)^j, \\(\varphi_c - \varphi_k) &= Q_2^j (1 / r_2^{j-1} - 1 / R^{j-1}) / (2\pi h)^j.\end{aligned}$$

Производя почленное деление второго уравнения на первое и выполняя сокращения, получим:

$$Q_2^j / Q_1^j = (1 / r_1^{j-1} - 1 / R^{j-1}) / (1 / r_2^{j-1} - 1 / R^{j-1}) \quad (j \neq 1). \quad (1.48)$$

Решая это уравнение численным методом, определяем показатель степени  $j$  в нелинейном законе фильтрации с высокой точностью.

Подчеркнем, что формула (1.48) применима только для нелинейного закона фильтрации при показателе степени  $j \neq 1$ . Для линейного закона ( $j = 1$ ) решение общего уравнения фильтрации (1.19) будет выражаться не дробной, а логарифмической функцией аргумента  $r$ , и описывается формулами (1.17):

$$2\pi h (\varphi_c - \varphi_k) = Q_1 \ln (R / r_1),$$

$$2\pi h (\varphi_c - \varphi_k) = Q_2 \ln (R / r_2).$$

Производя почленное деление второго уравнения на первое и выполняя сокращения, получим для линейного закона фильтрации:

$$Q_2 / Q_1 = \ln (R / r_1) / \ln (R / r_2) (j = 1). \quad (1.49)$$

Формулы (1.48) и (1.49) не содержат параметров, для определения которых нужны дополнительные измерения. Достаточно подставить в них измеренные в процессе эксперимента значения расходов жидкости  $Q_1, Q_2, \dots, Q_5$  при радиусах центрального отверстия  $r_1, r_2, \dots, r_5$  (измерения должны проводиться при одинаковом давлении нагнетания), чтобы определить, подчиняется ли фильтрация жидкости линейному закону, а если нет, то найти показатель степени в нелинейном законе фильтрации.

В наших экспериментах использовались образцы стандартного размера 40 x 40 x 40 мм ( $R = 20$  мм) с диаметрами центрального отверстия  $r_1 = 4$  мм,  $r_2 = 6$  мм,  $r_3 = 8$  мм,  $r_4 = 10$  мм,  $r_5 = 12$  мм.

При таких значениях геометрических параметров **зависимости относительного расхода ( $Q_2 / Q_1$ ) от радиуса центрального отверстия** (формула (1.48) для нелинейного ( $j = 2$ ) закона фильтрации Краснопольского и формула (1.49) для линейного ( $j = 1$ ) закона фильтрации Дарси)) имеют **практически прямолинейный характер**, несмотря на то, что радиус отверстия входит в состав логарифмов и дробных функций.

На рис. 1.8 представлены зависимости относительного расхода от радиуса отверстия при линейном (линия 1) и нелинейном (линия 2) законах фильтрации.

Эти зависимости получены расчетным путем для классической модели двухмерной фильтрации при постоянном давлении нагнетания.

Относительный расход – это отношение расхода  $Q_r$  через центральное отверстие радиусом  $r$  к расходу  $Q_1$  через центральное отверстие радиусом 4 мм.

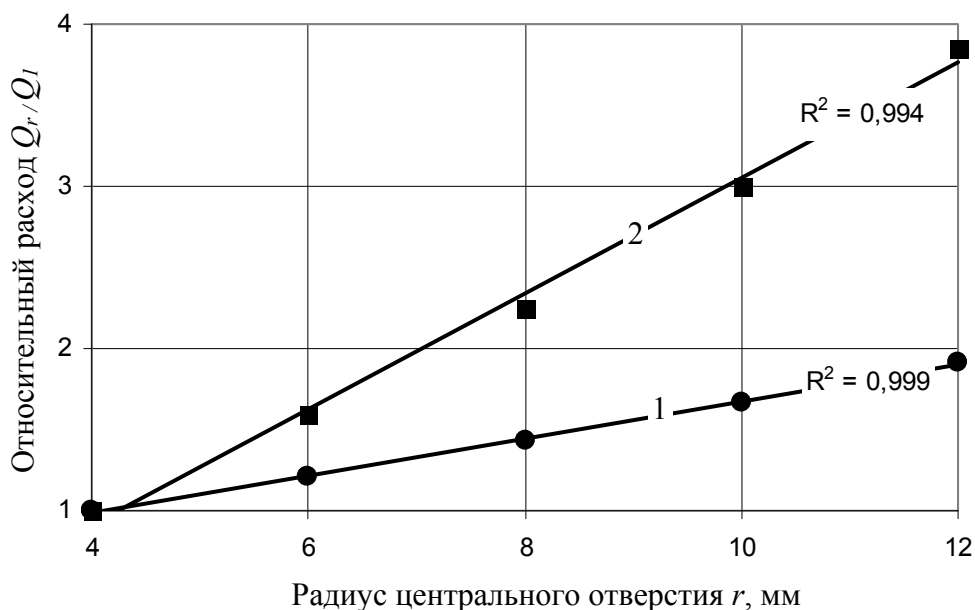


Рис. 1.8 – Зависимость относительного расхода воды через образец от радиуса центрального отверстия при одном и том же давлении

Как видно, **основным отличием** линейного закона фильтрации от нелинейного закона является **угол наклона** прямой относительных расходов к оси радиусов центрального отверстия. Прямая линия относительных расходов для нелинейного закона фильтрации имеет заметно более крутой угол наклона к горизонтальной оси, нежели для линейного закона. Тангенсы соответствующих углов наклона отличаются почти в два раза.

Таким образом, угол наклона линии относительных расходов определяет закон фильтрации без громоздкой обработки результатов экспериментальных измерений.

Проведенный анализ возможностей определения закона фильтрации воды через угольные образцы разными методами убедил нас в перспективности лабораторных исследований двумерной фильтрации в образцах с центральным отверстием, по сравнению со стандартной методикой одномерной фильтрации.

Последовательность проведения лабораторных измерений и расчетов характеристик образцов в условиях двумерной фильтрации такая же, как и при одномерной фильтрации (за исключением пункта 2, в котором вместо распиливания образца производится его рассверливание, и пункта 5, в котором расчет показателя степени  $j$  производится не по формуле (1.45), а по формулам (1.48) и (1.49)).

Основная идея метода – определение закона фильтрации по контурной диаграмме (рис. 1.8), выражающей зависимость расхода воды через образец при одинаковом давлении нагнетания, но разных диаметрах центрального отверстия.

А зависимость проницаемости от давления определяется по дебиту воды при одном и том же радиусе центрального отверстия, но разных значениях давления.

Еще раз подчеркнем, что главный признак соответствия экспериментов классической модели фильтрации – линейность экспериментальной контурной диаграммы; а главный признак линейности закона фильтрации – угол ее наклона к горизонтальной оси.

### 1.5 Стенды для исследований фильтрационных характеристик образцов угля

Для организации двумерного потока воды была использована идея центрального отверстия в образце [6]. Сам образец имеет прямоугольную форму – наиболее удобную для его изготовления.

Стенд № 1 для испытания образца [7] имеет форму цилиндра со штоком (рис. 1.9), который размещается между плитами гидравлического пресса.

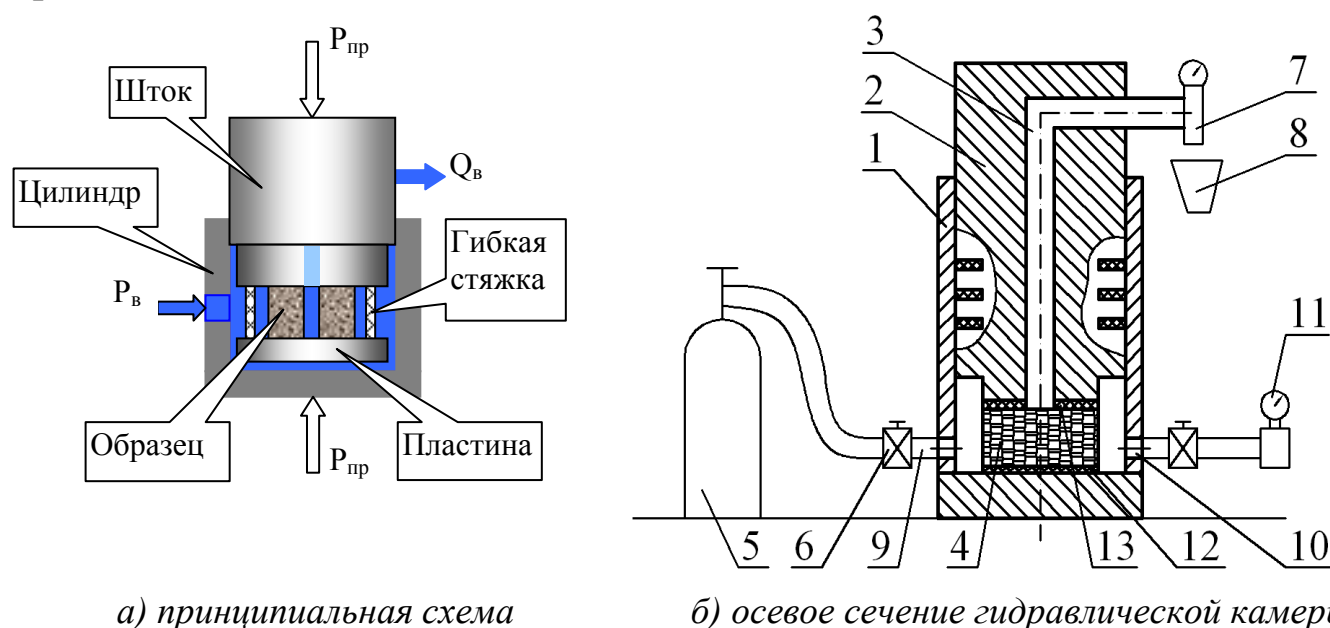


Рис. 1.9 – Стенд № 1 для определения двухмерных фильтрационных характеристик угольных образцов

Стенд состоит из металлического цилиндрического стакана *1*; поршня *2* с центральным отверстием *3*, вертикально размещенного в стакане *1*; угольного образца *4*, размещенного на дне стакана *1* под поршнем *2*; емкости *5* (баллона) с газом (углекислый газ  $\text{CO}_2$  или азот  $\text{N}_2$ ) для создания давления в испытательной камере; регулирующей аппаратуры *6* (кран); измерительных приборов (ротаметра *7* для газа или мерной емкости *8* для жидкости).

Стакан *1* вблизи своего дна имеет вводной штуцер *9* для подачи газа или жидкости в полость стакана *1* и выводной штуцер *10* для измерения давления газа или жидкости манометром *11*.

Угольный образец *4* имеет круглое вертикальное центральное отверстие, совпадающее по оси своей с отверстием *3* в поршне *2*.

Между дном стакана *1* и угольным образцом *4*, а также между образцом и поршнем *2*) размещены резиновые уплотнения *12* и *13*. Верхнее уплотнение *13* имеет круглое вертикальное центральное отверстие, совпадающее по оси своей с отверстием *3* в поршне *2*. Отверстие *3* последнего в своей верхней части имеет горизонтальный выход в атмосферу для сбора отфильтрованной через угольный образец *4* жидкости или газа.

Для измерения проницаемости образец *4* помещается в стакан *1* и прижимается сверху поршнем *2*. Стакан вертикально устанавливают на нижнюю плиту прессы, а верхнюю плиту прессы прижимают к поршню и создают заданное давление в угольном образце, имитирующее горное давление в массиве.

После этого открывают кран на редукторе емкости *5* с газом и подводящим краном *6* устанавливают давление газа в стакане *1* равное, например, 1,0 МПа. Газ или жидкость через боковую поверхность угольного образца *4* фильтруется в центральное вертикальное его отверстие и через отверстие в резиновом уплотнении *13*, полости *3* в поршне *2* поступает в измерительный прибор (мерную емкость *8* или ротаметр *7*).

Для измерения водопроницаемости образец *4* помещается в стакан *1* и заливается водой. Уровень воды должен быть обязательно выше верхней поверхности образца, но при этом позволять свободное прижатие образца *4* поршнем *2*. При измерении газопроницаемости вода в стакан *1* не заливается, а измеряется расход газа из баллона.

По показаниям мерной емкости *8* или ротаметра *7* определяется расход жидкости (газа) через образец для каждого из значений газового давления в камере и давления на поршень прессы.

Первые исследования двухмерной фильтрации образцов проводились на данном стенде и позволили получить ряд интересных результатов по двухмерной фильтрации в режиме дебита к центральному отверстию – когда флюид двигался от периферии к центру образца. Причем исследования проводились при весьма высоких значениях давления (до 5 МПа) на контуре питания – периферии образца.

Результаты экспериментов показали, что при таких давлениях скорости фильтрации у центрального отверстия превышают скорости фильтрации на контуре скважины в натуральных условиях (при гидрорыхлении угольных пластов). То есть массивные и прочные детали – стакан 1 и поршень 2 – являются избыточными с точки зрения удобства проведения экспериментов – следовательно, целесообразно их облегчить.

Кроме того, необходимость размещения фильтрационной камеры между плитами пресса во время даже таких измерений, при которых внешнее механическое воздействие на образец не создавалось, значительно усложняло процедуру многократного рассверливания центрального отверстия.

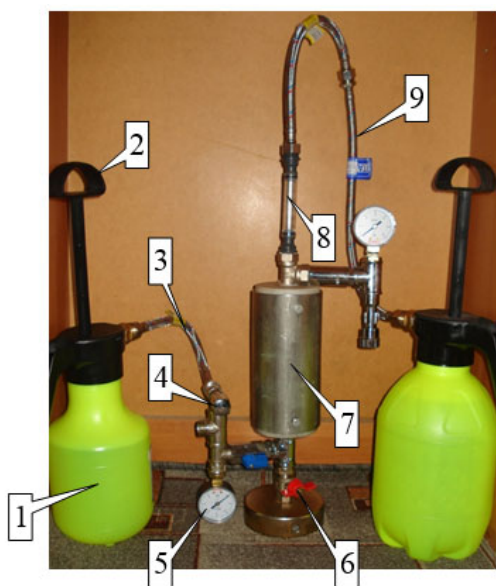
И, наконец, использование в качестве конструкционного материала стенда обычной, а не нержавеющей стали, побудило нас изготовить новый стенд № 2, который лишен перечисленных недостатков.

Принципиальных изменений конструкция стенда № 2 не претерпела. Поток флюида через образец остался двухмерным. Однако вместо поршня, передающего нагрузку от пресса на образец, поставлена крышка. А стакан, днище, крышка и фиксаторы образца выполнены из нержавеющей сталей.

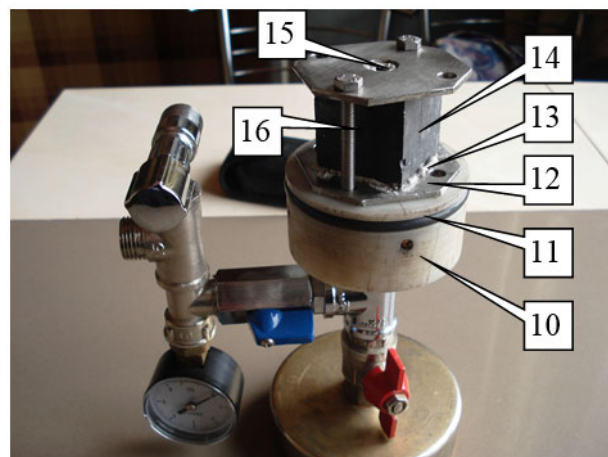
Стенд № 2 рассчитан на рабочее давление всего 0,6 МПа и поэтому значительно компактнее стенда № 1. Кроме того, и канал подачи воды в стенд, и канал ее отвода, снабжены емкостями для жидкости, оборудованными встроенными ручными пневматическими насосами для создания в них давления.

Таким образом, на стенде № 2 можно измерять фильтрационные характеристики образца при противодавлении. Фиксация образца на днище стенда при помощи резьбовых соединений позволила измерять фильтрационные характеристики образца в режиме расхода (течения жидкости из центрального отверстия к периферии образца), а не только в режиме дебита (течения жидкости от периферии образца к центральному отверстию).

Общий вид стенда № 2 представлен на рис. 1.10.



*а) схема стенда в сборе*



*б) крепление образца к днищу при сверлении отверстия*



*в) вид на образец после герметизации отверстия*

Рис. 1.10 – Стенд № 2 для определения двухмерных фильтрационных характеристик угольных образцов:

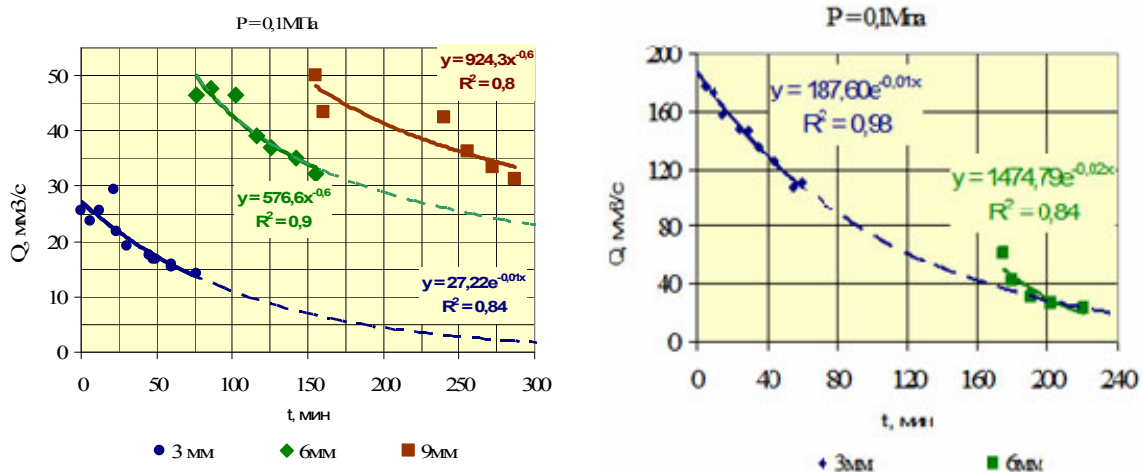
1 – емкость с флюидом; 2 – рукоятка ручного пневматического насоса; 3 – магистраль подачи флюида к центральному отверстию в образце; 4 – дренажный вентиль; 5 – манометр; 6 – дренажный кран; 7 – цилиндр; 8 – измерительная емкость для определения расхода жидкости; 9 – магистраль отвода флюида от периферии образца; 10 – днище; 11 – уплотнительное кольцо; 12 – пластина; 13 – клей; 14 – образец; 15 – отверстие в образце; 16 – винт; 17 – накладка на резиновый уплотнитель центрального отверстия в верхней пластине

## 1.6 Результаты лабораторных исследований фильтрационных характеристик образцов угля (8)

### 1.6.1 Зависимость дебита от времени

Зависимость дебита от времени при разных диаметрах отверстия определялась следующим образом. До начала эксперимента в образце высверливалось отверстие минимального диаметра 3 мм для станда № 1 и 4 мм для станда № 2. Образец помещался в цилиндр станда, который заполнялся водой под давлением 0,1 МПа. Давление прессы отсутствовало. После окончания процесса выхода воздуха из образца и дренажных отверстий начинались регулярные измерения дебита центрального отверстия для станда № 1 и расхода в центральное отверстие для станда № 2. Через определенное время образец извлекался из цилиндра. Отверстие рассверливалось до диаметра 6 мм. Образец помещался в цилиндр, который заполнялся водой под тем же давлением 0,1 МПа. Из системы выпускался воздух; и проводилась новая серия измерений. Давление воды в цилиндре во время всех измерений поддерживалось постоянным (0,1 Мпа).

Результаты измерений на станде № 1 представлены на рис. 1.11.



а) образец ш. Молодогвардейская

б) образец ш. Перевальская

Рис. 1.11 – Изменение во времени дебита воды через образцы 4 x 4 x 4 см под постоянным давлением 0,1 МПа при различных диаметрах отверстия (3,6 мм и 9 мм)

Главная особенность двухмерной фильтрации воды через образцы – значительное уменьшение дебита во времени при неизменном давлении. Дебит снижается примерно в 1,5 раза в течение первого часа наблюдений –



от 180 до 110 мм<sup>3</sup>/с (рис. 1.11, б). Такая же тенденция наблюдается и на рис. 1.11 (а); отличие состоит только в численных величинах дебита.

При этом увеличение диаметра отверстия ожидаемо приводит к увеличению дебита для образца угля из ш. Молодогвардейская (рис. 1.11, а). Но это увеличение происходит непропорционально диаметру отверстия. Так, увеличение диаметра отверстия в 2 раза (с 3 мм до 6 мм) обуславливает увеличение начального дебита в 1,6 раза (с 30 мм<sup>3</sup>/с до 48 мм<sup>3</sup>/с); а дальнейшее увеличение диаметра отверстия в 1,5 раза (с 6 мм до 9 мм) практически не меняет не только начальный, но и текущий дебит. Разница между соответствующими кривыми на рис. 1.11 (а) обусловлена только снижением дебита с течением времени.

А для образца угля ш. Перевальская начальный дебит рассверленного до 6 мм отверстия оказался не только меньше начального дебита (180 мм<sup>3</sup>/с) исходного отверстия (3 мм), но и меньше дебита (110 мм<sup>3</sup>/с) через 1 час после начала гидрообработки (62 мм<sup>3</sup>/с).

Причина неадекватной реакции образца на рассверливание отверстия все та же – падение дебита с течением времени. Ведь рассверливание отверстия (рис. 1.11, б) произошло через 3 часа после начала гидрообработки, а за это время проницаемость образца упала больше, чем в 4 раза (от 180 мм<sup>3</sup>/с до 40 мм<sup>3</sup>/с). Об этом можно судить по экстраполяции линии тренда измеренных дебитов при давлении 0,1 МПа. Экспериментальной точки нет – дебит перед рассверливанием отверстия определялся при давлении 0,2 МПа, а не 0,1 МПа.

Экстраполяции линии трендов показаны на рис. 1.11 пунктирными линиями, а сами тренды – сплошными. Устойчивое снижение дебита со временем – характерная тенденция, наблюдавшаяся во всех проведенных исследованиях, в том числе и тех, результаты которых приводятся дальше по тексту.

Это явление, получившее обобщенное название «скин-эффект», давно известно в подземной гидравлике, гидравлике пористых фильтров и гидрогеологии [9]. Позволим себе процитировать страницы 75, 76 книги В. Н. Щелкачева и Б. Б. Лапука [10], изданной в 1949 году:

«...Оказалось, что скорость течения дистиллированной воды, сырой нефти и керосина через песчаники с течением времени уменьшается. В опытах часто наблюдалось падение проницаемости более чем на 50 % за 1 час.

Существуют различные объяснения причин, вызывающих изменение проницаемости во времени и влияющих на нее свойств жидкости. К числу этих причин можно отнести следующие.

При фильтрации жидкостей в рыхлых коллекторах и наличии весьма малых фракций песка возможны: перегруппировка слагающих коллектор зерен породы, явление выноса мелких фракций породы (суффозия) и забивание поровых каналов мелкими частицами, изменяющие проницаемость среды.

Частицы, находящиеся в нефти во взвешенном состоянии, при выпадении вызывают закупоривание пор...

При фильтрации воды в коллекторах, содержащих глинистые цементирующие вещества, последние разбухают (причем степень разбухания зависит от солености воды), что вызывает уменьшение поперечного сечения поровых каналов. При воздействии воды на кремнезем возможно образование в поровых каналах коллоидального кремнезема, что также ведет к их закупориванию...

Ясно одно, если в результате физико-химического взаимодействия фильтрующихся жидкостей и пористой среды или вследствие механических причин изменяется поперечное сечение поровых каналов, то это не может не привести к изменению коэффициента проницаемости. Так как указанные физико-химические и механические явления зависят от времени, то и коэффициент проницаемости при наличии их меняется со временем.

Из изложенного вытекает, что лабораторное определение коэффициента проницаемости следует проводить при помощи газа, соприкосновение которого с пористой средой не вызывает указанных выше физико-химических явлений».

Остается только сожалеть, что эти знания и проблемы их согласованности с мейнстримной моделью Дарси-Дюпюи и по сей день остаются полумаргинальной сферой в потоке научной и учебной литературы по нефтяной гидравлике.

А в работах по гидравлике угольных пластов скин-фактор практически не упоминается; и его роль в процессах их гидрообработки практически не исследуется. Авторам известен один источник – сайт ЗАО «Углеметан Сервис» (г. Кемерово, РФ), предлагающий натурные исследования проницаемости с учетом скин-фактора во время инъекционного теста скважины.

Одной из составляющих скин-эффекта является кольтматация – явление прилипания примесей флюида к частицам коллектора. Ее можно наблюдать в бытовых самотечных фильтрах воды, поступление которой через несколько недель практически прекращается.

Однако, спад дебита через угольные образцы происходит настолько быстро, что его нельзя объяснить только кольтматацией водопроводной воды, используемой в экспериментах.

Мы отбирали пробы непрошедшей через образец воды из цилиндра стенда № 1 и сравнивали их с прошедшей образец и дренажные каналы штока водой. После фильтрации через образец вода меняла цвет!

На рисунке 1.12 показаны пробы воды в цилиндре, отобранные при каждом извлечении штока с образцом для рассверливания отверстия, и пробы воды, профильтрованной через образец (фильтраты).

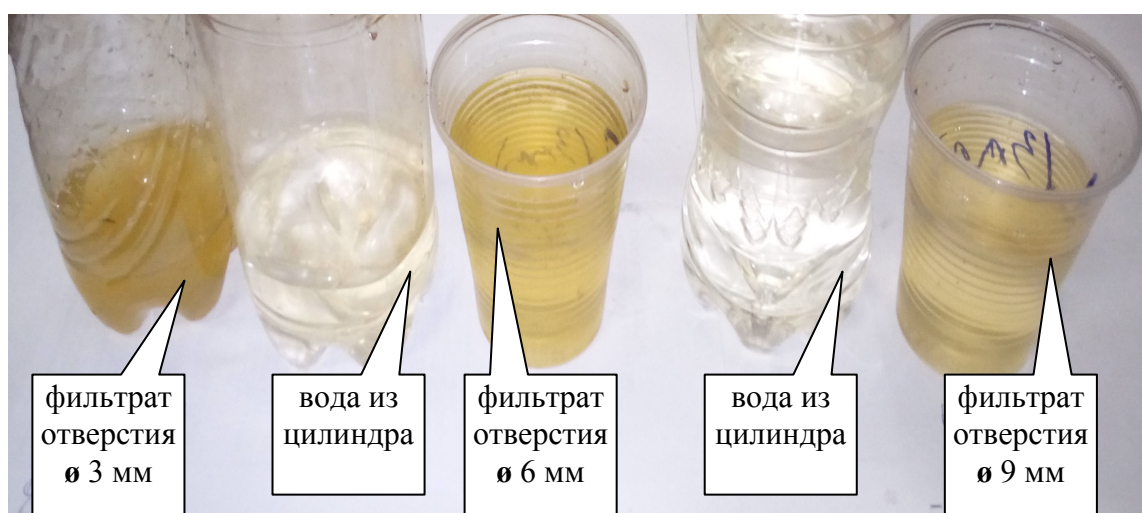


Рис. 1.12 – Изменение цвета воды после фильтрации через образец

Контраст цвета между фильтрованной и нефильтрованной водой в комментариях не нуждается. Интересно отметить, что с увеличением диаметра отверстия насыщенность фильтрата снижается. Через несколько дней отстаивания фильтраты разделились на чистую воду и скоагулированный осадок на дне стаканчиков. Это позволяет сделать вывод о вымывании водой мелких частиц образца – суффозии.

Крупность вынесенных водой частиц, судя по цвету фильтрата, характерному для спектра частиц угля микронных размеров и длительности их осаждения, не превышает 50 мкм.

Суффозия угольных образцов хорошо объясняет интенсивность кольматации: объем мелких твердых частиц, вымытых из угля, на порядки превышает их содержание в водопроводной воде.

Таким образом, проявление скин-эффекта в образцах угля при фильтрации воды обусловлено одновременным действием разнонаправленных процессов: суффозией – как источником твердой угольной фазы в потоке воды, и кольматацией этой твердой фазы в фильтрационных каналах образца.

Правда, не имеет пока однозначного объяснения то обстоятельство, что при фильтрации воды из центрального отверстия к периферии образца на стенде № 2 изменения цвета фильтрата не наблюдалось, хотя уменьшение расхода воды через образец проявлялось также отчетливо, как и при фильтрации от периферии к центру образца на стенде № 1.

Возможно это объясняется тем, что фильтрат из образца с заметной концентрацией суффозионных частиц на стенде № 1 сразу попадает в мерную емкость, а на стенде № 2 он сначала сильно разбавляется чистой водой, залитой в камеру прибора до начала измерений.

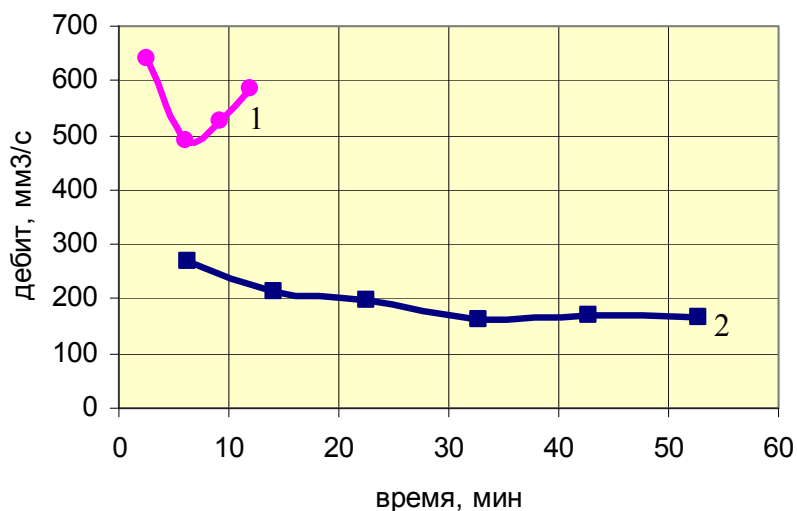
Предположительно (хоть и маловероятно), что фильтрат на стенде № 1 смывает ржавчину со стенок дренажного отверстия в поршне – тогда ее на стенках должно быть слишком много.

Возможно, суффозия наблюдается не на всех углях (на стендах № 1 и № 2 испытывались образцы из разных пластов). А может быть падение расхода через образец объясняется его набуханием.

На роль набухания указывают результаты единичного эксперимента с образцом, в котором при рассверливании отверстия самопроизвольно образовывалась трещина; и основная часть воды фильтровалась через них (рис. 1.13).

Эксперимент проводился на стенде № 2. Для того, чтобы запаса воды в емкости 1 (рис. 1.10, а) хватало для измерения дебита, возникшие трещины на поверхности образца замазывались клеем. Однако дебит в неприжатом образце с «залеченными» трещинами все равно оставался (~ в 60 раз больше, чем в прижатом образце с естественной трещиноватостью). Причем дебит неприжатого образца в течение первых 2–3 минут

снизился ~ на  $150 \text{ мм}^3/\text{с}$ , а затем восстановился почти до первоначального значения в течении последующих 5 минут (линия 1 рис. 1.13, б).



а) крепление неприжатого образца к нижнему основанию

б) зависимость дебита от времени

Рис. 1.13 – Влияние прижатия образца к нижнему основанию стенда на дебит воды к его центральному отверстию:  
1 – неприжатый образец; 2 – прижатый образец

После этого измерения прервали. Образец прижали к основанию и возобновили измерения при том же давлении.

Прижатие образца снизило дебит примерно в 2 раза (линия 2 рис. 1.13, б). А главное, в дальнейшем он закономерно монотонно снижался до тех пор, пока не закончилась вода в емкости 1 (рис. 1.10, а).

Увеличение расхода неприжатого образца проще всего объяснить суффозией, размывающей берега техногенных трещин и вымывающей оттуда мелкие частицы – кольматанты. Кстати, фильтрат в этом эксперименте слегка, но заметно пожелтел.

А систематическое снижение расхода после прижатия образца можно объяснить либо его набуханием, либо прекращением вымывания из трещин частиц – кольматантов. Какой из этих эффектов преобладает, или они равноценны – однозначно ответить пока нельзя.

### 1.6.2 Зависимость дебита от диаметра центрального отверстия

Зависимость дебита от диаметра центрального отверстия при постоянном давлении воды на контуре питания оценивалась по данным рис. 1.11 (а).

На рис. 1.14 (а) приведены зависимости дебита от диаметра отверстия в начале и в конце цикла измерения.

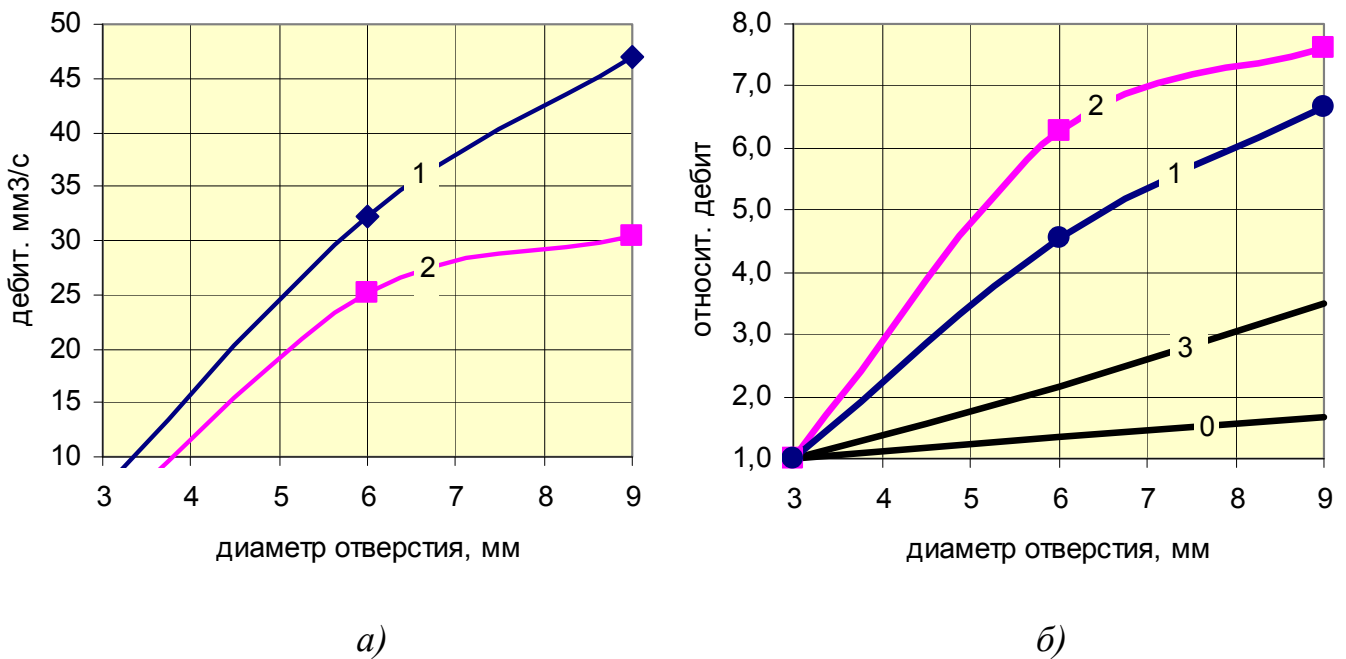


Рис. 1.14 – Зависимость абсолютного (а) и относительного (б) дебита образца ш. Молодогвардейская от диаметра отверстия:

1 – через 135 минут; 2 – через 192 минуты после начала нагнетания; 3 и 0 – классические модели нелинейной (Краснопольского) и линейной (Дарси) фильтрации

Зависимости получены по данным рис. 1.11 (а) для двух моментов времени: 135 минут после начала измерений (линия 1) – когда начались измерения расхода через отверстие диаметром 9 мм; и для момента времени 192 минуты (линия 2) – когда эти измерения завершились.

Линия 1 образована тремя точками: двумя экспериментальными (расходами через отверстия  $\varnothing$  6 мм и  $\varnothing$  9 мм), и одной расчетной (расходом через отверстие  $\varnothing$  3 мм). Расчетная точка определялась по экспоненциальной регрессионной кривой расходов для  $\varnothing$  3 мм.

Линия 2 образована одной экспериментальной точкой (конечным расходом через отверстие  $\varnothing$  9 мм) и двумя расчетными точками (расходами

через отверстия  $\varnothing 3$  мм и  $\varnothing 6$  мм). Расход через отверстие  $\varnothing 6$  мм определялся по степенной регрессионной кривой расходов для  $\varnothing 3$  мм.

Контурные диаграммы, построенные на основании этих расчетов, приведены на рис. 1.14 (б).

Первое, что бросается в глаза – существенная нелинейность контурных диаграмм реального образца (кривые 1 и 2 рис. 1.14, б), хотя по классическим моделям они должны быть линейными.

Кроме того, эти контурные диаграммы различны для разных моментов времени, прошедшего после начала измерений. А классические модели предполагают постоянство контурной диаграммы – практически прямой линии – в течение всего процесса фильтрации через образец.

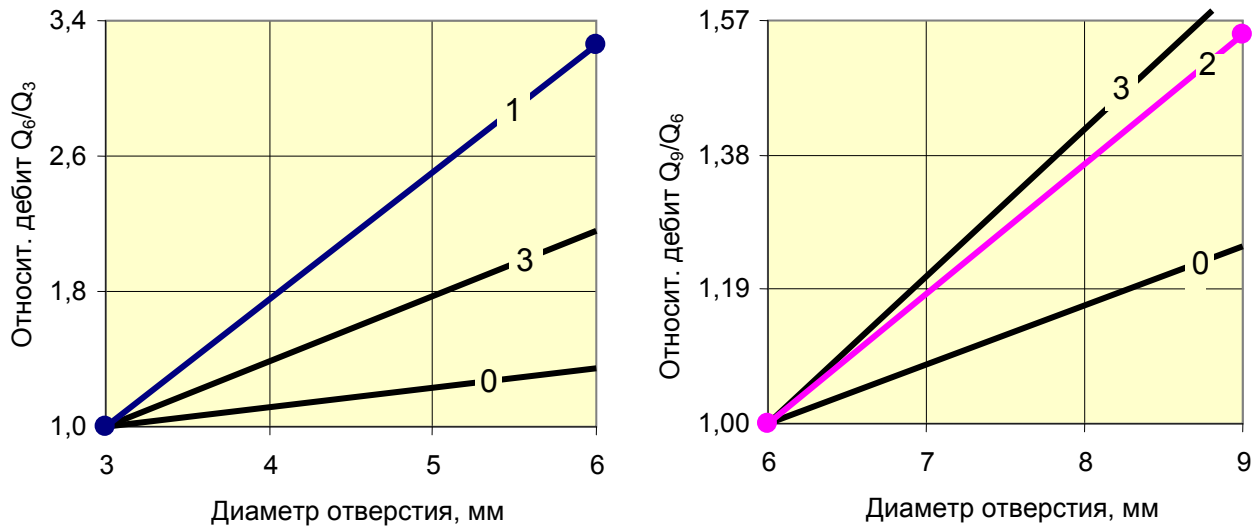
И наконец, наклон реальных контурных диаграмм к горизонтальной оси значительно круче классических моделей (по крайней мере, в диапазоне диаметров отверстий 3–6 мм).

Полученные первые результаты обработки экспериментальных данных оказались настолько неожиданными с точки зрения глубоко укоренившихся общих представлений о процессе фильтрации воды в угле (как минимум!), что было решено дополнить развернутые контурные диаграммы, построенные с использованием корреляционных зависимостей, а также построить локальные контурные диаграммы исключительно по экспериментальным значениям расхода без дополнительной расчетной обработки.

Локальная контурная диаграмма представляет собой зависимость отношения дебита после однократного рассверливания к дебиту до рассверливания отверстия. Она аналогична развернутой контурной диаграмме, но локализована последним измеренным значением дебита в отверстии меньшего диаметра и первым измеренным значением дебита в отверстии большего диаметра.

Если обозначить последнее измерение дебита в отверстии  $\varnothing 3$  мм символом  $Q_3$ , а первое измеренное значение дебита в отверстии  $\varnothing 6$  мм – символом  $Q_6$ , то относительный расход для отверстия  $\varnothing 3$  мм будет равен 1, а для отверстия  $\varnothing 6$  мм –  $Q_6 / Q_3$ .

При этом локальная контурная диаграмма будет представлять собой прямолинейный отрезок, соединяющий точку с координатами (1; 3) и точку с координатами ( $Q_6 / Q_3$ ; 6) (рис. 1.15, а).



а) для рассверливания отверстия  
 ø 3 мм до ø 6 мм

б) для рассверливания отверстия  
 ø 6 мм до ø 9 мм

Рис. 1.15 – Локальные контурные диаграммы нагнетания через внешний контур образца (ш. Молодогвардейская):

1 – через 76 минут; 2 – через 135 минут после начала нагнетания; 3 и 0 – классические модели нелинейной (Краснопольского) и линейной (Дарси) фильтрации

Для рассверливания отверстия ø 6 мм до ø 9 мм локальная контурная диаграмма будет представлять собой прямолинейный отрезок, соединяющий точку с координатами (1; 6) и точку с координатами ( $Q_9 / Q_6$ ; 9) (рис. 1.15, б).

Набор локальных контурных диаграмм не дает такой целостной картины изменения относительных расходов во всем диапазоне отверстий, как расширенная контурная диаграмма, однако позволяет устранить возможное влияние погрешностей, связанных с расчетом дебитов по регрессионным зависимостям, и получить точную картину соответствия экспериментальных дебитов классическим расчетам.

Приведенные на рис. 1.15 локальные контурные диаграммы ни в чем не противоречат развернутой контурной диаграмме рис. 1.14 (б). Локальная контурная диаграмма для рассверливания отверстия ø 3 мм до ø 6 мм (линия 1 рис. 1.15, а) показывает, что фильтрация на момент времени ~ 76 минут определялась степенным законом с показателем степени  $\gamma$ , существенно превышающим значение «2». А локальная контурная диаграмма для рассверливания отверстия ø 6 мм до ø 9 мм (линия 1 рис. 1.15, б) показывает, что фильтрация на момент времени ~ 135 минут определялась степенным



законом с показателем степени  $\gamma$ , которое чуть меньше значения «2». То есть угол наклона экспериментальной линии относительных расходов различный для разных диаметров отверстия. А расчет по классическим моделям фильтрации (1.48) и (1.49) дает одинаковый угол наклона.

Согласно этому расчету, если локальная контурная линия 1 на рис. 1.15 (а) при первом рассверливании отверстия круче расчетной контурной линии 3 для нелинейного закона, то и при втором рассверливании (рис. 1.14, б) контурная линия 2 должна быть круче линии 3. А в эксперименте крутизна линии 2 меньше, чем линии 3.

В целом, уже первая серия экспериментов показала, что постоянное снижение дебита воды к центральному отверстию в угольном образце при неизменных значениях давлений на его контуре означает, что фундаментальная фильтрационная характеристика образца – проницаемость – изменяется (падает) по мере увеличения длительности процесса фильтрации.

Это явление совершенно не учитывается ни в одной из применяемых классических моделей. Хотя другие факторы, влияющие на проницаемость (такие как фазовый состав флюида, его давление, горное давление, естественная изменчивость проницаемости по простиранию и мощности пласта, температура), в классических и особенно современных моделях учтены.

Понятно, что падение проницаемости существенно усложняет определение показателя степени в законе фильтрации по экспериментальным значениям и формулам (1.48) и (1.49), которые предполагают постоянство дебита при неизменных контурных давлениях при одном и том же диаметре центрального отверстия образца. А в экспериментах дебит (расход) постоянно падает.

Для сохранения приемлемой точности обработки экспериментальных данных по разработанной методике пришлось максимально сократить время измерения расхода при одном и том же диаметре отверстия до 5–6 минут. За это время выполнялись 4 замера расхода при одном и том же давлении. Замеры проводились подряд друг за другом. Давление нагнетания было одинаковым во всех замерах для всех диаметров отверстий.

Таким путем на стенде № 2 были получены зависимости расхода воды из отверстия при давлении 0,05 МПа (рис. 1.16, а) и расширенная контурная диаграмма (рис. 1.16, б) образца угля 4 x 4 x 4 см.

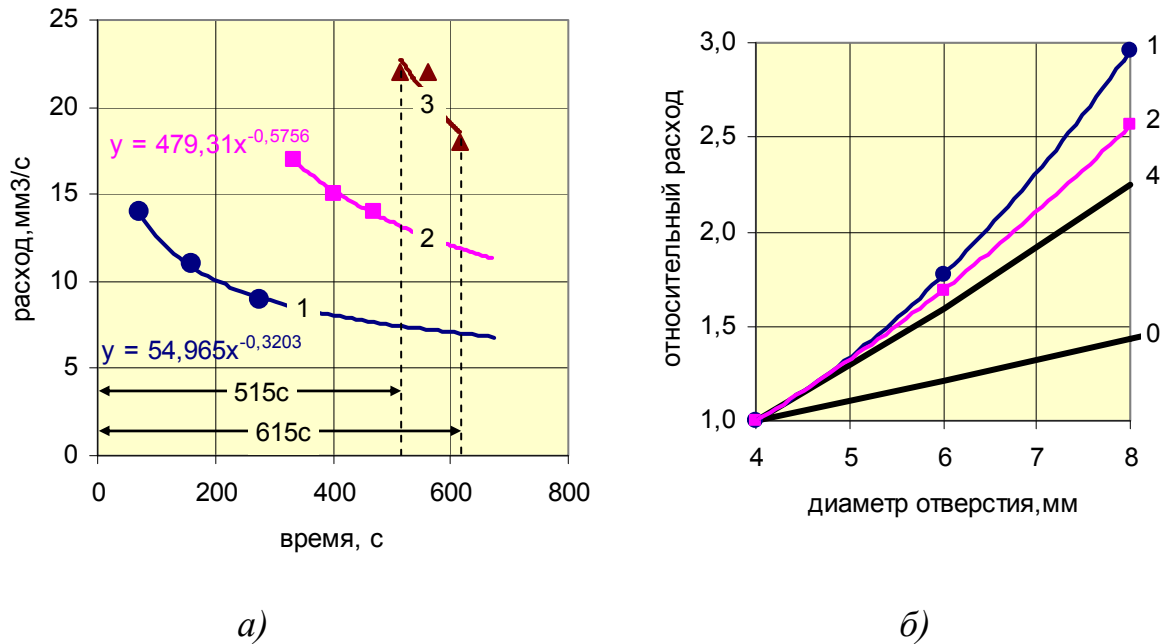


Рис. 1.16 – Зависимость расхода воды от времени нагнетания под давлением 0,05 МПа для разных диаметров отверстия (а) и расширенная контурная диаграмма (б):

1 – отверстие  $\varnothing$  4 мм (первый замер); 2 – отверстие  $\varnothing$  6 мм (второй замер);  
3 – отверстие  $\varnothing$  9 мм (третий замер); 4 и 0 – классические модели нелинейной (Краснопольского) и линейной (Дарси) фильтрации

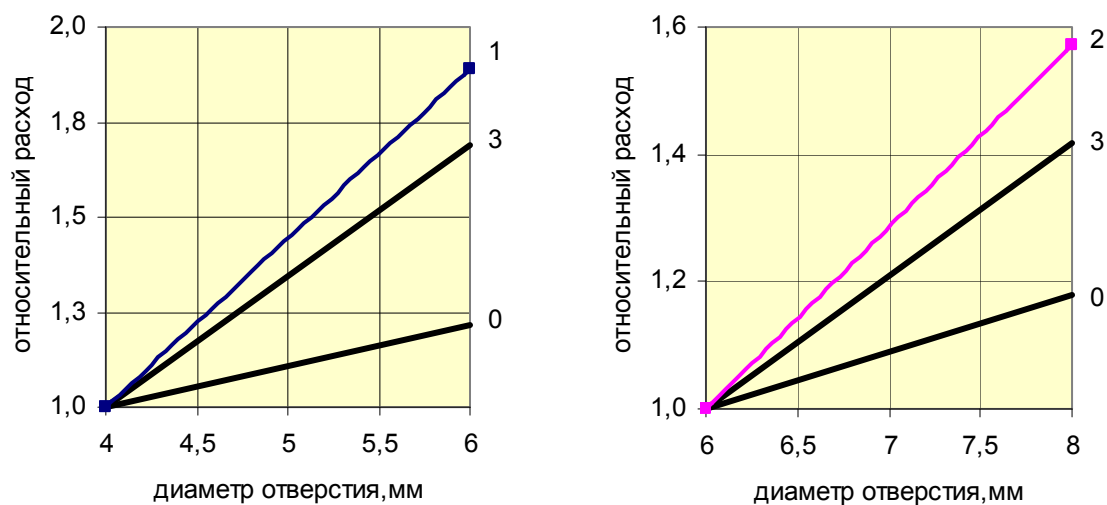
Как видно из рис. 1.16 (а), падение расхода ( $\sim$  в 1,5 раза) отчетливо проявляется и при сокращенной длительности замеров ( $\sim$  3 мин.). Однако кривизна расширенных экспериментальных контурных диаграмм (рис. 1.16, б) значительно меньше, чем на рис. 1.14 (б); и они лучше соответствуют классической модели нелинейной фильтрации.

Однако, главное отличие расширенных контурных диаграмм для притока воды к отверстию (рис. 1.14, б) и в обратном направлении (рис. 1.16, б) – различие в выпуклости экспериментальных кривых: для притока воды к отверстию – они выпуклые, а для истечения воды из отверстия – вогнутые.

Причин этого различия может быть три: разная длительность процесса гидрообработки (600 минут и 10 минут соответственно); разное направление движения воды; разное давление на контуре отверстия (0 МПа и 0,05 МПа); разное давление на внешнем контуре образца (0,1 МПа и 0 МПа).

Объем экспериментальных данных, наработанный ко времени написания монографии, недостаточен для достоверного суждения о причинах разной выпуклости контурных кривых на рис. 1.14 (б) и рис. 1.16 (б).

Локальные контурные диаграммы, построенные по данным рис. 1.16 (а), приведены на рис. 1.17.



а) для рассверливания отверстия  
 $\varnothing 4$  мм до  $\varnothing 6$  мм

б) для рассверливания отверстия  
 $\varnothing 6$  мм до  $\varnothing 8$  мм

Рис. 1.17 – Локальные контурные диаграммы нагнетания через отверстие в образце: 1 – через 76 минут; 2 – через 135 минут после начала нагнетания; 3 и 0 – классические модели нелинейной (Краснопольского) и линейной (Дарси) фильтрации

Локальные контурные диаграммы рис. 1.17 (б) также демонстрируют большую стабильность экспериментальных линий расхода воды через отверстие, чем для ее дебита в отверстие (рис. 1.15, б).

Обе экспериментальные линии расхода 1 и 2 (рис. 1.17) расположены выше расчетной линии 3 классической модели нелинейной фильтрации. А при дебите воды к отверстию (рис. 1.15) линия 1 (рассверливание отверстия  $\varnothing 4$  мм) расположена выше линии 3 классической модели нелинейной фильтрации, а линия 2 (рассверливание отверстия  $\varnothing 6$  мм) – ниже ее.

Основная причина нестабильной траектории линий экспериментальных дебитов воды к отверстию – длительность нагнетания.

Первое рассверливание дебитного отверстия  $\varnothing 3$  мм произошло через 60 минут после начала гидрообработки (рис. 1.11, а), а первое рассверливание расходного отверстия  $\varnothing 4$  мм – через 4,5 минуты (рис. 1.16, а).

Второе рассверливание дебитного отверстия произошло через 150 минут, а расходного отверстия – примерно через 8 минут после начала гидрообработки.

Налицо явное влияние времени гидрообработки на характер контурных кривых: чем время гидрообработки короче, тем ближе контурные кривые к классической модели нелинейной фильтрации с показателем степени  $\gamma \geq 2$ .

С определенной уверенностью можно утверждать, что на начальном этапе нагнетания под постоянным давлением (~ 15 минут) движение воды в угле соответствует классической модели нелинейной фильтрации по одночленному степенному закону. На этом интервале показатель степени и проницаемость пласта можно считать независимыми от времени, скорости фильтрации и объема поданной в пласт воды.

По мере увеличения длительности нагнетания нарастают отклонения от классической модели фильтрации, которые вызваны скин-эффектами. И считать, что фильтрация подчиняется степенному закону, можно только условно, поскольку отклонения контурных кривых от прямолинейной формы указывают на зависимость показателя степени и проницаемости от времени фильтрации под постоянным давлением.

Понятно, что фактор времени в данном случае выступает только в качестве индикатора зависимости скин-эффекта от скорости фильтрации и объема поданной в пласт воды.

Мало того, этих зависимостей сейчас нет, а недостаточный объем экспериментального материала не обещает их достоверную формулировку в ближайшее время.

Но даже если бы они имелись, математическое выражение правильного закона фильтрации скорее всего выглядело бы так:

$$(u_i)^{j(u_i, \int u_i dt, x_i)} = -k(p, u_i, \int u_i dt, x_i) \frac{\partial p}{\partial x_i}. \quad (1.50)$$

Данная формула – это всего лишь запись стандартного закона фильтрации (1.1) но не с постоянными, а с переменными параметрами  $j$  и  $k$ . Очевидно, что получить обозримые аналитические решения с учетом такой формулы вряд ли удастся.

Поэтому, единственный определенный общий вывод, который можно сделать на основании проведенных экспериментов, таков: двухмерная фильтрация воды в угольных пластах при постоянном давлении нагнетания

**не подчиняется** линейному закону Дарси и **не описывается** классической моделью Дюпюи.

Этот вывод подтвержден для длительности непрерывной гидрообработки пласта в течение 7 часов под постоянным давлением.

Для более длительного периода фильтрации (от нескольких суток до нескольких месяцев) ничего определенного сказать нельзя. Эксперименты с такой длительностью пока не проводились.

Не исключено, что даже в этом случае классическая модель Дарси-Дюпюи может неплохо соответствовать реальному процессу. Однако в настоящий момент ничего определенного утверждать нельзя.

Длительная фильтрация характерна для гидрогеологии. В угольных шахтах длительная фильтрация характерна только для притоков подземных вод к горным выработкам, а длительность большинства современных процессов гидрообработки ограничивается интервалом 0,5–5 часов, для которого классические подходы не работают.

Поэтому, на данном этапе исследований целесообразно признать неприменимость классических подходов, а разработку адекватной теоретической модели двухмерной фильтрации отложить до накопления более представительной базы экспериментальных данных. Хотя это и приведет к отсутствию возможности теоретических расчетов процесса гидрообработки тонких пластов крутого падения при вскрытии, доля таких расчетов в общей массе невелика.

А для основной массы расчетов параметров гидрорыхления пологих пластов целесообразно модифицировать классическую модель трехмерной фильтрации по линейному закону Дарси, не обращая внимания на ее несоответствие результатам лабораторных исследований.

В главном – форме бародинамической кривой – она соответствует (пусть и формально) результатам натуральных наблюдений. Это позволит использовать ранее полученные теоретические результаты для разработки феноменологической модели фильтрации в пологих пластах, обеспечивающей приемлемую для практики точность оценки эффективности режимных и технологических параметров процесса гидрорыхления.

### 1.6.3 Динамика распространения скин-зоны в образце

Динамику распространения скин-зоны в образце можно приблизительно оценить по характеру изменения его дебита по мере рассверливания центрального отверстия.

В эксперименте, представленном на рис. 1.18, отверстие рассверливалось 4 раза – с  $\varnothing$  4 мм до  $\varnothing$  12 мм. Давление воды в центральном отверстии поддерживалось постоянным (0,03 МПа) во всех измерениях расхода. Замеры времени фильтрации проводились без перерывов.

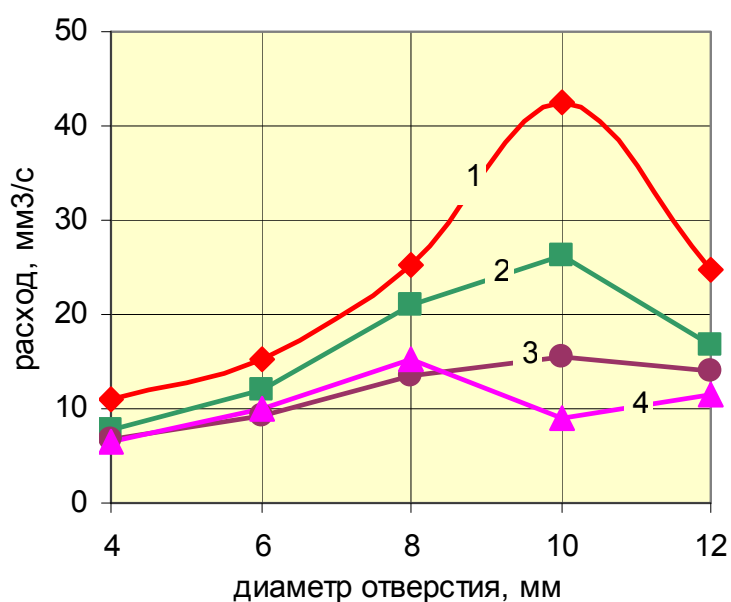


Рис. 1.18 – Зависимость расхода воды от диаметра отверстия:  
1–4 номера замеров времени фильтрации

После рассверливания отверстия до диаметра 8 мм при заполнении водой камеры стенда наблюдалось возникновение гидравлической связи между ней (внешним контуром образца) и магистралью отверстия. Это свидетельствовало об образовании гидропроводной трещины в образце при рассверливании отверстия.

Последующее рассверливание отверстия  $\varnothing$  10 мм до  $\varnothing$  12 мм привело к некоторому усилению наблюдаемой гидродинамической связи между камерой и магистралью отверстия. Однако, как видно из рис. 1.14 (б) и рис. 1.18, к третьему замеру влияние гидропроводной трещины на расход воды заметно ослабело. По-видимому, возникшая трещина закольматировалась, или образец разбух.

В целом экстремальный характер зависимостей расхода воды из отверстия (рис. 1.18) и выполаживание кривой дебита воды к отверстию (рис. 1.14, *a*) позволяет утверждать, что зона пониженной проницаемости формируется и развивается во времени от отверстия к периферии образца независимо от направления потока жидкости. Ее условный диаметр при любом направлении потока достигает 12–15 мм в течение 1,5–3 часов.

Эта оценка получена из тех соображений, что расход воды из отверстия  $\varnothing$  12 мм не больше, а меньше расхода из отверстия  $\varnothing$  10 мм.

А дебит воды к отверстию  $\varnothing$  9 мм через 192 минуты после начала нагнетания (линия 2 рис. 1.13, *a*) снизился в 1,5 раза, по сравнению с дебитом сразу после рассверливания отверстия (135 минут от начала нагнетания) (линия 1 на рис. 1.14, *a*).

#### 1.6.4 Зависимость дебита воды от давления

Зависимость дебита воды от давления изучалась на стенде № 1 в два этапа.

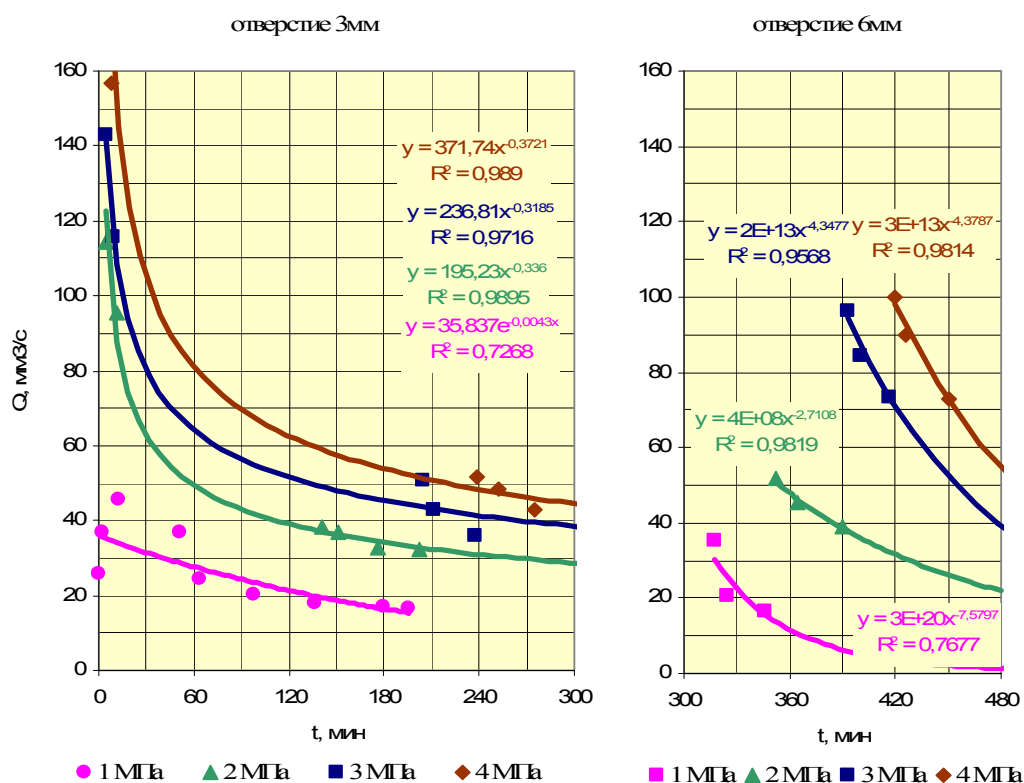
На первом этапе строились зависимости дебита от времени при разных значениях давления на контуре питания – внешних границах образца (рис. 1.19).

Несмотря на 40-кратное увеличение давления воды, характер спада дебитов с течением времени не изменился. Его можно статистически описать как степенными, так и экспоненциальными убывающими зависимостями. Оба вида зависимостей аппроксимируют экспериментальные точки с практически одинаковой достоверностью. Это иллюстрируется нижними кривыми диаграмм рис. 1.11 и рис. 1.19. Они аппроксимировались экспоненциальными функциями, поскольку степенные не работают с нулевыми аргументами.

Остальные тренды на графиках – степенные. Существенная разница между ними проявляется только при экстраполяции аргумента – времени нагнетания – до примерно вдвое больших значений, чем продолжительность экспериментов.

Показатели степени трендов различны как для разных значений давления на контуре питания, так и для разных диаметров отверстия – стока. Возможно, таким образом проявляется еще один фактор скин-эффекта – концентрация механических напряжений на контуре отверстия, приводящая

к сжатию фильтрационных каналов. Ее влияние на снижение дебита (по данным [9]) вполне конкурирует с кольматацией.



а) диаметр отверстия 3 мм      б) диаметр отверстия 6 мм

Рис. 1.19 – Зависимость дебита от времени при разных давлениях воды на контур питания образца

Для внесения ясности в этот вопрос желательно было бы получить аналогичные зависимости расхода воды через центральное отверстие в образце (стенд № 2). Однако, на данный момент этому препятствует малая прочность угля на разрыв.

На втором этапе обработки по весьма точным трендам, представленным на рис. 1.19, строились зависимости дебита от давления (индикаторные кривые) через определенные промежутки времени, прошедшие с начала нагнетания. Результаты обработки представлены на рис. 1.20.

Дебит связан с давлением выпуклой параболической статистической зависимостью с  $R^2 = 0,997 \div 0,999$  для разных значений времени нагнетания.

Степень влияния давления воды на ее дебит через образец уменьшается с течением времени его гидрообработки.



Сравним наши кривые (рис. 1.20) с кривыми, полученными в работе [5] на установке УИПК-1 для одномерной осевой фильтрации через угольные керны, обжатые радиальным гидравлическим давлением  $P_2$  (рис. 1.4).

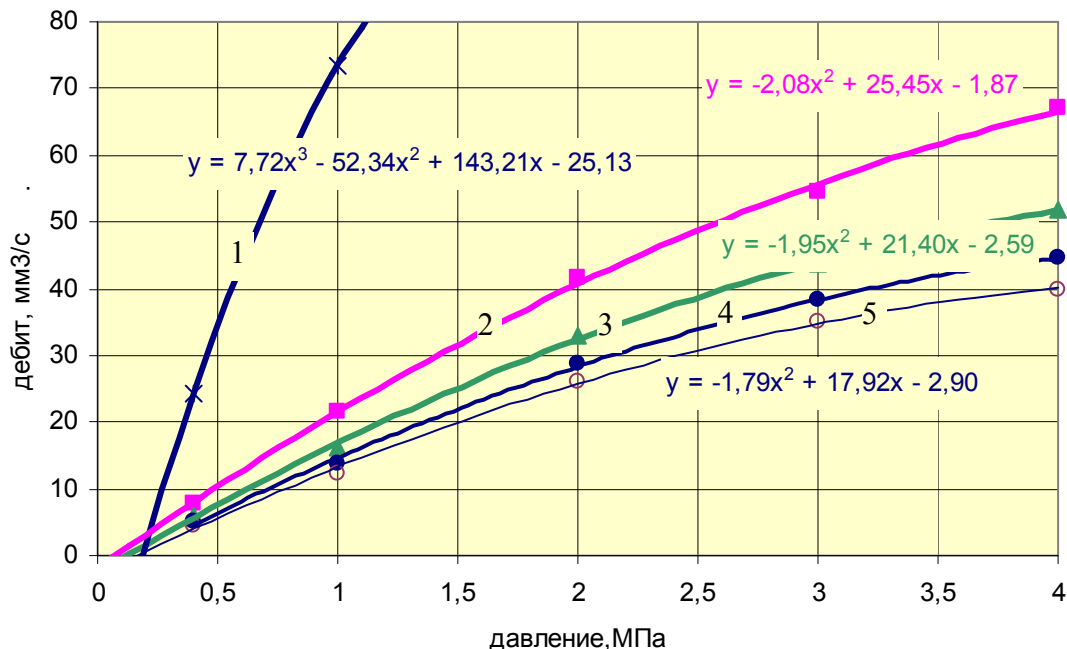


Рис. 1.20 – Зависимость дебита центрального отверстия  $\varnothing 3$  мм от давления воды на внешнем контуре образца  $40 \times 40 \times 40$  мм:  
 1 – через 5 минут; 2 – через 100 минут; 3 – через 200 минут;  
 4 – через 300 минут; 5 – через 400 минут после начала фильтрации

Статистическая зависимость дебита от давления воды при одномерной фильтрации тоже параболическая с  $R^2 = 0,995 \div 1,0$  для разных значений радиального давления  $P_2$ . Однако она не выпуклая, а вогнутая!

Это различие обусловлено разными полями механических напряжений в скелете образца, возникающих от давления воды.

При одномерной фильтрации в установке УИПК давление воды на торцевую поверхность керна порождает в нем сжимающие напряжения в направлении потока – по оси керна. Эти напряжения мало влияют на сжатие фильтрационных каналов радиальным давлением  $P_2$ , хотя по эффекту Пуассона стремятся их расширить.

А при двумерной фильтрации на стенде № 1 на контуре отверстия – стока – кроме параллельных радиальному потоку сжимающих напряжений  $\sigma_R$  возникают перпендикулярные потоку окружные напряжения  $\sigma_\theta$ , тоже сжимающие (рис. 1.21, а).

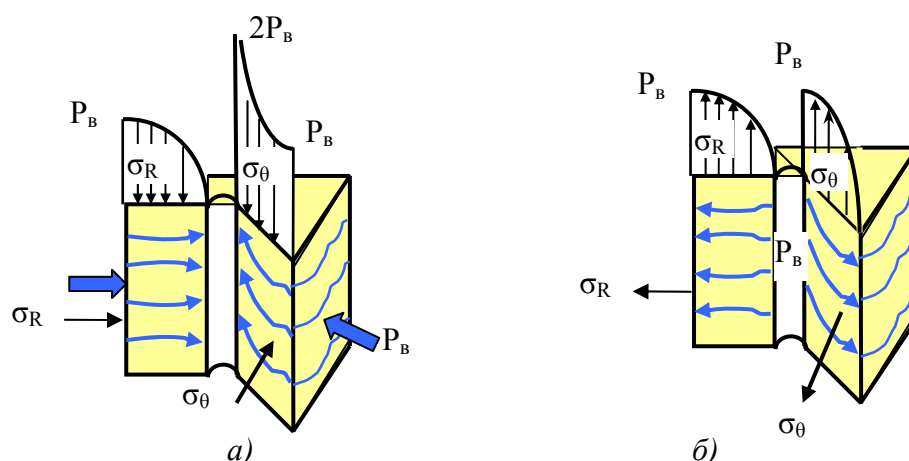


Рис. 1.21 – Эпюры радиальных  $\sigma_R$  и окружных  $\sigma_\theta$  напряжений на контуре отверстия: стока (а) и источника (б)

Они сжимают фильтрационные каналы в окрестности отверстия, уменьшая его дебит [10]. Поскольку сжатие каналов напряжениями  $\sigma_\theta$  при двумерной фильтрации пропорционально росту давления  $P_\epsilon$ , а сжатие каналов при одномерной фильтрации от  $P_\epsilon$  зависит мало (оно определяется боковым обжатием  $P_c$  керна), выпуклость кривой дебитов меняется.

Таким образом, при переходе от одномерной фильтрации воды к двумерной проявляется дополнительный эффект деформации фильтрационных каналов в окрестности отверстия стока под действием давления нагнетаемой воды на внешний контур образца. Причем совпадение выпуклости лабораторных кривых на рис. 1.20 с индикаторными линиями нефтяных скважин [9, 10] вполне закономерно, ведь поля механических напряжений в окрестности нефтяной скважины и отверстия-стока в угольном образце абсолютно аналогичны.

Однако, если отверстие в образце является не стоком, а источником фильтрации, то механические напряжения в его окрестности меняют знак. Они становятся растягивающими, а не сжимающими (рис. 1.21, б); и не сжимают, а расширяют фильтрационные каналы в окрестности отверстия, увеличивая, а не уменьшая расход воды из отверстия.

А поскольку расширение каналов напряжениями  $\sigma_\theta$  при двумерной фильтрации пропорционально росту давления нагнетания  $P_\epsilon$ , выпуклость кривой расхода из отверстия (или из скважины для гидрообработки

угольного пласта, рис. 1.3) противоположна выпуклости кривой дебитов к отверстию (рис. 1.20) и совпадает с выпуклостью лабораторной кривой для одномерной фильтрации (рис. 1.4).

Изложенные соображения позволяют обоснованно пользоваться параболической формой лабораторной индикаторной линии одномерной фильтрации для нагнетательной скважины в режиме двумерной и трехмерной фильтрации без проведения лабораторных экспериментов. Они весьма и весьма ограничены недостаточной прочностью угольных образцов на растяжение.

А главный вывод проведенных экспериментов – параметры индикаторной кривой отверстия-стока весьма существенно зависят от времени фильтрации (рис. 1.20) при типичной длительности процесса гидрообработки угольного пласта. Причем, время фильтрации – всего лишь измеряемый показатель проявления скин-эффекта – динамики распространения скин-зоны и изменения ее проницаемости.

#### 1.6.5 Оценка соответствия режимов фильтрации в лабораторных исследованиях образцов и промышленной гидрообработке угольных пластов

Оценка соответствия режимов фильтрации в лабораторных исследованиях образцов и промышленной гидрообработке угольных пластов проводилась по скорости фильтрации.

Скорость фильтрации  $u$  – формализованная величина, которая определяется дебитом (расходом) воды через единичную геометрическую поверхность без учета того обстоятельства, что воду пропускает только часть этой поверхности – фильтрационные каналы.

Истинная скорость движения воды в фильтрационных каналах  $v$  всегда больше скорости фильтрации:

$$v = u / \Pi, \quad (1.51)$$

где  $\Pi$  – отношение площади сечения каналов фильтрации к общей геометрической площади поверхности. Понятно, что величина  $\Pi$ , называемая просветностью, всегда меньше «1».

Поскольку величины  $v$  и  $u$  связаны между собой зависимостью (1.51), то при оценке соответствия режимов фильтрации удобнее оперировать формальной скоростью  $u$  и в конце анализа, при необходимости, сравнить истинные скорости  $v$ .

Дебит  $Q$  через любую замкнутую поверхность в массиве (образце) – постоянная величина. Поэтому, скорость фильтрации имеет максимальное значение на контуре отверстия в образце или скважины в массиве.

Это значение  $u_{max}$  связано с диаметром  $d$  отверстия (скважины) и его (её) длиной  $L$  очевидной зависимостью:

$$u_{max} = Q / (\pi d L). \quad (1.52)$$

Подставив в эту формулу измеренные в первых замерах величины  $Q_o$  (рисунки 1.11 (а), 1.15 (а), 1.17 и 1.18 (а)),  $d_o = 3 \div 4$  мм,  $L_o = 40$  мм, получим максимальные скорости фильтрации в лабораторных экспериментах в диапазоне  $u_{ест} = 0,03 \div 0,57$  мм/с. Первая цифра диапазона относится к отверстию-источнику (рис. 1.15, а), а вторая – к отверстию-стоку (рис. 1.18, а).

Заметим, что при последующих измерениях, сопровождающихся значительным снижением расхода (дебита), этот диапазон еще уменьшится.

Данный диапазон скоростей фильтрации определен по результатам экспериментов, во время которых образцы сохраняли свою естественную трещиноватость, поэтому величина скорости имеет индекс «ест».

Но кроме них были эксперименты, в которых при рассверливании отверстия самопроизвольно образовывалась трещина в образце; и основная часть воды фильтровалась через эту трещину. Расход воды в таких образцах также снижался с течением времени, а скорости фильтрации возрастали до значений  $u_{mp} = 1,27 \div 2,8$  мм/с.

Характерные скорости фильтрации в шахтных условиях можно оценить по следующим соображениям.

В шахте гидрорыхление производится через скважины диаметром  $d_c = 45$  мм с максимальной длиной фильтрующей части  $L_c = 2000$  мм. Расход воды можно оценить по характеристикам насосных установок, применявшимся в разное время для гидрорыхления: УН-35, УНШ-35 л/мин; УНР (УНИ) – 20 ÷ 60 л/мин (при давлениях 0–20 МПа); 2УГНМ – 90 л/мин.

Подставив в формулу (1.52) эти данные, получим скорости фильтрации при гидрорыхлении угольного пласта в диапазоне  $u_{max} = 1,18 \div 5,31$  мм/с.

Мы видим, что типичные промышленные скорости фильтрации  $u_{max}$  во много раз превышают лабораторные скорости  $u_{ест}$  образцов без техногенной трещиноватости ( $\sim$  в 40 раз по нижним и в 10 раз по верхним значениям соответствующих диапазонов) и примерно соответствуют лабораторным скоростям  $u_{тр}$  образцов с техногенными трещинами.

Если бы мы не столкнулись с существенным влиянием физико-химического взаимодействия воды с углем, а ограничились только гидромеханическими представлениями, то уже можно было бы сделать вывод о соответствии лабораторных и шахтных режимов фильтрации. Однако, учитывая влияние физико-химических эффектов, оценим истинные скорости движения воды в фильтрационных каналах  $v$ .

Формула (1.51) показывает, что истинная скорость движения воды в фильтрационных каналах всегда выше формальной скорости фильтрации. Это превышение определяется просветностью.

Величина просветности лабораторных угольных образцов  $P_l$  намного больше, чем угольных пластов  $P_{ин}$  в естественных условиях их залегания. Основная причина неравенства  $P_l < P_{ин}$  – горное давление, существенно снижающее поперечное сечение гидропроводных пор и трещин (рис. 1.4).

А в проведенных нами лабораторных исследованиях механические усилия, которые прилагались к образцам со стороны стенда, были намного меньше. Поэтому разница между типичными промышленными и лабораторными скоростями фильтрации при переходе к истинным скоростям движения воды еще больше возрастет. И даже истинные скорости движения воды через техногенные трещины в лабораторных образцах окажутся намного меньше промышленных.

По сути, достигнутая разница по истинным скоростям движения воды в лабораторных и шахтных условиях такая же, как разница между минимальными скоростями ламинарного потока и высокими скоростями турбулентного потока в гидравлике трубопроводов или аэрогидродинамике. Весь опыт развития гидроаэромеханики показывает, что при существенном увеличении скоростей потока линейные зависимости сменяются нелинейными.

Поэтому, вывод о нелинейном режиме фильтрации, полученный в результате лабораторных экспериментов, можно уверенно распространить и на процессы промышленной гидрообработки угольных пластов в естественных условиях их залегания.

### 1.6.6 Оценка влияния скин-фактора на процессы фильтрации в лабораторных исследованиях образцов и промышленной гидрообработке угольных пластов

Оценка влияния скин-фактора на процессы фильтрации в лабораторных исследованиях образцов и промышленной гидрообработке угольных пластов проводилась по натурным бародинамическим диаграммам рис. 1.2.

Гидрообработка угольных пластов производится насосными установками высокого давления. Такие насосные установки можно разделить на 2 типа: установки постоянной подачи, в которых темп нагнетания не зависит от давления; и установки переменной подачи, в которых темп нагнетания автоматически уменьшается при повышении давления.

Гидрообработка при постоянном давлении нагнетания, но с переменной подачей, практически не применяется. Приведенные на рис. 1.1 и 1.2 шахтные бародинамические кривые были получены, в основном, с использованием насосов переменной подачи УНР-02 и частично – насосов постоянной подачи УН-35. У тех и других при одном и том же давлении расход воды в скважину не меняется. То есть в течение практически всего цикла нагнетания при асимптотической бародинамике (линии 3, 4 рис. 1.2) давление нагнетания и расход воды в скважину остаются постоянными. Это значит, что гидравлическое сопротивление пласта (его проницаемость) остается постоянной. А при экстремальной бародинамике процесса (линия 2 рис. 1.2) проницаемость пласта даже увеличивается с течением времени.

Таким образом, изменение гидравлического сопротивления пласта (проницаемости) в натуральных условиях полностью противоречит результатам проведенных лабораторных экспериментов – в них гидравлическое сопротивление образца (проницаемость) всегда снижалось с течением времени.

Причин этого противоречия может быть две: несоответствие режимов нагнетания в образец и в угольный пласт; и неадекватное воспроизведение в лабораторных экспериментах по двумерной фильтрации процесса разгрузки угольного пласта во время нагнетания.

Фильтрация во всех лабораторных исследованиях осуществлялась при постоянных значениях давлений на контурах питания и стока – как в процессе нефтедобычи, а не при постоянном значении расхода (дебита) и переменном давлении, как в натуральных условиях нагнетания в угольный

пласт. Поэтому закупорка одного из фильтрационных каналов (трещин) частицами-кольматантами приводит к снижению расхода (дебита) через лабораторный образец при постоянном давлении. А закупорка фильтрационного канала при нагнетании с постоянной подачей приводит не к снижению расхода (дебита), а к повышению давления в образце.

Весьма вероятно, что повышение давления в образце приводит к разрушению (частичному) агрегата из частиц-кольматантов, запирающих фильтрационный канал. Давление, повысившееся в момент закупорки канала, после разрушения кольматационного агрегата снижается.

Аналогичный процесс происходит и при нагнетании с переменной подачей, которая уменьшается с ростом давления. В этом случае расход (дебит) при закупорке фильтрационного канала хотя и снижается, но это снижение все же сопровождается повышением давления. И это повысившееся давление также способно разрушить образовавшийся кольматационный агрегат.

Изложенная гипотеза полностью объясняет систематические колебания давления на асимптотической бародинамической кривой и частично – на экстремальной.

На экстремальной бародинамической кривой колебания давления, связанные с возникновением и разрушением кольматационных агрегатов, дополняются периодическим снижением давления из-за образования локальных трещин. В результате этого она приобретает ступенчато ниспадающий характер.

Однако, для проверки гипотезы в лабораторных условиях необходим микронасос постоянной подачи, которым мы в настоящее время не располагаем.

Также в данное время мы не располагаем стендовым оборудованием для моделирования деформационной разгрузки угольного образца во время его увлажнения (она подробно проанализирована в разделе 3). То есть, прояснить вопрос со второй возможной причиной противоречивого проявления скин-фактора в лабораторных и натуральных условиях нет возможности. Хотя этот вопрос имеет не только научно-познавательное, но и существенное прикладное значение.

Без понимания скин-эффектов трудно разработать адекватные модели двух- и трехмерной фильтрации, заменяющие классику, для расчетов процессов гидрообработки угольных пластов. В частности, ответить на

вопрос: допустимо ли при разработке бародинамической модели двумерной фильтрации пользоваться представлениями Дюпюи в сочетании с одночленным степенным законом фильтрации? Или нужно использовать более сложную формулу закона фильтрации типа (1.50), конкретный вид которой пока не найден?

Ответ на этот вопрос можно было бы получить в результате натуральных экспериментов по гидрообработке наклонных угольных пластов через породную пробку перед их вскрытием полевыми выработками. Такая схема обеспечивает двухмерность потока воды в пласте.

Эксперимент проводится в две стадии. На первой стадии бурится скважина номинального диаметра (коронкой  $\varnothing 42$  мм), и в нее нагнетается вода при нескольких значениях давления с регистрацией темпа нагнетания (расхода). После этого скважина разбуривается на больший диаметр (коронкой  $\varnothing 76$  мм), и нагнетание повторяется в том же режиме.

По результатам эксперимента можно построить две индикаторные, две бародинамические и одну локальную контурную диаграмму. Также можно сделать вывод о допустимости использования одночленного степенного закона фильтрации и определить показатель степени в этом законе по формуле (1.49), в которой радиус внешнего контура нагнетания нужно принять бесконечным.

---

Проведенные лабораторные исследования двумерной фильтрации воды через угольные образцы с центральным отверстием доказали, что движение воды в угле не соответствует линейному закону Дарси.

В наибольшей степени это несоответствие проявляется в различии формы реальных и расчетных бародинамических кривых двумерной фильтрации (при вскрытии пластов крутого падения).

Расчетные бародинамические кривые для плоскорадиального потока неограниченно возрастают с увеличением длительности процесса гидрообработки, а реальные всегда ограничены.

При трехмерной фильтрации (гидрорыхление угольных пластов) реальная и расчетная (по модели Дарси-Дюпюи) формы бародинамических кривых совпадают. Это совпадение обусловлено сферически радиальной формой потока.



Лабораторные исследования, которые осуществлялись при одних и тех же значениях давлений на контурах питания и стока (как в нефтедобывающей скважине), продемонстрировали огромное влияние скин-эффектов, которое проявляется в систематическом значительном снижении расхода (дебита) воды через образец с течением времени по степенному (экспоненциальному) закону.

Падение дебита (расхода) происходит на протяжении всей длительности его измерений (до 7 часов). Скин-эффекты обусловлены физико-химическим взаимодействием воды с углем. Из-за их влияния расчетный показатель степени в одночленном законе нелинейной фильтрации меняет свое значение с течением времени гидрообработки. Это обстоятельство указывает на гораздо более сложный вид закона фильтрации, чем используемые сейчас его разновидности.

При этом анализ натуральных бародинамических диаграмм гидрорыхления такого выраженного влияния скин-эффектов не демонстрирует. Это свидетельствует о совершенно недостаточной изученности процесса для построения адекватной бародинамической модели двумерной фильтрации при вскрытии наклонных пластов.

А вот формальное совпадение вида расчетных бародинамических диаграмм сферически радиального потока при разных законах фильтрации дает возможность построения бародинамической модели гидрорыхления пологих пластов с использованием классических представлений Дарси-Дюпюи.

Такая модель способна с приемлемой точностью описать гидравлику гидрорыхления пологих пластов. Ее использование для экспериментальной оценки изменения напряженного состояния краевой части пласта на данном этапе будет давать несколько заниженные оценки из-за неизученности влияния скин-эффектов.

Однако, по мере дальнейшего изучения скин-эффектов с привлечением результатов сейсмоакустического мониторинга, оценка разгрузки пласта по бародинамическим кривым опытных нагнетаний будет совершенствоваться.

## РАЗДЕЛ 2

### БАРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТРЕХМЕРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВОДЫ

#### 2.1 Идеальный изотропный пласт

Итак, несмотря на установленный факт нелинейности фильтрации воды в угле, модель гидрорыхления будем строить, основываясь на линейном законе. Он качественно верно отражает бародинамику трехмерного потока при гидрорыхлении через забойные пластовые скважины и позволяет воспользоваться готовыми теоретическими разработками для трехмерной фильтрации [3].

Для компактного изложения идеи модели вначале рассмотрим случай идеального изотропного пласта. Проницаемость пласта одинакова в разных его точках и по всем направлениям. Это позволит сформулировать и оценить основные положения модели. А затем перейдем к реальному пласту.

Область нагнетания в идеальный пласт имеет форму эллипсоида вращения (рис. 2.1).

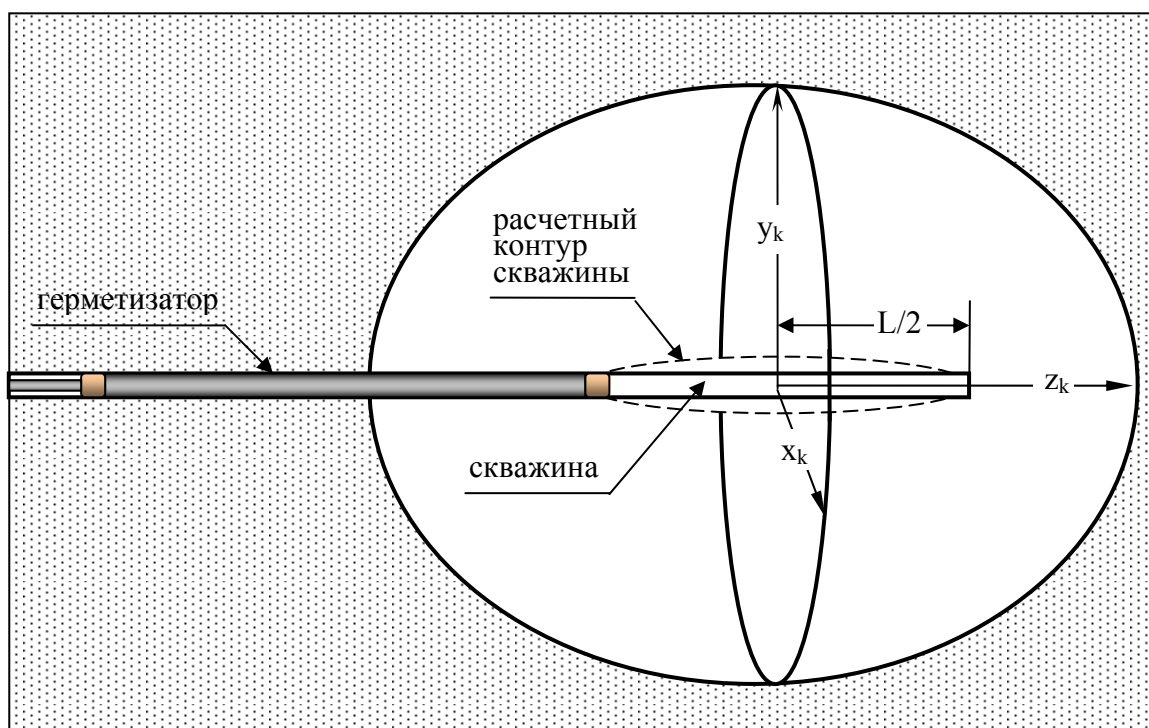


Рис. 2.1– Схема объемной области фильтрации в идеальном пласте

Запишем объем жидкости, поданной в пласт с момента начала нагнетания:

$$V = \frac{4}{3} m \pi X_k Y_k Z_k, \quad (2.1)$$

где  $m$  – эффективная пористость пласта.

При нагнетании воды в абсолютно сухой пласт  $m$  равен отношению объема пор, в которые проникает вода, к общему объему увлажненного массива.

Реальные угольные пласты обладают естественной влажностью (то есть какая-то часть пор уже занята водой до начала нагнетания). Поэтому под эффективной пористостью мы понимаем отношение объема гидропроводных пор, не занятых водой до нагнетания, к общему объему увлажненного массива.

Объем поданной в пласт воды – измеряемая величина, которую можно определить по прибору или простейшим расчетом по расходу в любой момент времени нагнетания. А вот координаты внешнего фронта нагнетания – нет. Их надо выразить через измеряемые величины – давление и расход воды.

Для этого воспользуемся выражением (X.14) работы [3], которое связывает давление и расход  $Q$  с геометрическими параметрами потока:

$$Q = \frac{2\pi L [\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{\ln \left( \frac{2L + b}{b} \cdot \frac{Z_k + X_k - \frac{L}{2}}{Z_k + X_k + \frac{L}{2}} \right)}, \quad (2.2)$$

где  $Q$  – расход воды (темп нагнетания);  $L$  – длина скважины;  $b$  – диаметр эллипсоида вращения – модели скважины;  $P_c$  – давление на контуре скважины;  $P_k$  – давление на контуре нагнетания;  $\varphi$  – потенциал давления (функция Лейбензона).

Потенциал  $\varphi$  зависит не только от величины давления воды  $P$ , но и от величины механических напряжений в пласте, создаваемых вмещающими породами, – горного давления  $P_R$ .

Для того, чтобы создаваемая модель адекватно учитывала изменение

горного давления в призабойной части пласта, функция  $\varphi(P, P_R)$  должна быть представлена в виде:

$$\varphi(P_R, P) = K(P_R) \int \Omega(P) dP, \quad (2.3)$$

где  $K(P_R)$  и  $\Omega(P)$  – функции зависимости проницаемости от горного давления и давления воды.

Для решения системы уравнений (2.1) и (2.2) преобразуем обычную систему координат  $X, Y, Z$  в эллипсоидальную  $q, \eta$  [109] по формулам:

$$\begin{cases} X_k = \frac{L}{2} shq_k, \\ Y_k = \frac{L}{2} shq_k, \\ Z_k = \frac{L}{2} chq_k. \end{cases} \quad (2.4)$$

В новой системе координат объем жидкости, поданной в пласт с момента начала нагнетания, примет вид:

$$V = \frac{1}{6} m \pi L^3 sh^2 q_k chq_k, \quad (2.5)$$

а уравнение связи гидравлических и геометрических параметров потока (2.2) будет записано в виде:

$$Q = \frac{2\pi L [\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{\ln \left( \frac{L_d \cdot chq_k + shq_k - 1}{\alpha \cdot chq_k + shq_k + 1} \right)}, \quad (2.6)$$

где  $\alpha$  – безразмерный коэффициент связи условного диаметра  $b$  модели скважины с диаметром реальной скважины  $d$ ;  $L_d$  – удлинение скважины.

При этом:

$$L_d = \frac{2L + \alpha d}{d}. \quad (2.7)$$

Сам по себе коэффициент  $\alpha$  мало отличается от «1». Его величина (по данным [3]) для изотропного пласта составляет 1,27 при большом удлинении скважины и 1,17 – при малом. Но мы сохраним его потому, что при переходе к анизотропному пласту под логарифмом выражения (2.6) появится еще один безразмерный множитель, который будет включен в обозначение  $\alpha$ .

Определим из уравнения (2.6) значения гиперболических функций эллипсоидальной координаты  $q_k$ :

$$e^{q_k} = \frac{1 + \frac{\alpha}{L_d} e^{\frac{2\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}}}{1 - \frac{\alpha}{L_d} e^{\frac{2\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}}},$$

$$chq_k = \frac{1 + \frac{\alpha^2}{L_d^2} e^{\frac{4\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}}}{1 - \frac{\alpha^2}{L_d^2} e^{\frac{4\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}}}, \quad (2.8)$$

$$shq_k = \frac{2 \frac{\alpha}{L_d} e^{\frac{2\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}}}{1 - \frac{\alpha^2}{L_d^2} e^{\frac{4\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}}}. \quad (2.9)$$

Подставив гиперболические функции (2.8) и (2.9) в (2.5), получим [11]:

$$V = \frac{2}{3} m \pi L^3 \frac{\alpha^2}{L_d^2} e^{\frac{4\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}} \left( \frac{1 + \frac{\alpha^2}{L_d^2} e^{\frac{4\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}}}{\left[ 1 - \frac{\alpha^2}{L_d^2} e^{\frac{4\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}} \right]^3} \right). \quad (2.10)$$

Полученное уравнение (2.10) представляет собой теоретическую форму перевернутой бародинамической диаграммы, у которой по вертикальной оси отложен объем поданной воды, а по горизонтальной – функция давления  $\varphi(P_c)$ .

Объем поданной в пласт воды  $V$  определяется временем  $t$  и темпом нагнетания (расходом)  $Q$ . В простейшем, но самом распространенном случае нагнетания с постоянным темпом, зависимость между  $V$  и  $t$  – линейная. Правая часть уравнения зависит от давления нагнетания  $P_c$ , которое входит в функцию давления  $\varphi(P_c)$ .

Анализ теоретической бародинамической диаграммы (2.10) показывает, что при определенном значении функции давления  $\varphi(P_c)$  знаменатель правой части обращается в «0». При этом объем поданной в пласт воды  $V$  возрастает до бесконечности.

Другими словами, теоретическая бародинамическая диаграмма обладает свойством асимптотичности по давлению – давление в течение всего процесса нагнетания остается ограниченной величиной. А ограниченность величины давления – характерный признак экспериментальных бародинамических диаграмм.

Качественное совпадение теоретической формы бародинамической диаграммы с экспериментальной позволяет использовать принятую модель трехмерной фильтрации для практического анализа.

Условие, при котором знаменатель (2.10) обращается в «0», имеет вид:

$$1 - \frac{\alpha^2}{L_d^2} e^{\frac{4\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}} = 0.$$

Его логарифмирование позволяет установить зависимость, определяющую максимальное значение потенциала давления  $\varphi(P_c)$ :

$$\varphi(P_c) - \varphi(P_k) = \frac{Q}{4\pi L} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2}. \quad (2.11)$$

Эта зависимость очень важна. Она дает возможность определить проницаемость пласта по значению давления стабильного (горизонтального) участка бародинамической диаграммы.

Если бы проницаемость пласта не зависела от внешнего (горного) давления и давления нагнетания ( $K = const$ ), то функция  $\varphi(P) = KP$ . Тогда (2.11) приняло бы вид:

$$K(P_c - P_k) = \frac{Q}{4\pi L} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2},$$

откуда

$$K = \frac{Q}{4\pi L(P_c - P_k)} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2} \quad (K = const). \quad (2.12)$$

Эта формула показывает, что в идеальном случае (пласт изотропный; проницаемость не зависит от давления нагнетания и горного давления); универсальный для подземной гидравлики показатель проницаемости линейно связан с локальным показателем гидрообработки угольных пластов – удельным водопоглощением (отношением расхода  $Q$  к давлению нагнетания  $P_c$  и длине шнура  $L$ ). Но эта простая связь имеет место только в идеальном случае!

В реальности проницаемость пласта нелинейно зависит от давления воды в формуле (2.3). И для точной оценки разгрузки пласта при

гидрорыхлении показатель удельного водопоглощения практически непригоден. А формула (2.11) – работает.

Более того, формула (2.11) позволяет решить важную научную задачу – экспериментально определить зависимость водопроницаемости призабойной части пласта от давления нагнетания в естественных условиях.

Как показано в подразделах 1.3 и 1.5, в этом вопросе нет полной ясности даже при лабораторных испытаниях угольных образцов. А какие-либо представительные данные по натурным испытаниям просто отсутствуют.

Для определения зависимости водопроницаемости призабойной части пласта от давления воды необходимо во время нагнетания получить индикаторную диаграмму – связь давления  $P_c$  с расходом  $Q$  в виде последовательности пар параметров  $(P_{c1}, Q_1), (P_{c2}, Q_2) \dots (P_{ci}, Q_i) \dots (P_{c(n+1)}, Q_{m+1})$ .

Обработка индикаторной диаграммы производится по формуле (2.11), в которой можно опустить из-за малости член  $\varphi(P_k)$ , а функцию  $\varphi(P_c)$  записать в виде выражения (2.3).

Тогда для любой пары значений  $(P_{ci}, Q_i)$  (2.11) примет вид:

$$K(P_R)\psi(P_{ci}) = \frac{Q_i}{4\pi L} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2}, \quad (2.13)$$

где  $\psi(P_{ci})$  – первообразная функции  $\Omega(P_{ci})$ , выражающей связь проницаемости с давлением воды в пласте.

Функция  $\psi(P_{ci})$ , в свою очередь, определяется по формуле:

$$\psi(P_{ci}) = \int \Omega(P) dP. \quad (2.14)$$

Чтобы не зависеть от корректности задания функции связи проницаемости пласта с горным давлением  $K(P_R)$ , разделим почленно уравнение (2.13), записанное для каждой пары значений  $(P_{ci}, Q_i)$  на такое же уравнение, записанное для одной конкретной пары (например, второй –  $(P_{c2}, Q_2)$ ). Получим систему уравнений, число которых  $n$  на единицу меньше числа исходных пар точек индикаторной диаграммы.

$$\begin{cases} \frac{\psi(P_{c1})}{\psi(P_{c2})} = \frac{Q_1}{Q_2} \\ \frac{\psi(P_{ci})}{\psi(P_{c2})} = \frac{Q_i}{Q_2} \\ \frac{\psi(P_{cn})}{\psi(P_{c2})} = \frac{Q_n}{Q_2} \end{cases}.$$

Теперь подобрать функцию  $\psi(P)$ , которая наиболее точно соответствует уравнениям (2.15), не составляет особого труда.

После того, как функция  $\psi(P)$  определена, можем найти проницаемость  $K(P_R)$  пласта во время получения бародинамической диаграммы по формуле (2.13), записанной для любой пары точек, например, второй  $(P_{c_2}, Q_2)$ :

$$K(P_R) = \frac{Q_2}{4\pi L \psi(P_{c_2})} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2}. \quad (2.15)$$

Формула (2.15), как и формула (2.12), носит иллюстративный характер; она получена для постоянного значения коэффициента  $\alpha$  ( $\alpha = 1,25$ ).

В реальных пластах (как будет показано ниже в подразделах 2.2 и 2.3) значение  $\alpha$  меняется. Оно определяется степенью анизотропии проницаемости и зависимостью проницаемости от горного давления – функцией  $K(P_R)$ . А главное, его значение заранее неизвестно, и тоже определяется по экспериментальной бародинамической кривой.

Это обстоятельство значительно снижает практическую ценность предложенной модели как средства комплексной оперативной оценки фильтрационных свойств угольных пластов. Однако, как средство оперативной оценки главного результата гидрорыхления – степени разгрузки пласта – модель остается весьма эффективной.

Формула (2.11) позволяет точно оценить соотношение проницаемостей пласта до и после его разгрузки без определения конкретной величины самой проницаемости.

Уравнение (2.11), как и уравнение (2.10), справедливо для любой стадии нагнетания как до, так и после разгрузки пласта.

Положим, что в результате разгрузки меняется только величина проницаемости  $k$ , а соотношение ее компонент  $k_x, k_y, k_z$  вдоль осей координат сохраняется прежним.

Запишем уравнение (2.11) до разгрузки пласта при максимальной величине давления нагнетания  $P_m$ , которому соответствует расход  $Q_m$  и потенциал  $\varphi_m(P_m)$  при горном давлении  $P_{Rm}$ :

$$\varphi_m(P_m) - \varphi_m(P_k) = \frac{Q_m}{4\pi L} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2}; \quad (2.16)$$

и после разгрузки пласта при давлении  $P_u$ , которому соответствует расход  $Q_u$  и потенциал  $\varphi_u(P_u)$  при горном давлении  $P_{Ru}$ :



$$\varphi_u(P_u) - \varphi_u(P_k) = \frac{Q_u}{4\pi L} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2}. \quad (2.17)$$

Разделив уравнение (2.16) на уравнение (2.17), получим:

$$\frac{\varphi_m(P_m) - \varphi_m(P_k)}{\varphi_u(P_u) - \varphi_u(P_k)} = \frac{Q_m}{Q_u}. \quad (2.18)$$

В этом уравнении не содержится неизвестной нам величины  $\alpha$ , а присутствуют только фиксируемые параметры – максимальное  $P_m$  и конечное давление  $P_u$ , а также соответствующие расходы  $Q_m$  и  $Q_u$ .

Давление  $P_k$  на внешнем контуре нагнетания соответствует давлению газа в пласте. Давление газа определяется эпизодически (это достаточно длительный процесс).

Кроме того, при гидрорыхлении газ вытесняется из пласта, а его давление меняется. То есть надежность оценки  $P_k$  в процессе гидрорыхления – низкая.

В силу этих соображений показателями  $\varphi_m(P_k)$  и  $\varphi_u(P_k)$  в выражении (2.18) лучше всего пренебречь. На числитель формулы отсутствие  $\varphi_m(P_k)$  практически не скажется – давление нагнетания до разгрузки  $P_m$  минимум в 10 раз больше, чем давление газа  $P_k$ . Значение знаменателя поменяется сильнее – он увеличится; а отношение в левой части (2.18) – уменьшится.

Таким образом расчетная степень разгрузки пласта окажется несколько меньше реальной. Погрешность пойдет в запас оценки разгрузки. Тогда (2.18) можно записать в виде:

$$\frac{\varphi_m(P_m)}{\varphi_u(P_u)} = \frac{Q_m}{Q_u}. \quad (2.19)$$

Подстановка в это выражение уравнения (2.3) позволит получить окончательное функциональное уравнение, левая часть которого описывает степень разгрузки пласта:

$$\frac{K(P_{Rm})}{K(P_{Ru})} = \frac{Q_m}{Q_u} \frac{\psi(P_u)}{\psi(P_m)}. \quad (2.20)$$

Заметим, что при отсутствии регулирования темпа нагнетания плунжерной насосной установки расходы  $Q_m$  и  $Q_u$  как при максимальном ( $P_m$ ), так и при конечном ( $P_u$ ) давлениях будут одинаковые.

Если часть подачи насосной установки перепускается из напорной во всасывающую магистраль, то расходы  $Q_m$  и  $Q_u$  лучше определять по показаниям ротаметра, установленного в перепускной магистрали, вычитая их из величины номинальной подачи.

Для регулируемой насосной установки УНР-02 расходы  $Q_m$  и  $Q_u$  определяются расчетным путем по ее линейной индикаторной диаграмме.

При плановом выполнении гидрорыхления участок прогноза фиксирует значения максимального и конечного давления нагнетания и объем поданной в пласт жидкости. Этих показателей достаточно для практически мгновенной оценки разгрузки пласта оператором прогноза.

А сформированная база данных позволит провести сопоставление разгрузки пласта при гидрорыхлении в выбросоопасных и не выбросоопасных зонах.

Это сопоставление происходит автоматически: работы по гидрорыхлению начинаются через несколько смен после того, как началась отработка выбросоопасной зоны, а заканчиваются через несколько смен после ее прохождения.

Таким образом, модель линейной трехмерной фильтрации в изотропном пласте с равномерным распределением горного давления в форме теоретической бародинамической кривой (2.10) позволяет при минимальных трудозатратах и в режиме реального времени определить показатель проницаемости (2.11) и степени разгрузки пласта (2.20) при гидрорыхлении.

Применимы ли эти зависимости для реального пласта с анизотропной проницаемостью и переменным горным давлением на разном расстоянии от забоя? Ответы на этот вопрос рассмотрены в двух следующих подразделах.

Забегая вперед, скажем, что вид зависимостей не меняется, а меняется только параметр  $\alpha$ .

## 2.2 Влияние анизотропии проницаемости на характер бародинамики нагнетания

Аналитического решения задачи для пласта с тремя направлениями различия проницаемости авторам обнаружить не удалось. Но есть решение для пласта с различными проницаемостями в двух направлениях.

Обозначим проницаемость вдоль оси скважины символом  $K_z$ , а в перпендикулярном оси направлении – символом  $K_r$ . Для «больших» значений координат внешнего контура нагнетания, при которых

$$X_k \approx Z_k \gg L/2, \quad (2.21)$$

получена формула связи между расходом и давлением (X.18) работы [3]:

$$Q = \frac{2\pi K_r L (P_c - P_k)}{\ln \frac{\sqrt{K_r} L_d}{\sqrt{K_z} \alpha \cdot r_c}}. \quad (2.22)$$

В этой формуле предполагается, что проницаемость пласта не зависит от давления нагнетания и горного давления, то есть потенциал давления  $\varphi(P) = KP$ .

В этом случае формула связи между расходом и давлением для изотропного пласта (X.14) из работы [3] (у нас записана как (2.2)) переписется с учетом (2.7) и (2.21) в виде:

$$Q = \frac{2\pi KL [P_c - P_k]}{\ln \frac{L_d}{\alpha \cdot r_c}}, \quad (2.23)$$

который совпадает с формулой Н. К. Гиринского.

Сравнивая выражения (2.22) и (2.23), легко увидеть, что анизотропия пласта не меняет математического характера связи расхода с давлением. Изменяются только значения коэффициентов: вместо проницаемости  $K$  для изотропного пласта выступает проницаемость  $K_r$  в направлении, перпендикулярном оси скважины в анизотропном пласте; а вместо безразмерного коэффициента связи условного диаметра  $b$  модели скважины с диаметром реальной скважины  $d$  для изотропного пласта выступает коэффициент

$$\alpha_a = \alpha \frac{\sqrt{K_z}}{\sqrt{K_r}}. \quad (2.24)$$

Это сравнение позволяет утверждать [11], что и вид теоретической бародинамической кривой для изотропного пласта (2.10) сохранится также для пласта с различными проницаемостями в двух направлениях. Только для анизотропного пласта вместо  $\alpha$  в уравнения (2.10–2.17) нужно подставлять  $\alpha_a$  по формуле (2.24). А под проницаемостью анизотропного

пласта следует понимать его проницаемость  $K_r$  в направлении, перпендикулярном оси скважины.

Самая важная формула (2.20) не изменится вообще, поскольку в нее не входят ни  $\alpha$ , ни  $K$ .

Кстати, формулы (2.14), (2.18–2.20) получены именно для «больших» значений координат внешнего контура нагнетания, отвечающих условию (2.21). Поэтому их надежность не вызывает сомнений.

Но в целом, обоснованность полученных выводов о влиянии анизотропии распространяется только на пологую часть бародинамической диаграммы (2.10) – участок ее стабилизации.

А для определения проницаемости  $K_r$  и коэффициента  $\alpha_a$  должны использоваться точки на начальном – возрастающем ее участке, на котором координаты внешнего контура нагнетания могут и не достигать своих «больших» значений. Понятно, что в этом случае достоверность определения  $\alpha_a$  и  $K_r$  будет невысокой.

Оценим возможность использования участка интенсивного возрастания давления на бародинамической диаграмме для расчета фильтрационных характеристик следующим образом. Воссоздадим опущенную авторами формулы (2.22) часть ее знаменателя. Для этого воспользуемся формулой (2.2) для изотропного пласта и перейдем от него к анизотропному пласту, используя изотропирующую подстановку (4.25) из работы Е. С. Ромма [12].

Координаты  $(X_{uz}, Y_{uz}, Z_{uz})$  изотропного пласта перейдут в координаты  $(X, Y, Z)$  пласта с двумя направлениями анизотропии. С учетом принятых обозначений запишем:

$$\begin{cases} X_{uz} = Y_{uz} = \sqrt[4]{\frac{K_z}{K_r}} X = Y \\ Z_{uz} = \sqrt[4]{\frac{K_r}{K_z}} Z \end{cases} \quad (2.25)$$

Подстановкой (2.25) в формулу (2.2) получим:

$$Q = \frac{2\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{\ln \left( \frac{2L \cdot \sqrt[4]{\frac{K_r}{K_z}} + b \cdot \sqrt[4]{\frac{K_z}{K_r}} \cdot \sqrt[4]{\frac{K_r}{K_z}} Z_k + \sqrt[4]{\frac{K_z}{K_r}} X_k - \sqrt[4]{\frac{K_r}{K_z}} \frac{L}{2}}{b \cdot \sqrt[4]{\frac{K_z}{K_r}} \cdot \sqrt[4]{\frac{K_r}{K_z}} Z_{kuz} + \sqrt[4]{\frac{K_z}{K_r}} X_{kuz} + \sqrt[4]{\frac{K_r}{K_z}} \frac{L}{2}} \right)} \quad (2.26)$$

Произведя в последнем выражении сокращения радикалов, перейдя к эллиптическим координатам (2.4) и вводя параметр  $L_d$  по формуле (2.7), получим (для  $L \geq 0,5$  м):

$$Q = \frac{2\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{\ln \left( \frac{L_d}{\alpha_a} \cdot \frac{chq_k + \sqrt{\frac{K_z}{K_r}} shq_k - 1}{chq_k + \sqrt{\frac{K_z}{K_r}} shq_k + 1} \right)}. \quad (2.27)$$

Полученное выражение, связывающее расход с давлением в анизотропном пласте, отличается от своего аналога (2.6) для изотропного пласта только наличием радикала в дробном выражении в знаменателе. Его величина для угольных пластов всегда меньше «1». Поэтому, значение самой дроби для анизотропного пласта всегда будет меньше, чем для изотропного.

Это обстоятельство позволяет исследовать на предмет «больших» значений координат контура нагнетания не формулу (2.26) для анизотропного пласта, а ее изотропный аналог (2.6), имея при этом ввиду, что полученная оценка будет в какой степени завышенной.

Будем перебирать разные значения эллипсоидальной координаты контура нагнетания  $q_k$  и определять соответствующие им значения безразмерных декартовых координат  $X_k/L$ ,  $Z_k/L$  по формулам (2.4).

А главное, исследуем влияние эллипсоидальной координаты  $q_k$  на значение координатной дроби  $\Omega$  в знаменателе формулы (2.27), которая в аналогичной формуле (2.22) для анизотропного пласта приравнена к «1»:

$$\Omega = \frac{Z_k + X_k - \frac{L}{2}}{Z_k + X_k + \frac{L}{2}} = \frac{\frac{Z_k}{L} + \frac{X_k}{L} - \frac{1}{2}}{\frac{Z_k}{L} + \frac{X_k}{L} + \frac{1}{2}}. \quad (2.28)$$

На рисунке 2.2 представлены результаты расчета  $\Omega$  при различных значениях показателя анизотропии  $\eta = \sqrt{K_z} / \sqrt{K_r}$ .

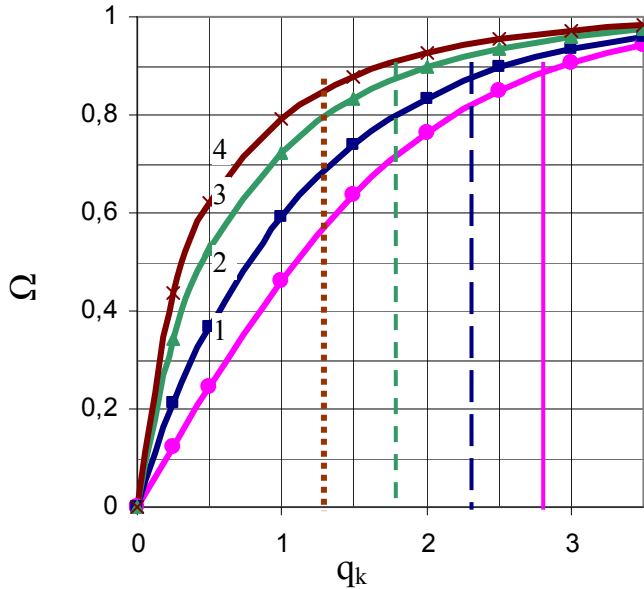


Рис. 2.2 – Влияние значения эллиптической координаты  $q_k$  на величину дробной части знаменателя  $\Omega$  в формуле (2.27):  
 1 – ( $\eta = 1$ ); 2 – ( $\eta = 2$ ); 3 – ( $\eta = 4$ ); 4 – ( $\eta = 6$ )

Из рис. 2.2 хорошо видно, что нормальная точность ( $\Omega \geq 0,9$ ) формулы (2.22) для анизотропного пласта достигается при значении эллипсоидальной координаты  $q_k = 1,5 \div 3$ . Меньшие значения  $q_k$  соответствуют большим значениям коэффициента анизотропии  $\eta$ . При значениях  $q_k$  в диапазоне  $1 \div 1,5$  точность уже заметно ухудшается – погрешность возрастает до 20 % для сильно анизотропного пласта с  $\chi = 6$  и до 35 % для изотропного пласта ( $\eta = 1$ ).

Чтобы понять, какому участку бародинамической диаграммы соответствуют эти условия, выразим параметр  $\Omega$  через функцию давления  $F$  с помощью формулы (2.6).

Введя обозначение

$$F = \frac{4\pi L[\varphi(P_c) - \varphi(P_k)]}{Q}, \quad (2.29)$$

перепишем (2.6) в виде:

$$F = 2 \ln \Omega \quad (2.30)$$

и построим график  $F$  от  $\Omega$ , который показан на рис. 2.3.

График показывает, что для сильно анизотропного пласта ( $\eta = 6$ ) при минимальном значении  $q_k = 1$  (при котором работает формула (2.22) для анизотропного пласта) функция давления  $F$  (кривая 1) уже практически вышла на стабильный участок бародинамической диаграммы. При этой

величине  $q_k = 1$  отклонение функции  $F$  от максимального (расчетного) значения составляет всего 11 % (кривая 8).

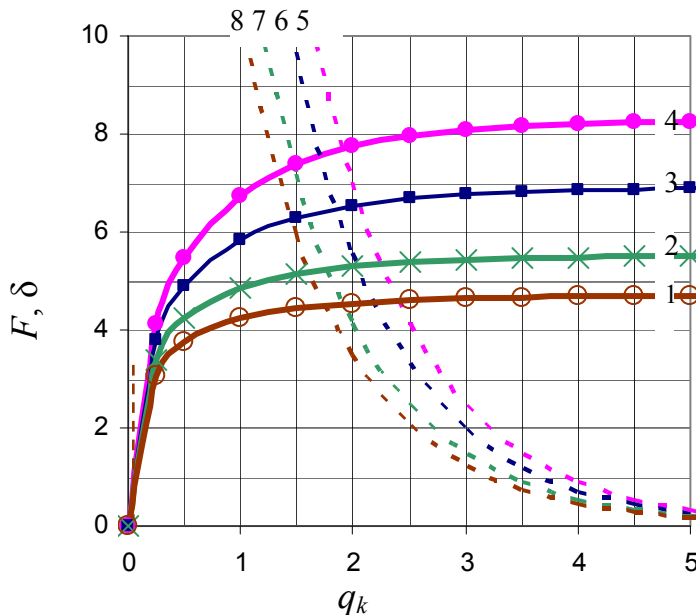


Рис. 2.3 – Влияние значения эллиптической координаты  $q_k$  на величину функции давления  $F$  при разных значениях коэффициента анизотропии ( $1 - \eta = 6$ ;  $2 - \eta = 4$ ;  $3 - \eta = 2$ ;  $4 - \eta = 1$ ) и ее отклонение  $\delta$  от  $F_{max}$ , % ( $5 - \eta = 1$ ;  $6 - \eta = 2$ ;  $7 - \eta = 4$ ;  $8 - \eta = 6$ )

На стабильных участках экспериментальных бародинамических диаграмм разброс значений давлений примерно такой же. То есть значение  $q_k = 1$  не позволяет достоверно обработать экспериментальную бародинамику. Для этого необходимо кроме значения  $F_{max}$  вовлечь в расчет и точку  $q_k < 0,5$ . Но при таком значении  $q_k$  погрешность основной формулы (2.22) возрастает до 40 % (кривая 4 рис. 2.2).

Та же картина наблюдается и для изотропного пласта. Практическая стабилизация давления (функции  $F$ ) наступает при  $q_k = 1,7$  (линии 4 и 5 рис. 2.3). А при этом значении  $q_k$  дробная часть  $\Omega$  формулы (2.2) примерно равна 0,7 – пренебрегать ею нельзя. Однако, для изотропного пласта ею и не нужно пренебрегать. Проницаемость изотропного деформируемого пласта определяется общей формулой (2.11), а недеформируемого – выражением (2.12). А для достоверной оценки коэффициента анизотропии и самого значения проницаемости анизотропного пласта довольно простая формула (2.22) не позволяет использовать экспериментальную бародинамическую диаграмму.

Для анизотропного однородного пласта экспериментальная бародинамическая диаграмма позволяет достоверно определить только основной параметр эффективности гидрорыхления – степень разгрузки пласта по формуле (2.20) и зависимость проницаемости от давления нагнетания. А общепринятые в подземной гидравлике величины – проницаемость и показатель ее анизотропии, которые имеют в основном научное значение, должны определяться в натурных условиях дополнительными экспериментальными измерениями.

В качестве иллюстрации таких дополнительных экспериментальных измерений можно указать добуривание скважины гидрорыхления и повторное в нее нагнетание.

Нагнетание в первоначальную скважину проводится в течение короткого периода (~ 3–5 минут), достаточного для стабилизации бародинамической кривой. После этого нагнетание прекращается, гидрозатвор извлекается, а скважина добуривается на глубину 1 м. Добуренная скважина герметизируется на прежнюю глубину, и нагнетание возобновляется. В результате получаем две бародинамические кривые, которых достаточно для определения двух неизвестных величин – проницаемости и показателя ее анизотропии.

Конкретизировать расчет этих величин по результатам нагнетаний в добуренную скважину нет необходимости. Этот метод пригоден только для однородного пласта, у которого фильтрационные характеристики не зависят от положения рассматриваемой точки в пространстве.

В реальных угольных пластах зоны гидрообработки существенно неоднородны. Главная причина неоднородности проницаемости – изменение величины горного давления в ближайшей окрестности выработки, из которой производится нагнетание. Поэтому, приведенный выше метод добуривания в реальных пластах не позволит получить достоверные фильтрационные характеристики – проницаемость добуренного участка скважины будет отличаться от проницаемости основной скважины.

Тем не менее, приведенный выше пример указывает на принципиальную возможность экспериментального определения фильтрационных характеристик угольного пласта в процессе его гидрорыхления в натурных условиях. Правда методика такого определения более сложна. Она требует добуривания двух интервалов и более сложных экспериментов



и расчетов, основанных на использовании теоретической или эмпирической зависимости проницаемости от горного давления.

Подробно эта методика излагается в подразделе 2.3.2 после анализа фильтрации в неоднородной призабойной зоне пласта.

### 2.3 Влияние горного давления на фильтрацию жидкости в угольном массиве

Все предыдущие рассуждения и выкладки основывались на пространственном постоянстве фильтрационных характеристик  $m$ ,  $K_x$ ,  $K_y$ ,  $K_z$  в различных точках пласта. Такой пласт называется однородным.

Реальные пласты (угольные, нефтяные и газовые) таким свойством не обладают. В нефтяной подземной гидравлике вопросы фильтрации жидкости в неоднородных пластах изучаются с первой половины прошлого века [3] до настоящего времени [11–14].

В угольной промышленности вопросы фильтрации жидкости относятся к вспомогательным, а не к основным технологическим процессам. Поэтому теоретические аспекты фильтрации воды в реальных неоднородных угольных пластах практически не исследовались.

Тем не менее, во второй половине прошлого века лабораторными и натурными исследованиями академических и отраслевых угольных институтов установлена общая закономерность снижения пористости и проницаемости по мере удаления от плоскости забоя в глубину массива. Такое поведение фильтрационных характеристик абсолютно обоснованно объясняется изменением напряженного состояния угольного пласта в приконтурной зоне горных выработок (рис. 2.4).

Характерный вид распределения вертикальных напряжений в бортах выработки (кривая 1 рис. 2.4) упоминается в литературе с середины прошлого века [13].

Выделяют три зоны с различными вертикальными напряжениями, следующие одна за другой в глубину массива, а именно: приконтурная зона разгрузки (зона отжима); зона опорного давления; третья зона, состояние которой близко к состоянию массива, нетронутого горными работами.

Долгое время такое представление о распределении напряжений распространялось и на призабойную зону выработки.

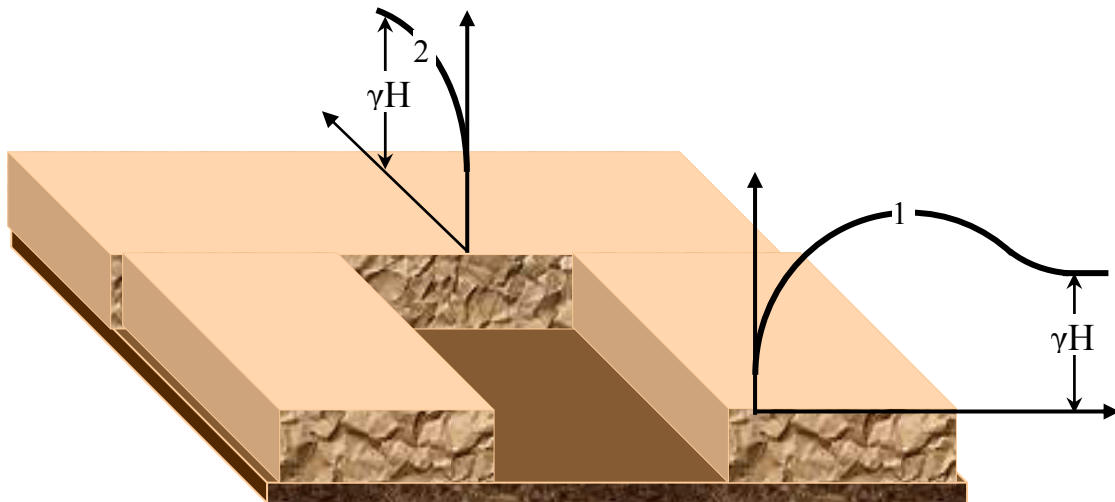


Рис. 2.4 – Эпюры изменения вертикальной компоненты горного давления в окрестности подготовительной выработки:

*1* – в бортах [13]; *2* – в забое [14]

Однако в последние годы появились решения задач методом конечных элементов, позволяющие оценить динамику развития напряженного состояния пластовой выработки с учетом времени, прошедшего после цикла выемки горной массы [15, 16]. Их анализ показывает, что кривая *1* рис. 2.4 приобретает установившуюся классическую форму не сразу после выемки, а через достаточно длительное время – порядка месяца.

Работы по нагнетанию воды в пласт из бортов подготовительных выработок проводились даже через большой промежуток времени после проходки. И они подтверждали классический характер распределения напряжений по косвенному (сопротивление пласта бурению) и прямому (распределение фильтрационных потоков воды в пласте) признакам.

А при гидрорыхлении забоя проходческой выработки, которое производится в ремонтную смену (примерно через 3–5 часов после последнего цикла выемки), зона опорного давления может не успеть сформироваться; и характер распределения вертикальных напряжений будет соответствовать кривой *2* рис. 2.4 – призабойная зона разгрузки (зона отжима) плавно переходит в зону массива, нетронутого горными работами. Но и в этом случае проницаемость массива существенно снижается с увеличением расстояния от забоя в глубину массива.

Поскольку фильтрационные характеристики пласта существенно изменяются по мере удаления от плоскости забоя, возникает необходимость учета этого факта в уравнениях, описывающих фильтрацию жидкости [12, 17].

В связи с этим возникает вопрос: изменится ли вид зависимостей (2.10) и (2.11), описывающих связь темпа и давления нагнетания с объемом поданной в пласт жидкости, и критериальное соотношение разгрузки пласта от естественного поля напряжений (2.22), полученных без учета неравномерности распределения горного давления?

### 2.3.1 Теоретическая бародинамическая кривая в неоднородном анизотропном пласте

Рассмотрим трехмерную фильтрацию жидкости в анизотропном пласте, фильтрационные характеристики которого содержат в качестве безразмерного множителя некоторую однозначную функцию координаты  $Z$ , перпендикулярной плоскости забоя [12].

Выпишем систему уравнений, из которых три первых уравнения выражают закон Дарси, а последнее уравнение представляет условие неразрывности фильтрующейся жидкости.

Для более компактного вида последующих математических выкладок положим, что проницаемость пласта не зависит от давления нагнетания (на обоснованность конечных выводов такое упрощение не повлияет).

$$\left\{ \begin{array}{l} v_x = K_x f(z) \frac{\partial P}{\partial x} \\ v_y = K_y f(z) \frac{\partial P}{\partial y} \\ v_z = K_z f(z) \frac{\partial P}{\partial z} \\ \frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} = 0 \end{array} \right. , \quad (2.31)$$

где  $v_x$ ,  $v_y$ ,  $v_z$  – скорости фильтрации вдоль координатных осей, начало которых расположено в центре фильтрующей части скважины;  $K_x$ ,  $K_y$ ,  $K_z$  – постоянные компоненты тензора проницаемости;  $f(z)$  – безразмерный переменный множитель, выражающий зависимость компонент тензора проницаемости от расстояния  $Z$ .

В этих уравнениях перейдем от прямоугольной системы координат  $(x, y, z)$  к новой системе координат  $x'$ ,  $y'$ ,  $z'$ , связанной с ней соотношениями:

$$\begin{cases} x' = \frac{x}{f(z)} \\ y' = \frac{y}{f(z)} \\ z' = \int \frac{dz}{f(z)} \end{cases} \quad (2.32)$$

В новых координатах система уравнений (2.31) имеет вид:

$$\begin{cases} v_x = K_x \frac{\partial P}{\partial x'} = v'_x \\ v_y = K_y \frac{\partial P}{\partial y'} = v'_y \\ v_z = K_z \frac{\partial P}{\partial z'} = v'_z \\ K_x \frac{\partial^2 P}{\partial x'^2} + K_y \frac{\partial^2 P}{\partial y'^2} + K_z \frac{\partial^2 P}{\partial z'^2} = 0 \end{cases} \quad (2.33)$$

Отметим, что преобразование (2.32) обладает интересным свойством: значения компонентов скорости фильтрации, подсчитанные в новой и старой системе координат, совпадают. То есть наше координатное преобразование не изменяет величин скоростей потока.

В новой системе координат скважина примет форму усеченного тела вращения с осью  $OZ'$ , диаметры оснований которого равны

$$d'_{\max} = d/f(z_C) \text{ и } d'_{\min} = d/f(z_\Gamma), \quad (2.34)$$

а длина определяется соотношением  $\int_{z_\Gamma}^{z_C} dz/f(z)$ , которое с учетом теоремы «о среднем» принимает вид:

$$L' = L/f_{cp}(z), \quad (2.35)$$

где  $f(z_C) \leq f_{cp}(z) \leq f(z_\Gamma)$ ;  $z_C$  – длина скважины;  $z_\Gamma$  – глубина ее герметизации;  $L$  – длина фильтрующей камеры скважины ( $L = z_C - z_\Gamma$ ).

Форма скважины в однородной системе координат показана на рис. 2.5.

Рис. 2.5 наглядно иллюстрирует погрешность представления скважины в однородной системе координат, имеющей вид усеченного однополостного

гиперболоида, эллипсоидом с малой полуосью  $\alpha \cdot d'_n$  так же, как для среды с неизменяющимися фильтрационными характеристиками.

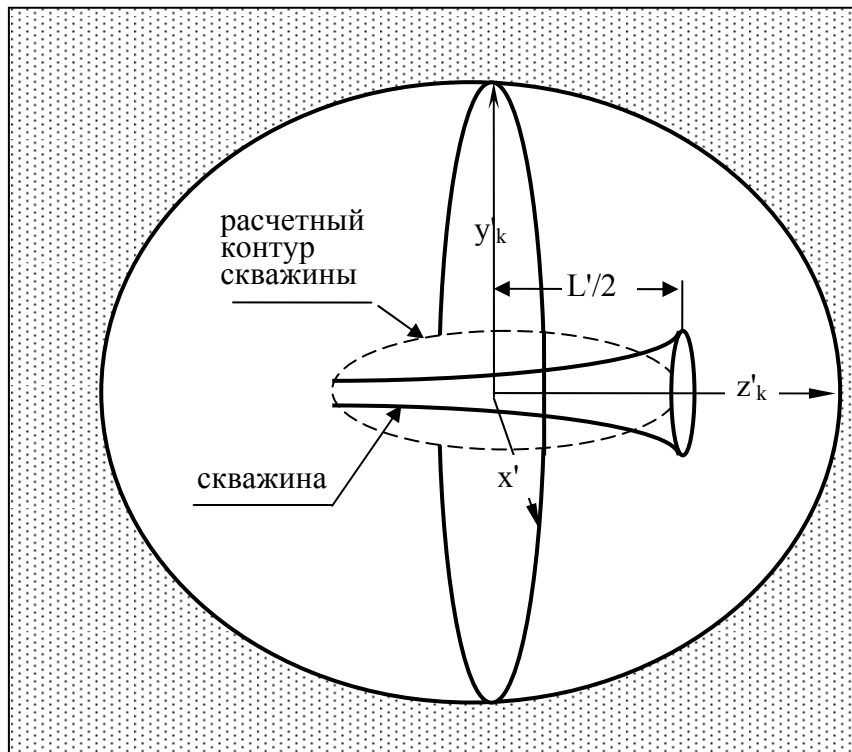


Рис. 2.5 – Схема объемной области фильтрации в однородной системе координат

Раструб забоя скважины увеличивается с ростом ее длины. То есть отклонение формы скважины в эквивалентной однородной системе координат от ее модели – эллипсоида, а с ним и погрешность расчета, возрастают с уменьшением глубины герметизации; и наоборот, с увеличением глубины герметизации при той же длине скважины погрешность расчета уменьшается.

Грубую оценку погрешности можно провести из следующих соображений. Будем считать, что проницаемость пласта является падающей линейной функцией расстояния от забоя скважины; что значение функции  $f(z_c)$  на забое скважины в 6 раз меньше, чем на забое выработки –  $f(0) = 6 f(z_c)$ . Тогда при длине скважины  $z_c = 6$  м и глубине ее герметизации  $z_\Gamma = 2$  м значение функции  $f(z_\Gamma)$  будет в два раза меньше, чем на забое выработки –  $f(0) = 2f(z_\Gamma)$ .

Сама скважина при линейной функции  $f(z_c)$  будет представлять усеченный конус с диаметрами оснований по (34)  $d'_{min} = 2d/f(0)$  и  $d'_{max} = 6d/f(0)$ , длина которого по (2.35)  $L' > 2(z_c - z_\Gamma) / f(0)$ .

С учетом этого, конусность контура скважины, равная тангенсу угла наклона образующей к оси симметрии и определяемая из выражения

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{d'_{\max} - d'_{\min}}{2L'} \leq \frac{d}{z_c - z_r} \leq \frac{5}{400},$$

представляет собой весьма малую величину. Она примерно такая же, как погрешность моделирования цилиндрической скважины в изотропном пласте эллипсоидом вращения.

Величину эквивалентного диаметра  $d'_3$  и эквивалентной длины фильтрующей части скважины  $L'_3$  определим из условия равенства реальной площади боковой поверхности скважины в новой системе координат и ее модели – цилиндра:

$$\pi d'_3 L'_3 + 2\pi \frac{d'^2_3}{4} = \int_{z_k} \frac{\pi d}{f(z)} dz' + \pi \frac{d^2}{4f^2(z_c)} + \pi \frac{d^2}{4f^2(z_r)}, \quad (2.36)$$

в правой части которого интеграл взят по длине скважины в новой системе координат, а квадраты диаметров оснований по выражению (2.34).

Коэффициенты  $\alpha$  моделирования цилиндрической скважины эллипсоидом вращения в однородной системе координат оставим прежними: для изотропной среды – 1,27 при большом удлинении скважины и 1,17 – при малом (подраздел 1.7.1 или [109]), а для анизотропной – по формуле (2.24).

Уравнение (2.36) содержит две неизвестные величины:  $d'_3$  и  $L'_3$ . Для  $L'_3$  его решения приравняем между собой члены, содержащие квадраты диаметров в левой и правой части, а также первые слагаемые в обеих частях. Получим систему:

$$\begin{cases} d'_3 = d \sqrt{\frac{1}{2f^2(z_c)} + \frac{1}{2f^2(z_r)}} \\ d'_3 L'_3 = d \int_{z_k} \frac{dz'}{f(z)} \end{cases}. \quad (2.37)$$

Для оценки интеграла в правой части второго уравнения системы (2.37) удобнее перейти к старым переменным под знаком интеграла.

Воспользовавшись последним уравнением системы (2.32) и теоремой о среднем значении интеграла, запишем:

$$\int_{z_k} \frac{dz'}{f(z)} = \int_{z'_r}^{z'_c} \frac{dz}{f^2(z)} = \frac{L'}{f^2(z)_{cp}}.$$

С учетом найденного значения интеграла и формулы (2.35) второе уравнение системы (2.37) примет вид:

$$d'_3 L'_3 = \frac{d \cdot L}{f_{cp}(z) f^2(z)_{cp}}.$$

Отсюда:

$$L'_3 = \frac{d \cdot L}{d'_3 f_{cp}(z) f^2(z)_{cp}}.$$

Выражая в последнем уравнении  $L'$  через  $L$  по формуле (2.35), а  $d'_3$  через  $d$  по первому уравнению (2.37), и обозначая корень в правой части в нем параметром  $\Theta(L)$ , перепишем (2.37) в виде:

$$\begin{cases} \Theta(L) = \sqrt{\frac{1}{2f^2(z_c)} + \frac{1}{2f^2(z_r)}} \\ L'_3 = \frac{L}{f_{cp}(z) f^2(z)_{cp} \Theta(L)} \\ d'_3 = \Theta(L) d \end{cases} \quad (2.38)$$

Система уравнений (2.38) позволяет определить параметр  $L'_d$  (удлинение скважины) в уравнении связи расхода с давлением. Для однородного изотропного пласта он определяется по формуле (2.7). Для неоднородного анизотропного пласта в новой системе координат она примет вид:

$$L'_d = \frac{2L'_3}{d'_3} + \alpha_a.$$

Переходя в последней формуле к исходной системе координат по (2.38), получим:

$$L'_d = \frac{L}{f_{cp}(z) f^2(z)_{cp} \Theta(L)^2 d} + \alpha_a. \quad (2.39)$$

Таким образом, заменой системы координат по закону (2.32) и моделированием формы скважины эллипсоидом вращения мы свели задачу

о распределении давления в фильтрующейся жидкости для пласта с меняющимися в пространстве фильтрационными характеристиками к задаче о фильтрации жидкости в пласте с постоянными фильтрационными характеристиками, решение которой уже известно.

Осталась одна проблема – мы применяли неортогональное преобразование системы координат. Это означает, что условие перпендикулярности линий тока эквипотенциальным поверхностям в исходной системе координат нарушится при переходе к новой системе координат; и наоборот, перпендикулярность линий тока эквипотенциальным поверхностям в новой системе координат, которая следует из классического решения задачи в ней, нарушится при переходе к исходной системе координат. А условие ортогональности обеспечивает автоматическую неизменность (инвариантность) величины расхода (дебита) жидкости при координатных преобразованиях.

Поскольку наше координатное преобразование неортогонально – необходима оценка его влияния на изменение расхода.

Свяжем расход жидкости  $Q$  через скважину в исходной системе координат с расходом жидкости через модель скважины – эллипсоид вращения – в новой системе координат.

Для этого запишем соотношение, связывающее расход жидкости со скоростью фильтрации в исходной системе координат ( $\Lambda$  – контур скважины):

$$Q = \int_{\Lambda} v_x dydz + v_y dx dz + v_z dx dy .$$

Заменяя в подынтегральном выражении исходные координаты новыми по формулам (2.32) и учитывая, что величины скоростей согласно (2.33) не меняются при координатном преобразовании, получим:

$$Q = \int_{\Lambda'} v'_x f^2(z) dy' dz' + v'_y f^2(z) dx' dz' + v'_z f^2(z) dx' dy' .$$

Вынесем квадрат функции  $f(z)$  за скобки под знаком интеграла:

$$Q = \int_{\Lambda'} f^2(z) (V'_x dy' dz' + V'_y dx' dz' + V'_z dx' dy') . \quad (2.40)$$

Воспользовавшись обобщенной теоремой о среднем значении интеграла, можно вынести за знак интегрирования квадрат функции  $f(z)$ .

Тогда:

$$Q = \Phi_{cp}(z) \int_{\Lambda'} V'_x dy' dz' + V'_y dx' dz' + V'_z dx' dy' . \quad (2.41)$$



Здесь под символом  $\Phi_{cp}(z)$  подразумевается сложная функция  $f^2(z)$ , которая получается при интегрировании (2.41) и последующего равномерного усреднения результата по контуру  $\Lambda'$  скважины в новой системе координат.

При этом функция  $\Phi_{cp}(z)$  естественно находится внутри интервала экстремальных значений функции  $f^2(z)$ :

$$f^2\left(\frac{L}{2}\right) \leq \Phi_{cp}(z) \leq f^2\left(-\frac{L}{2}\right). \quad (2.42)$$

Заметим, что интеграл в правой части последнего выражения есть не что иное, как расход  $Q'$  в новой системе координат, и поэтому справедливо равенство:

$$Q = \Phi_{cp}(z)Q'. \quad (2.43)$$

Расход  $Q'$  связывается с давлением в скважине формулой (2.27), в которой в качестве значений длины фильтрующего участка скважины и его удлинения берутся значения  $L'$  и  $L'_d$  по формулам (2.38) и (2.39).

Она имеет вид:

$$Q' = \frac{2\pi K_r L' (P_c - P_k)}{\ln \frac{\sqrt{K_r} L'_d}{\sqrt{K_z} \alpha} \frac{chq_k^{ob} + \sqrt{\frac{K_z}{K_r}} shq_k^{ob} - 1}{chq_k^{ob} + \sqrt{\frac{K_z}{K_r}} shq_k^{ob} + 1}}.$$

В предыдущем подразделе мы выяснили, что эта формула адекватно описывает процесс нагнетания при условии «больших» значений  $q_k^{ob}$ , когда

$$\frac{chq_k^{ob} + \sqrt{\frac{K_z}{K_r}} shq_k^{ob} - 1}{chq_k^{ob} + \sqrt{\frac{K_z}{K_r}} shq_k^{ob} + 1} \approx 1.$$

Тогда формула примет вид:

$$Q' = \frac{2\pi K_r L'(P_c - P_k)}{\ln \frac{\sqrt{K_r} L'_d}{\sqrt{K_z} \alpha}}, \quad (2.44)$$

который совпадает с формулой Н. К. Гиринского [3].

Переходя в этом уравнении к величинам  $Q$ ,  $L$ ,  $d$  по зависимостям (2.35), (2.39), (2.41) и (2.43), получим:

$$Q = \frac{2\pi K_r \frac{\Phi_{cp}(z)}{f_{cp}(z)} L(P_c - P_k)}{\ln \frac{\sqrt{K_r}}{\sqrt{K_z} \alpha} \left( \frac{L}{f_{cp}(z) f^2(z)_{cp} \Theta(L)^2 d} + \alpha \frac{\sqrt{K_z}}{\sqrt{K_r}} \right)}. \quad (2.45)$$

Вынесем в этой формуле за скобки второе слагаемое в знаменателе и получим окончательно:

$$Q = \frac{2\pi K_r \frac{\Phi_{cp}(z)}{f_{cp}(z)} L(P_c - P_k)}{\ln \left( \frac{\sqrt{K_r}}{\sqrt{K_z} \alpha} \frac{L}{f_{cp}(z) f^2(z)_{cp} \Theta(L)^2 d} + 1 \right)}. \quad (2.46)$$

Входящие в соотношения (2.45) и (2.46) величины  $\Phi_{cp}(z)$ ,  $f_{cp}(z)$ ,  $f^2(z)_{cp}$  и  $\Theta(L)^2$  зависят только от длины фильтрующей камеры  $L$  и длины скважины  $z_c$ . Поэтому связь гидравлических и технологических параметров нагнетания (давления, расхода и длины скважины) для неоднородного пласта (2.45) остается такой же, как и для однородного анизотропного пласта (2.22). То есть вид бародинамических кривых в однородном и неоднородном пластах будет одинаковым.

Функции  $\Phi_{cp}(z)$ ,  $f_{cp}(z)$ ,  $f^2(z)_{cp}$ ,  $\Theta(L)^2$ , характеризующие неоднородность проницаемости пласта, входят в числитель и знаменатель (2.46) как множители; и их значения при изменении чисто гидравлических параметров путем их регулирования во время нагнетания в одну скважину не изменяются. Однако они меняются, если в пласте пошел процесс разгрузки, который сопровождается изменением эпюры горного давления.

Поэтому, для определения основного параметра эффективности гидрорыхления – степени разгрузки неоднородного пласта – формула (2.20),

полученная для однородного пласта, – непригодна. Этот показатель определяется более сложным путем в подразделе 2.3.3.

А вот зависимость проницаемости от давления нагнетания в неоднородном пласте определяется по индикаторной диаграмме нагнетания согласно алгоритму, разработанному в подразделе 2.1 для однородного изотропного пласта.

Сама проницаемость пласта и ее изменение с расстоянием от забоя выработки, как и показатель анизотропии пласта, определить по индикаторной и бародинамической диаграмме обычного нагнетания в одну скважину нельзя.

Учет неоднородности пласта в сочетании с его анизотропией только усугубляет ситуацию. Величины  $\Phi_{cp}(z)/f_{cp}(z)$  и  $K_r$ , входящие в числитель (2.46), при экспериментальном их определении в натуральных условиях неразличимы. Точно также неразличимы и величины  $K_z, f_{cp}(z), f^2(z)_{cp}, \Theta(L)^2$  в знаменателе указанной выше формулы.

### 2.3.2 Определение фильтрационных характеристик неоднородного анизотропного пласта

Какую же информацию о фильтрационных свойствах пласта можно получить по бародинамической и индикаторной кривой нагнетания? Для ответа на этот вопрос проанализируем вид формулы (2.46) при малой длине фильтрующей части скважины.

При малой длине фильтрующей части скважины  $L$  (в соответствии с формулами (2.38) и (2.42)) функция  $\Phi_{cp}(z) \approx f^2(z_\Gamma)$  и  $f_{cp}(z) \approx f(z_\Gamma)$ . Произведение функций  $f_{cp}(z), f^2(z)_{cp}, \Theta(L)^2$  в знаменателе формулы (2.46) также будет равно  $f(z_\Gamma)$ .

Подставив эти значения в формулу (2.46) и возвращаясь к коэффициенту  $\alpha_a$  анизотропного пласта по (2.24), перепишем ее в виде:

$$Q = \frac{2\pi K_r f(z_\Gamma) L (P_c - P_k)}{\ln\left(\frac{L}{f(z_\Gamma) \alpha_a d} + 1\right)}. \quad (2.47)$$

Формула (2.47) содержит три величины, подлежащие определению путем нагнетания: проницаемость  $K_r$ , показатель анизотропии  $\alpha_a$  и функцию

изменения проницаемости  $f(z_r)$ . Понятно, что по одной бародинамической кривой определить эти показатели невозможно.

Выход из тупиковой ситуации видится в получении нескольких (минимум трех) бародинамических кривых одной и той же скважины. Для этого нужно организовать ее поинтервальную обработку, которая аналогична замерам динамики газовыделения (рис. 2.6).

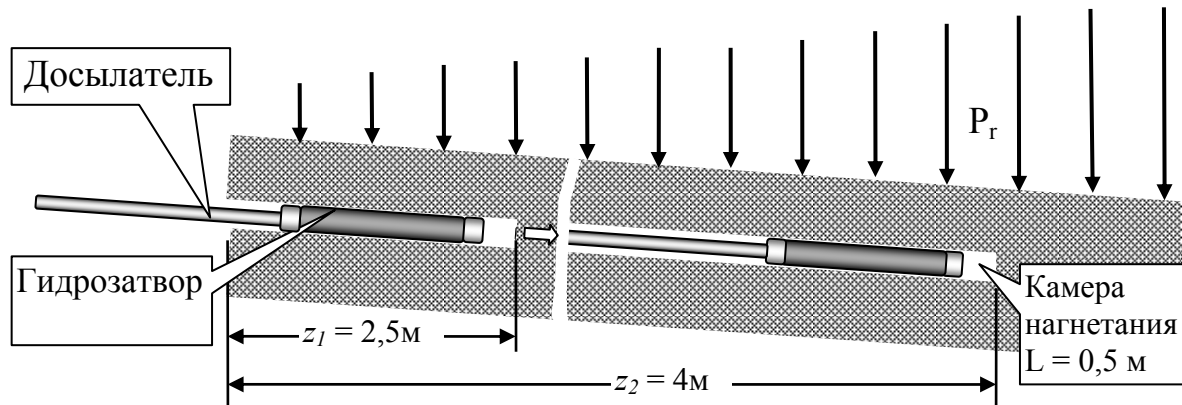


Рис. 2.6 – Схема поинтервального нагнетания

Скважина бурится на глубину  $z_1 = 2,5$  м и герметизируется двухметровым гидрозатвором ( $z_{Г1} = 2$  м). В образовавшуюся камеру производится нагнетание в течение 2–5 минут, необходимых для стабилизации первой бародинамической кривой.

После фиксации величин давления  $P_1$  и расхода воды  $Q_1$  нагнетание прекращается. Гидрозатвор извлекается из скважины; и производится ее добуривание до глубины  $z_2 = 4$  м. Герметизация 2-го интервала производится на глубину  $z_{Г2} = 3,5$  м; и нагнетание повторяется.

После фиксации величин давления  $P_2$  и расхода воды  $Q_2$  на участке стабилизации второй бародинамической кривой нагнетание прекращается; и скважина добуривается до глубины 5,5 м с герметизацией на глубину  $z_{Г3} = 5$  м.

На этом последнем интервале можно провести полный цикл нагнетания и получить третью бародинамическую кривую с фиксацией величин давления  $P_3$  и расхода воды  $Q_3$  на участке ее стабилизации.

Таким образом, при поинтервальной обработке одной скважины можно получить три достаточно точных значения величин давления  $P$  и расхода воды  $Q$  на участках стабилизации трех бародинамических кривых.

С формальной точки зрения это число соответствует числу неизвестных в формуле (2.47). Однако, одним из неизвестных является функция  $f(z_T)$ , которая определяется минимум двумя параметрами (если ее можно представить в виде прямой линии). А в других случаях число параметров больше. То есть полученных трех пар значений давления и расхода по трем бародинамическим кривым все равно не хватает.

Недостающие экспериментальные значения можно получить из трех индикаторных кривых для трех интервалов нагнетания в скважину. Они, как известно, выражают зависимость давления от расхода жидкости.

При плавном повышении расхода воды в пласт давление вначале повышается примерно пропорционально расходу. Затем интенсивность повышения давления при повышении расхода уменьшается. На последней стадии процесса давление перестает реагировать на повышение расхода воды из-за развития трещин в пласте, оставаясь постоянной величиной – предельным давлением нагнетания  $P_{np}$ .

Однако таким методом можно пользоваться только на безопасных по выбросам пластах.

Если же пласт выбросоопасный, то поднятие давления до предельного значения  $P_{np}$  с высокой вероятностью приведет к гидроотжиму пласта. Гидроотжим пласта, в свою очередь, может спровоцировать выброс.

Таким образом, несмотря на простоту экспериментального измерения и отсутствие дополнительной расчетной обработки результатов, метод количественной оценки горного давления по величине предельного давления нагнетания  $P_{np}$  не гарантирует безопасного применения на выбросоопасных пластах.

Выход из этой ситуации видится в получении импульсных индикаторных диаграмм [18].

Если в стандартной индикаторной диаграмме давление повышается монотонно от значения  $P_i$  до значения  $P_{i+1}$ , то в импульсной – коротким импульсом с возвратом к исходному значению –  $P_i \rightarrow P_{i+1} \rightarrow P_i$ .

После возврата к исходному значению давления сравниваются показания расхода (по ротаметру) до  $Q_1(P_i)$  и после  $Q_2(P_i)$  импульса. Если показания расхода примерно одинаковы –  $Q_1(P_i) \approx Q_2(P_i)$ , то давление снова повышается до значения  $P_{i+1}$ . После измерения расхода  $Q_1(P_{i+1})$  при давлении  $P_{i+1}$  следует новый импульс  $P_{i+1} \rightarrow P_{i+2} \rightarrow P_{i+1}$ .

Процесс повторяется до тех пор, пока расход после очередного импульса  $Q_2(P_6)$  заметно не изменится, по сравнению с расходом до импульса  $Q_1(P_6)$ . В этот момент нагнетание прекращается. Допустимое давление для опробованного интервала принимается равным  $P_6$ . Расход воды при допустимом давлении принимается равным  $Q_1(P_6)$ . Предельное давление нагнетания принимается равным максимальному давлению в последнем импульсе  $P_{пр}$ .

На рис. 2.7 показана бародинамическая кривая – зависимость давления от времени нагнетания – при снятии импульсной индикаторной диаграммы.

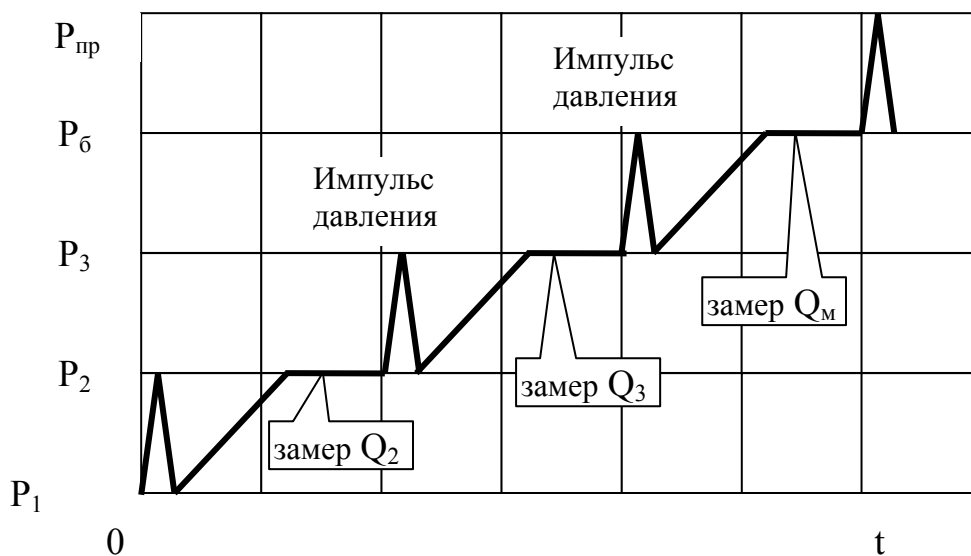


Рис. 2.7 – Бародинамическая кривая при снятии импульсной индикаторной диаграммы

Отрезки бародинамической кривой, на которых производится измерение расходов  $Q_2$ ,  $Q_3$ ,  $Q_6$ , соответствуют точкам  $Q_2$ ,  $Q_3$ ,  $Q_6$  на горизонтальной оси импульсной индикаторной диаграммы, схематическое изображение которой представлено на рис. 2.8.

По вертикальной оси расположены значения давления нагнетания, по горизонтальной – значения расхода воды (темпа нагнетания). Линиями со стрелками обозначены стадии сброса давления, пунктирными линиями – значения расхода до импульсного подъема давления ( $Q_2$ ,  $Q_3$ ,  $Q_м$ ) и после его сброса.

При реальном нагнетании между двумя значениями расхода воды, измеренными при одном и том же давлении, всегда будет наблюдаться разница –  $\Delta Q_2$ ,  $\Delta Q_3$ ,  $\Delta Q_м$ . Пока эта разница невелика и примерно

одинакова для разных значений расхода ( $\Delta Q_2$ ,  $\Delta Q_3$  на рис. 2.8), ею пренебрегают и продолжают импульсное повышение давления.

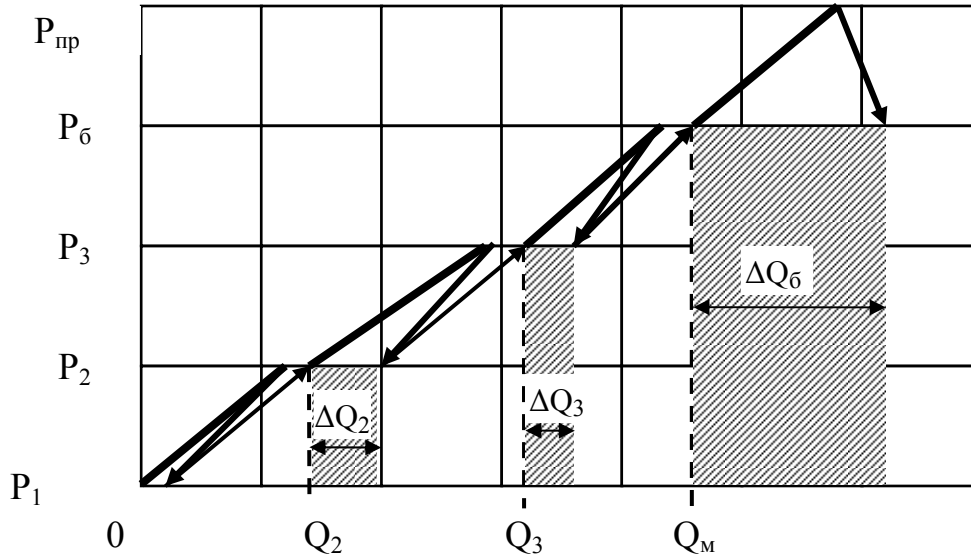


Рис. 2.8 – Импульсная индикаторная диаграмма

Однако существенное возрастание этой разницы ( $\Delta Q_m$  на рис. 2.8) свидетельствует об интенсивном трещинообразовании и является основанием для снижения давления нагнетания.

Найденные по импульсным индикаторным диаграммам значения предельного давления  $P_{\text{ПР}i}$  для каждого интервала нагнетания позволяют определить три постоянных коэффициента в функциональной зависимости напряженного состояния угольного пласта  $P_r(z_{Гi})$  от расстояния до забоя выработки, равного глубине герметизации  $z_{Гi}$ .

Для этого отождествим  $P_{\text{ПР}i}$  с величиной горного давления  $P_r(z_{Гi})$ , имея при этом в виду, что оно не соответствует ни одной из трех реальных компонент напряжения в пласте.

Использованный при выводе формулы (2.3) термин «горное давление» с гидравлической точки зрения означает некоторую комбинацию реальных компонент напряжений, влияющую на проницаемость массива у контура скважины. Поскольку предельное давление нагнетания  $P_{\text{ПР}i}$  определяется по заметному изменению проницаемости, его отождествление с горным давлением  $P_r(z_{Г})$  выглядит достаточно обосновано.

Кроме того, будем считать  $P_r(z_{Г})$  квадратичной функцией аргумента  $z_{Г}$ ,

которая широко применяется при обработке ограниченного набора экспериментальных значений с вполне достаточной точностью:

$$P_r(z_\Gamma) = Az_\Gamma^2 + Bz_\Gamma + C. \quad (2.48)$$

Использование компактного (но формального) вида квадратичной функции  $P_r(z_\Gamma)$  не очень удобно для дальнейших расчетов и анализа их результатов.

Поэтому, заменим три неизвестных параметра  $A$ ,  $B$ ,  $C$  тремя другими величинами, характеризующими напряженное состояние приконтурной части пласта, горным давлением  $P_{r_{\min}}$  на контуре выработки, максимальным горным давлением  $P_{r_{\max}}$  и расстоянием  $z_s$  от контура до зоны максимума горного давления.

Связь этих величин с формальными неизвестными  $A$ ,  $B$  и  $C$  определяется системой уравнений:

$$\begin{cases} P_r(z_\Gamma = 0) = C = P_{r_{\min}} \\ P_r(z_\Gamma = z_s) = P_{r_{\max}} = Az_s^2 + Bz_s + P_{r_{\min}}, \\ \left. \frac{dP_r}{dz_\Gamma} \right|_{z_\Gamma = z_s} = 0 = 2Az_s + B \end{cases} \quad (2.49)$$

последнее из которых выражает условие экстремума функции  $P_r(z_\Gamma)$  на расстоянии  $z_\Gamma = z_s$  контура выработки.

Решая систему (2.49), получим:

$$\begin{cases} A = -\frac{(P_{r_{\max}} - P_{r_{\min}})}{z_s^2} \\ B = 2\frac{(P_{r_{\max}} - P_{r_{\min}})}{z_s} \\ C = P_{r_{\min}} \end{cases}. \quad (2.50)$$

Подставляя найденные значения  $A$ ,  $B$ ,  $C$  в исходное уравнение (2.48) и вводя обозначение

$$\Delta P_r = P_{r_{\max}} - P_{r_{\min}}, \quad (2.51)$$

получим зависимость горного давления от расстояния до контура выработки в виде:



$$P_r(z_\Gamma) = P_{r\min} + 2\Delta P_r \frac{z_\Gamma}{z_s} - \Delta P_r \left( \frac{z_\Gamma}{z_s} \right)^2. \quad (2.52)$$

Полученное уравнение (2.52), выражающее параболическую зависимость горного давления  $P_r(z_\Gamma)$  от расстояния до контура выработки  $z_\Gamma$ , содержит три параметра: минимальное горное давление на самом контуре выработки, расстояние от контура до максимума горного давления  $z_s$ , разность между максимальным и минимальным значениями горного давления  $\Delta P_r$ .

Эти три параметра находятся путем подстановки в левую часть формулы (2.52) экспериментальных значений  $P_{\Gamma Pi}$  при глубине герметизации  $z_{\Gamma i}$  для каждого из трех интервалов нагнетания ( $i = 1, 2, 3$ ), образуя систему из трех уравнений с тремя неизвестными. Ее решение позволит определить глубину зоны опорного давления  $z_s$ , горное давление на забое выработки и в зоне опорного давления.

Еще раз подчеркнем, что найденные величины горного давления не равны ни одной из компонент напряжений в пласте, а являются комплексной характеристикой их влияния на проницаемость пласта.

Приведем уравнение (2.52) к безразмерному виду. В качестве безразмерного множителя по давлению очень удобно выбрать широко используемую величину вертикальных напряжений ( $0,01\gamma H$ , МПа) в нетронутом горными работами массиве на глубине ( $H$ , м) залегания пласта, равную весу вышележащих пород с удельным весом ( $\gamma$ , тс/м<sup>3</sup>).

Разделив обе части (2.52) на величину  $0,01\gamma H$ , получим:

$$P_r^*(z_\Gamma) = P_{r\min}^* + 2\Delta P_r^* z_\Gamma^* - \Delta P_r^* z_\Gamma^{*2}, \text{ МПа}, \quad (2.53)$$

где

$$\left\{ \begin{array}{l} P_r^*(z_\Gamma) = \frac{P_r(z_\Gamma)}{0,01\gamma H} \\ P_{r\min}^* = \frac{P_{r\min}}{0,01\gamma H} \\ \Delta P_r^* = \frac{\Delta P_r}{0,01\gamma H} \\ z_\Gamma^* = \frac{z_\Gamma}{z_s} \end{array} \right. \quad (2.54)$$

Три безразмерных параметра давления в правой части (2.53) характеризуют отношение горного давления на забое выработки и его прирост в зоне опорного давления к известной величине – вертикальным напряжениям в пласте. Они позволяют анализировать в относительных единицах неравномерность распределения комбинации компонент напряжений, определяющей проницаемость в приконтурной зоне пласта.

После определения функции  $P_r(z_\Gamma)$  можно перейти к оценке вида функции  $f(z_\Gamma)$  изменения проницаемости с увеличением расстояния от забоя выработки, которая входит в базовую формулу (2.47) для определения фильтрационных характеристик пласта по результатам поинтервального нагнетания.

Формула (2.47) получена путем предположения, что параметр проницаемости  $K_r$  не зависит от величины механических напряжений в пласте, создаваемых вмещающими породами, – горного давления  $P_R$ . Это предположение было принято для сокращения объема математических выкладок.

А влияние горного давления на параметры фильтрации характеризовалась произведением  $K_r f(z)$ . Нетрудно заметить, что это произведение представляет собой функцию зависимости проницаемости от горного давления  $K(P_r(z_\Gamma))$ , введенную формулой (2.3), в которой аргумент  $P_r(z_\Gamma)$  выражает связь горного давления  $P_r$  с расстоянием от короткой фильтрующей камеры до контура выработки  $z_\Gamma$ .

Поскольку все известные экспериментальные данные (включая и наши собственные) показывают, что зависимость проницаемости от внешнего давления носит обратно экспоненциальный характер, естественно принять:

$$K(P_r) = K_{ro} e^{-\beta P_r} . \quad (2.55)$$

Подставляя в это уравнение выражение для безразмерного горного давления  $P_r^*(z_\Gamma)$  по формуле (2.53), получим:

$$K(P_r) = K_{ro} e^{-\beta \left( P_{r\min}^* + 2\Delta P_r z_\Gamma^* - \Delta P_r z_\Gamma^{*2} \right)} \quad (2.56)$$

и

$$f(z_\Gamma) = e^{-\beta \left( P_{r\min}^* + 2\Delta P_r z_\Gamma^* - \Delta P_r z_\Gamma^{*2} \right)} , \quad (2.57)$$

в которых содержатся два параметра, подлежащих определению:  $\beta$  – безразмерный коэффициент влияния напряженного состояния на проницае-

мость угольного пласта;  $K_{ro}$  – проницаемость угольного пласта при отсутствии горного давления.

Эти два параметра и показатель анизотропии пласта  $\alpha_a$  находятся путем подстановки в левую часть формулы (2.47) экспериментальных значений  $P_i$  при глубине герметизации  $z_{\Gamma i}$  для каждого из трех интервалов нагнетания ( $i = 1, 2, 3$ ), образуя систему из трех уравнений с тремя неизвестными.

Таким образом, задача касательно определения фильтрационных характеристик пласта по бародинамическим и импульсным индикаторным диаграммам поинтервального нагнетания воды решена.

Осталось внести одно уточнение. Для сокращения объема математических выкладок вместо функции давления Лейбензона  $\psi(P_c)$ ,  $\psi(P_\kappa)$ , определяемой соотношением (2.14), в формуле (2.45) просто взяты давление воды  $P_c$ ,  $P_\kappa$  как для недеформируемого пласта.

Для приведения формулы (2.45) к общему виду, соответствующему деформируемому анизотропному неоднородному пласту, подставим в нее вместо давления  $P_c$  функцию Лейбензона  $\psi(P_c)$ , а давление  $P_\kappa$  опустим из-за его малости. Получим:

$$Q = \frac{2\pi K(P_r) \frac{\Phi_{cp}(z)}{f_{cp}(z)} L \psi(P_c)}{\ln \frac{\sqrt{K_r}}{\sqrt{K_z} \alpha} \left( \frac{L}{f_{cp}(z) f^2(z)_{cp} \Theta(L)^2 d} + \alpha \frac{\sqrt{K_z}}{\sqrt{K_r}} \right)}. \quad (2.58)$$

Эта формула устанавливает связь между давлением и расходом при любой длине фильтрующей части скважины. Входящие в нее величины  $\Phi_{cp}(z)$ ,  $f_{cp}(z)$ ,  $f^2(z)_{cp}$ ,  $\Theta(L)^2$  определяются по формулам (2.32), (2.35), (2.37), (2.38) и (2.42) путем численного интегрирования функции  $f(z)$  в виде выражения (2.52). А функция  $K(P_r)$  определяется по формуле (2.56).

Формула, устанавливающая связь между давлением и расходом при короткой фильтрующей камере скважины, получается из (2.47) подстановкой в нее вместо давления  $P_c$  функции Лейбензона  $\psi(P_c)$  и исключением из числителя величины давления  $P_\kappa$  из-за его малости:

$$Q = \frac{2\pi K(P_r) L \psi(P_c)}{\ln \left( \frac{L}{f(z_\Gamma) \alpha_a d} + 1 \right)}. \quad (2.59)$$

### 2.3.3 Определение степени разгрузки неоднородного анизотропного пласта

Изложенный выше метод поинтервальной обработки скважины позволил экспериментальным путем в натуральных условиях определить значения неоднородных фильтрационных характеристик анизотропного пласта, входящих в формулы (2.58) и (2.59), и главное – описать экспериментальную эпюру горного давления выражениями (2.52–2.54), (2.57).

Определить степень разгрузки призабойной части угольного пласта по значению максимального давления в неразгруженном пласте  $P_m(z_\Gamma)$ , определяемого расчетом по формуле (2.52) для короткой фильтрационной камеры, и величине конечного давления нагнетания через эту же скважину в уже разгруженный пласт  $P_u(z_\Gamma)$ , не составляет никакого труда.

Проблема в том, что найденное значение разгрузки носит локальный характер и не описывает полное изменение параметров эпюры горного давления в призабойной части пласта.

На рис. 2.9 показан схематический вид эпюр горного давления разгруженного и неразгруженного пластов.

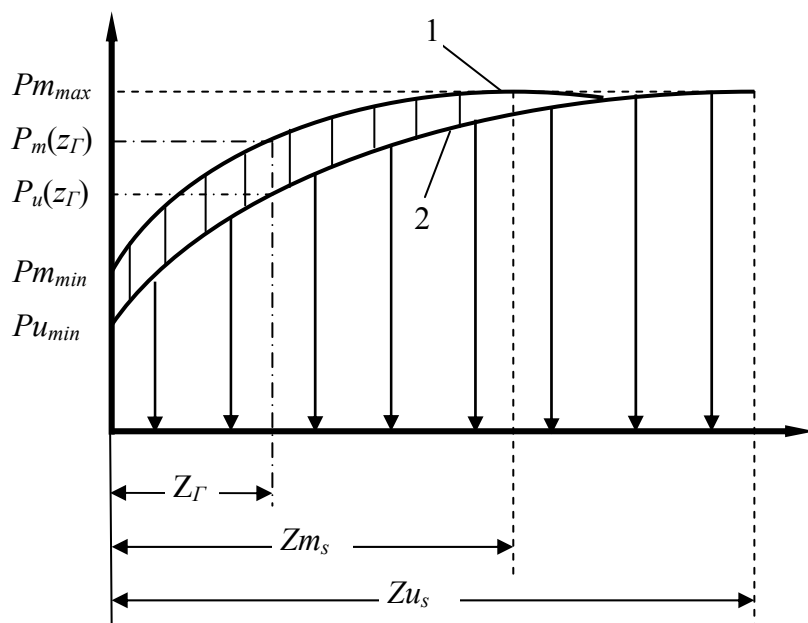


Рис. 2.9 – Эпюра горного давления перед забоем выработки:

1 – до разгрузки пласта; 2 – после разгрузки пласта

Найденные значения максимального  $P_m(z_\Gamma)$  и минимального  $P_u(z_\Gamma)$  горного давления на глубине герметизации  $Z_\Gamma$  дают, конечно, определенное представление о степени разгрузки пласта, но только на этой глубине.

Если бы горное давление не изменялось с расстоянием от забоя, этих показателей было бы вполне достаточно для оценки его разгрузки (случай идеального пласта с однородными фильтрационными характеристиками).

Однако для реального пласта с переменным горным давлением гораздо интереснее и практически полезнее знать расстояние до зоны его максимума  $Zu_s$  после разгрузки. Это позволило бы намного точнее, чем сейчас, определять суточную глубину безопасного подвигания выработки.

Поэтому ниже будет проанализирована возможность определения эпюры горного давления в призабойной зоне пласта после его разгрузки по индикаторным и бародинамическим кривым.

Для однородных фильтрационных характеристик, одинаковых в любой точке пласта, степень разгрузки обратно пропорциональна конечному давлению нагнетания и определяется простой формулой (2.22). Данная формула выводилась из системы двух уравнений связи фильтрационных и гидравлических параметров нагнетания (2.16) и (2.17), записанных для двух точек бародинамической диаграммы:  $m$  (при первоначальном горном давлении  $P_{Rm}$ ) и  $u$  – после разгрузки пласта. Этим точкам соответствуют кривые горного давления 1 и 2 (рис. 2.9).

$$\begin{cases} \varphi_m(P_m) - \varphi_m(P_k) = \frac{Q_m}{4\pi L} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2} \\ \varphi_u(P_r) - \varphi_u(P_k) = \frac{Q_u}{4\pi L} \ln \frac{L_d^2}{\alpha^2} \end{cases}.$$

Для однородных фильтрационных характеристик идеального пласта выражения под логарифмом в правой части системы одинаковы. Это позволяет почленно разделить первое уравнение системы на второе и получить формулу (2.22).

В случае реального пласта с неоднородными фильтрационными характеристиками, которые зависят от расстояния до забоя выработки, аналогичная система базируется на формуле (2.58):

$$\left\{ \begin{array}{l} K(P_u) \frac{\Phi_{cpu}(z)}{f_{cpu}(z)} \psi(P_u) = \frac{Q_u}{2\pi L} \ln \frac{\sqrt{K_r}}{\sqrt{K_z} \alpha} \left( \frac{L}{f_{ucp}(z) f_u^2(z)_{cp} \Theta_u(L)^2 d} + \alpha \frac{\sqrt{K_z}}{\sqrt{K_r}} \right) \\ K(P_m) \frac{\Phi_{cpm}(z)}{f_{cpm}(z)} \psi(P_m) = \frac{Q_m}{2\pi L} \ln \frac{\sqrt{K_r}}{\sqrt{K_z} \alpha} \left( \frac{L}{f_{mcp}(z) f_m^2(z)_{cp} \Theta_m(L)^2 d} + \alpha \frac{\sqrt{K_z}}{\sqrt{K_r}} \right) \end{array} \right. \quad (2.60)$$

В этой формуле выражения под логарифмами правых частей друг другу не равны, поскольку значения функций с индексом  $u$  и индексом  $m$  различны. Не равны друг другу и функциональные дроби в правых частях уравнений системы (2.60). Эти обстоятельства не позволяют получить простую формулу методом почленного деления уравнений системы друг на друга.

При короткой длине фильтрующей части скважины система (2.60) образуется из уравнения (2.59) и записывается в гораздо более компактном и обзримом виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} K(P_u) \psi(P_u) = \frac{Q_u}{2\pi L} \ln \left( \frac{L}{f_u(z_\Gamma) \alpha_a d} + 1 \right) \\ K(P_m) \psi(P_m) = \frac{Q_m}{2\pi L} \ln \left( \frac{L}{f_m(z_\Gamma) \alpha_a d} + 1 \right) \end{array} \right. \quad (2.61)$$

Здесь под логарифмами правой части отличаются только функции  $f_u(z_\Gamma)$  и  $f_m(z_\Gamma)$ . Но и этого небольшого отличия достаточно для непригодности способа почленного деления уравнений системы.

Поэтому для оценки степени разгрузки реального угольного пласта с неоднородными фильтрационными характеристиками в призабойной зоне необходим другой подход. Мы изложим его в компактном варианте – для короткой длины фильтрующей камеры скважины. Этот же подход, при необходимости, применяется и для любой длины фильтрующей камеры, но требует гораздо более громоздких выкладок.

Итак, нам необходимо определить параметры эпюры горного давления в призабойной части разгруженного пласта. Эпюра горного давления  $P_u(z)$  определяется формулой (2.52), в которой содержатся три неизвестных величины: минимальное горное давление на контуре выработки  $P_{u\min}$ , расстояние от контура до зоны максимума горного давления  $z_s$  и разность между максимальным  $P_{u\max}$  и минимальным  $P_{u\min}$  значениями горного давления  $\Delta P_u$ .

Для определения указанных выше величин необходимы три условия. Одно из них получается подстановкой в формулу (2.52) измеренного давления  $P_u(z_{\Gamma})$  на глубине герметизации в конце опытного нагнетания. Второе условие связывает давление и расход в конце опытного нагнетания с фильтрационными характеристиками пласта и выражается первым из уравнений (2.61). А вот недостающее третье условие следует изыскать из соображений, не связанных с нашей гидравлической моделью процесса фильтрации. Оно должно вытекать из характера изменения напряженного состояния массива в окрестности выработки, определяемого методами механики сплошной среды. Исследование этого вопроса во всей его полноте выходит далеко за рамки предлагаемой модели фильтрации.

Поэтому в качестве третьего условия зададим значение максимального горного давления  $P_{u_{\max}}$  после разгрузки пласта и свяжем его максимумом горного давления до разгрузки  $P_{m_{\max}}$  коэффициентом  $\chi$ :

$$P_{u_{\max}} = \chi P_{m_{\max}} . \quad (2.62)$$

Значение  $\chi$  может быть получено путем точного аналитического решения задачи определения напряженного состояния в призабойной зоне пласта, учитывающего изменения физико-механических свойств влажного угля, которое к моменту написания книги авторам не известно.

Возможно также расчетно-экспериментальное его определение по результатам систематического совместного бародинамического и сейсмоакустического мониторинга процесса гидрорыхления конкретного пласта. Но такие исследования до настоящего времени также не проводились.

Исходя из этого, примем эмпирический постулат о том, что максимальное значение горного давления после разгрузки  $P_{u_{\max}}$  остается таким же, как и до разгрузки  $P_{m_{\max}}$  (рис. 2.9), то есть  $\chi = 1$ . В пользу того, что  $\chi$  не может быть больше «1», говорит тот факт, что при постоянной скорости подвигания забоя выработки эпюра горного давления впереди него имеет установившийся характер. Иными словами, после суточного, например, цикла подвигания забоя максимальное горное давление впереди него будет таким же, как и после предыдущего суточного цикла. Однако выемка горной массы на глубину суточного подвигания, с позиций механики сплошной среды, эквивалентна снижению до «0» несущей способности этой горной массы, оставленной в массиве.

Таким образом, с позиций напряженного состояния подвигание забоя выработки эквивалентно оставлению извлеченной горной массы на своем месте, но снижению ее несущей способности. Тот же процесс происходит при гидравлической обработке пласта: он остается на месте, но его несущая способность снижается. А поскольку полная потеря несущей способности пласта на глубину подвигания забоя не приводит к увеличению максимума горного давления, то и частичная потеря несущей способности тоже не приведет к его увеличению. Таким образом, вполне обоснованно можно принять, что  $\chi \leq 1$ .

Продолжая нашу аналогию подвигания забоя с изменением несущей способности пласта без его выемки, можно ожидать, что частичная, а не полная, утрата несущей способности приведет к уменьшению максимальной величины горного давления. Однако достоверной, подтвержденной натурными наблюдениями оценки такого снижения у нас нет. Поэтому и принимаем коэффициент  $\chi = 1$ . А по мере дальнейшего накопления теоретических оценок и натуральных данных его значение можно уточнить.

Тогда система уравнений для определения эпюры горного давления в призабойной части пласта примет вид:

$$\begin{cases} P_u(z_\Gamma) = P_{u\min} + 2\Delta P_u \frac{z_\Gamma}{z_{su}} - \Delta P_u \left( \frac{z_\Gamma}{z_{su}} \right)^2 \\ K(P_u)\psi(P_u) = \frac{Q_u}{2\pi L} \ln \left( \frac{L}{f_u(z_\Gamma)\alpha_a d} + 1 \right) \\ P_{u\min} + \Delta P_u = \chi(P_{m\min} + \Delta P_m) \end{cases} \quad (2.63)$$

В этой системе третье уравнение получено из (2.62) переходом от максимальных значений давления к минимальным и средним значениям. Функции  $K(P_u)$  и  $f_u(z_\Gamma)$  определяются выражениями (2.56) и (2.57), в которых параметры  $\beta$  и  $K_{ro}$  известны (определены по бародинамике поинтервальных нагнетаний в еще неразгруженный пласт).

А определению подлежат величины  $P_{u\min}$ ,  $\Delta P_u$  и  $z_{su}$ . Решение этой системы уравнений общеупотребительными алгоритмами, содержащимися практически во всех стандартных программных продуктах, начиная с Excel,



не требует значительных усилий разработчика и затрат компьютерного времени на их расчет.

Сравнивая расстояние до зоны максимума горного давления до разгрузки  $z_{sm}$  и после разгрузки  $z_{su}$ , получаем исчерпывающую информацию о разгрузке пласта по результатам поинтервального нагнетания в скважину с короткой фильтрующей камерой.

Таким образом, разработанная модель трехмерной фильтрации позволила получить весьма важный практический результат – оперативную оценку разгрузки призабойной части пласта по показаниям давления и расхода воды в процессе поинтервального опытного нагнетания через короткую (0,3–0,5 м) фильтрующую камеру.

Важным положительным отличием бародинамической оценки разгрузки от сейсмоакустической является возможность пересчета опытных гидравлических параметров гидрорыхления при короткой фильтрующей камере на другую ее длину с сохранением эффективности по критерию разгрузки пласта.

Кроме того, бародинамическая оценка разгрузки позволяет обоснованно пересмотреть критерий безопасного подвигания забоя после его гидрорыхления. В соответствии с действующими нормативными документами, безопасное подвигание забоя определяется глубиной герметизации скважины, в то время как важнейший параметр – перемещение зоны максимума опорного давления в глубину массива после его гидрообработки – игнорируется. Хотя косвенная оценка такого перемещения (по динамике газовыделения в контрольный шпур) в документе излагается. А предлагаемый метод определения глубины максимума опорного давления позволяет определять глубину безопасного подвигания забоя как расстояние между максимумами горного давления до и после разгрузки пласта.

Проведенные нами ранее ориентировочные расчеты показали, что безопасное подвигание забоя между двумя циклами гидрорыхления примерно в 1,5 раза больше существующей нормативной величины – глубины герметизации.

Впрочем, на расчетную оценку степени разгрузки пласта существенно влияет правильность определения горного давления на конечной стадии нагнетания.

Источником погрешности при экстремальной бародинамической кривой – локальные повышения проницаемости отдельных участков контура скважины, на которых образуются трещины от избыточного давления воды в процессе постепенного снижения горного давления (область 2 рис. 2.10, а). Хотя эти трещины и не достигают контура выработки, их проницаемость значительно выше, чем у пласта в целом. А степень разгрузки оценивается именно по изменению проницаемости пласта в целом (область 1 рис. 2.10, а).

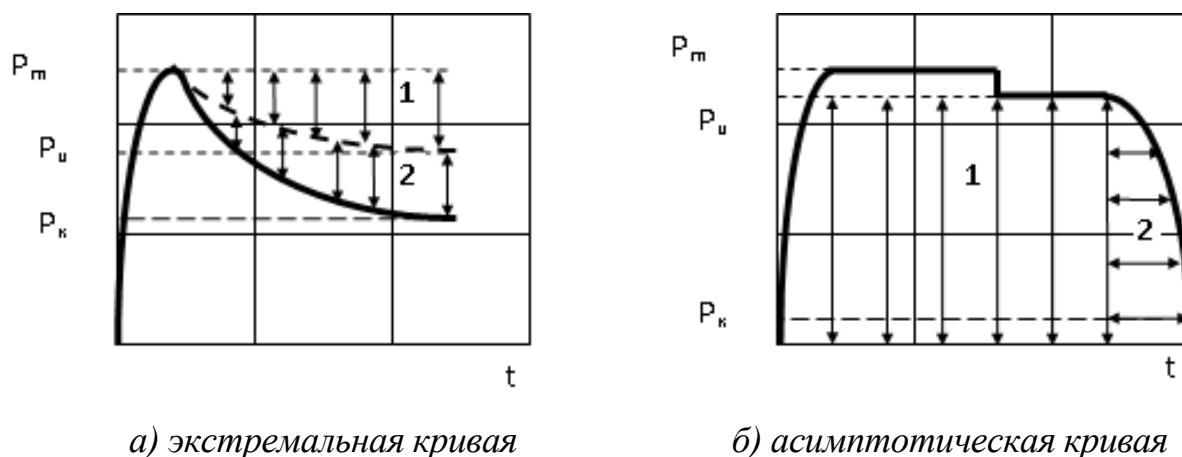


Рис. 2.10 – Схемы бародинамических кривых:

1 – падение давления из-за разгрузки пласта; 2 – падение давления вследствие появления трещин

Поэтому, при экстремальной бародинамической диаграмме фиксируемое значение конечного давления нагнетания всегда будет ниже значения, которое фигурирует в расчетной методике, а расчетная степень разгрузки пласта окажется более реальной. Достоверно оценить погрешность оценки степени разгрузки пласта при экстремальной бародинамике не представляется возможным.

При асимптотической бародинамике трещины от избыточного давления воды в процессе постепенного снижения горного давления не образуются до тех пор, пока горное давление не окажется меньше, чем давление воды в скважине (область 1 на рис. 2.10, б).

А после того, как горное давление снизится до уровня давления воды в скважине, на ее контуре возникает трещина, которая быстро выходит на поверхность выработки (область 2 на рис. 2.10, б). Это объясняется более низкой величиной давления нагнетания, по сравнению с горным давлением

в неразгруженном горном массиве на глубине герметизации скважины, чем при экстремальной бародинамической кривой.

Таким образом, если выбранная величина давления опытного нагнетания настолько высока, что бародинамическая кривая имеет экстремальный характер (рис. 2.10, а), то достоверно оценить степень разгрузки пласта гидравлическими методами невозможно.

А если выбранная величина давления опытного нагнетания меньше, и бародинамическая кривая имеет асимптотический характер, то степень разгрузки пласта гидравлическими методами оценивается достаточно точно.

Поэтому расход воды при опытном нагнетании необходимо ограничивать величиной, при которой установившееся давление будет настолько меньше горного, что бародинамическая кривая приобретет асимптотический характер.

Однако, если давление нагнетания будет слишком низким, то даже после разгрузки пласта образование крупных гидропроводных трещин не произойдет, и область 2 (рис. 2.10, б) на асимптотической бародинамической кривой будет отсутствовать. Такая ситуация представлена на рис. 2.11, где бародинамическая кривая (линия 2) имеет практически прямолинейный характер.

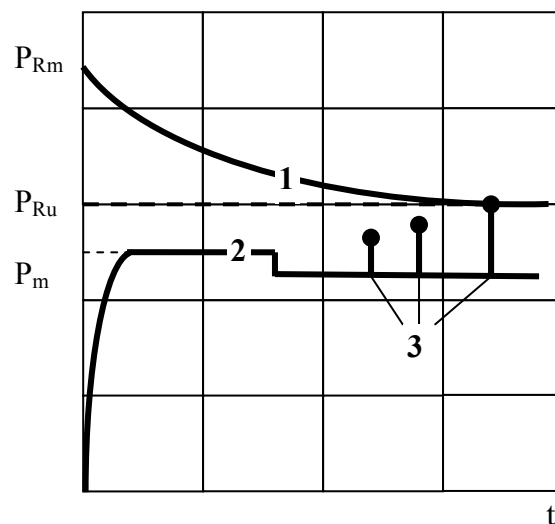


Рис. 2.11 – Изменение горного давления и давления нагнетания во времени:  
1 – горное давление; 2 – давление в скважине; 3 – возвратные импульсы давления

А горное давление (линия 1), хотя и снижается с течением времени, но остается выше давления в скважине. В таком случае значение горного давления после разгрузки пласта  $P_u$  определяется серией возвратных

импульсов давления (линии 3 рисунка 2.11). Подача возвратных импульсов давления производится в том же порядке, как и при построении импульсной индикаторной диаграммы. Давление в очередном импульсе повышается на ~10–20 %, по сравнению с предыдущим значением.

Момент достижения давлением в скважине величины горного давления разгруженного пласта (правая линия 3) определяется по изменению расхода до и после подачи очередного импульса давления.

В целом, технология проведения опытного нагнетания для определения оптимальных параметров гидорыхления выглядит так.

Скважина бурится на глубину 2,5 м и герметизируется двухметровым гидрозатвором с оставлением фильтрующей камеры длиной  $0,3 \div 0,5$  м (рис. 2.5). В образованную камеру производится нагнетание в течение 2–3 минут, необходимых для стабилизации давления, что позволяет определить гидравлические параметры первой бародинамической кривой – давления  $P_1$  и расхода воды  $Q_1$ .

После фиксации этих величин производится определение параметров первой индикаторной кривой и горного давления неразгруженного массива  $P_{Rm2}$  на глубине первого интервала (~ 2 м от забоя). Индикаторная кривая снимается в возвратно-импульсном режиме (рис. 2.6 и 2.7).

После снятия индикаторной кривой первого интервала нагнетание прекращается. Гидрозатвор извлекается из скважины и производится ее добуривание до глубины 4 м. Герметизация второго интервала производится тем же двухметровым гидрозатвором с оставлением фильтрующей камеры длиной  $0,3 \div 0,5$  м на глубину ~ 3,5 м; и нагнетание повторяется в том же режиме, как и на первом интервале.

После определения параметров индикаторной и бародинамической кривых второго интервала – величин давления  $P_2$ , расхода воды  $Q_2$  и горного давления неразгруженного массива  $P_{Rm3,5}$  на глубине второго интервала (~ 3,5 м от забоя) – нагнетание прекращается.

Для обработки третьего интервала скважина добуривается до глубины 5,5 м с герметизацией на глубину ~ 5 м пятиметровым гидрозатвором.

После определения параметров индикаторной и бародинамической кривых третьего интервала – величин давления  $P_3$ , расхода воды  $Q_3$  и горного давления неразгруженного массива  $P_{Rm5}$  на глубине третьего интервала (~ 5 м от забоя), которое производится аналогично первым двум интервалам – нагнетание не прекращается, а продолжается.

Давление нагнетания поддерживается на уровне  $\sim 0,5 P_{Rm5}$ , который обеспечивает асимптотичность бародинамической кривой.

Периодически ( $\sim 5 \div 10$  минут нагнетания) оценивается текущий уровень разгрузки пласта по текущему уровню горного давления  $P_{R5}$ , который определяется путем подачи возвратных импульсов давления (рис. 2.11).

Конечная величина горного давления после разгрузки пласта  $P_{Ru5}$  определяется либо по значению давления в скважине перед началом его интенсивного падения  $P_u$  (рис. 2.10, б), либо по результатам подачи возвратных импульсов давления, если интенсивного падения давления не происходит в течение всего времени, отведенного для опытного нагнетания.

Найденные параметры индикаторной и бародинамической кривых для всех трех интервалов опытного нагнетания, включая величины горного давления до и после разгрузки пласта, подставляются в программу расчета параметров гидрорыхления. Данная программа основана на решениях уравнений (2.56), (2.57), (2.59), (2.63) и позволяет определить проницаемость пласта и коэффициент ее анизотропии, параметры эпюр горного давления до и после разгрузки призабойной части пласта (рис. 2.9), а также на основании полученных характеристик пласта выбрать оптимальные гидравлические и технологические параметры гидрорыхления.

---

Основная практическая ценность разработанной бародинамической модели фильтрации воды в угольном пласте заключается в возможности определения оптимальных параметров гидрорыхления расчетным путем по результатам минимального количества опытных нагнетаний.

Хотя данная модель и базируется на противоречащих экспериментам подходах Дарси-Дюрюи, этот недостаток компенсируется двумя обстоятельствами:

- одинаковой формой бародинамических кривых как для линейного, так и для нелинейного законов трехмерной фильтрации при сравнительно небольшой ( $\sim 2$  м) длине камеры нагнетания;
- существенным влиянием на процесс гидрорыхления негидравлических факторов – неоднородности напряженного состояния пласта в призабойной зоне и его изменения под воздействием воды.

Благодаря этому удалось разработать вполне работоспособную модель, которая впервые позволяет оценить столь широкий круг параметров процесса гидрорыхления в натуральных условиях.

## РАЗДЕЛ 3

### ХАРАКТЕР ВЛИЯНИЯ РАЗУПРОЧНЕНИЯ УВЛАЖНЕННОГО УГЛЯ НА РАЗГРУЗКУ ПРИЗАБОЙНОЙ ЧАСТИ МАССИВА

#### 3.1 Горнотехническая оценка давления воды в скважине при гидрорыхлении

В нетронутым горными работами пласте вертикальную компоненту горного давления  $P_z$  принято определять весом вышележащего массива  $\gamma H$ .

В окрестности горных выработок вертикальная компонента горного давления распределена неравномерно. Например, в плоскости бортов и забоя проходческой выработки оно намного меньше  $\gamma H$ , а на расстоянии  $\sim 10$  м от контура выработки в глубину пласта может превышать величину  $\gamma H$  в забое и  $2\gamma H$  по бортам.

Понятно, что расчетная оценка горного давления в краевой части отработываемого угольного пласта методами геомеханики даст весьма приблизительный результат. Его точность существенно зависит от выбранной расчетной модели, а главное – от показателей анизотропии прочностных и деформационных характеристик, а также соотношения компонент горного давления.

Экспериментальные базы данных по этим показателям к настоящему времени не могут обеспечить надежную точность теоретических расчетов. Однако оценить характерную потребную величину давления гидрорыхления на перспективных глубинах эти расчеты позволяют.

Геомеханические расчеты основаны на методах упругого и упруго-пластического деформирования сплошной среды.

Расчетная модель массива со скважиной показана на рис. 3.1.

На рис. 3.1 (а) показано общее схематическое распределение компонент горного давления, перпендикулярных оси скважины, а на рис. 3.16 (б) – напряженное состояние при отсутствии бокового давления (одноосное сжатие).

Наш анализ начнем с упругого деформирования пласта со скважиной. Во-первых, потому, что оно имеет место на небольших расстояниях от забоя в глубину массива. А во-вторых, результаты, полученные для упругого деформирования, служат своеобразным первым приближением при расчетах неупругого режима.

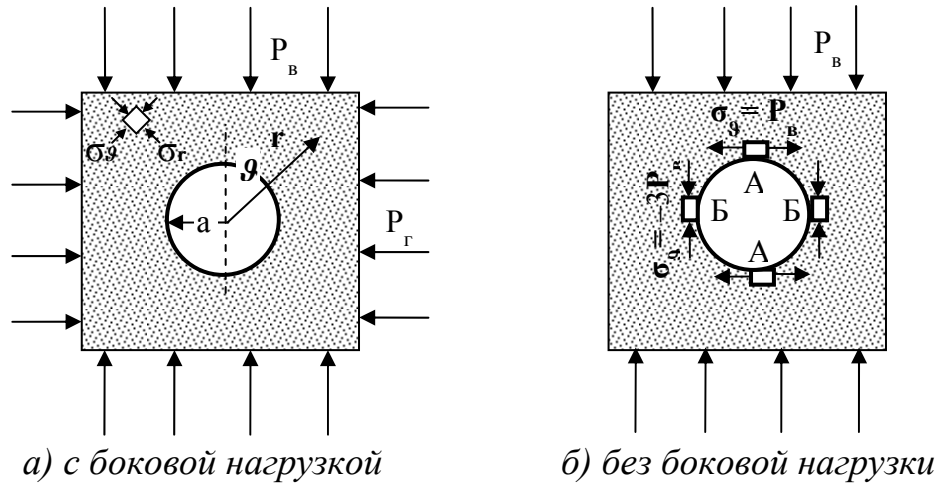


Рис. 3.1 – Схема напряжений около скважины

Напряженное состояние массива со скважиной моделируется напряжениями в пластине с отверстием, описывается суперпозицией решений Кирша [19] и в принятых нами обозначениях имеет вид [20]:

$$\sigma_{rr}^{(yH)}(r) = -\frac{P_v}{2} \left[ (1+\lambda) \left( 1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + (1-\lambda) \left( 1 - 4 \frac{a^2}{r^2} + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos(2\vartheta) \right], \quad (3.1)$$

$$\tau_{r\theta}^{(yH)}(r) = \frac{P_v}{2} (1-\lambda) \left( 1 + 2 \frac{a^2}{r^2} - 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \sin(2\vartheta), \quad (3.2)$$

$$\sigma_{\theta\theta}^{(yH)}(r) = -\frac{P_v}{2} \left[ (1+\lambda) \left( 1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - (1-\lambda) \left( 1 + 3 \frac{a^4}{r^4} \right) \cos(2\vartheta) \right], \quad (3.3)$$

где  $P_v$  – вертикальное горное давление;  $a$  – радиус отверстия;  $r, \vartheta$  – радиальная и угловая координаты, отсчитываемые от **вертикали**;  $\lambda$  – коэффициент горизонтального (бокового) горного давления, равный  $\lambda = P_h / P_v$ .

На контуре скважины согласно (3.3):

$$\sigma_{\theta\theta} / P_v = 2(1-\lambda) \cos 2\theta - (1+\lambda), \quad \sigma_r = 0. \quad (3.4)$$

Анализ последней зависимости показывает, что  $\sigma_{\theta\theta}$  достигает экстремальных значений при  $\theta = 0$  и  $\theta = \pi/2$ :

$$\sigma_{\theta\theta=0} / P_v = 1 - 3\lambda, \quad (3.5)$$

$$\sigma_{\theta\theta=\pi/2} / P_v = -3 + \lambda. \quad (3.6)$$

Уравнения (3.5) и (3.6) позволяют оценить максимальные значения вертикальной и горизонтальной компоненты горного давления в упругой зоне.

В плоскости рис. 3.1 на контуре пустой скважины действует только одна компонента напряжения –  $\sigma_\theta$ . Радиальные напряжения  $\sigma_r$  на контуре отсутствуют.

Перпендикулярно плоскости рис. 3.1 действует осевое сжимающее напряжение  $\sigma_z$ , которое равно «0» при модели плоского напряженного состояния пласта. А при модели плоской деформации напряжение  $\sigma_z$  не равно «0», но его величина меньше тангенциального напряжения  $\sigma_\theta$ , поэтому оно является промежуточной компонентой.

Таким образом, контур пустой скважины находится в условиях одноосного сжатия тангенциальным напряжением  $\sigma_\theta$ . Если скважина находится в упругом состоянии, то максимальные контурные тангенциальные напряжения  $\sigma_{\theta max}$  меньше предела прочности угля при одноосном сжатии  $[\sigma]$ .

В зависимости от величины  $\lambda$ , максимальное тангенциальное напряжение  $\sigma_{\theta max}$  может совпадать либо с величиной тангенциальных напряжений  $\sigma_{\theta=0}$  в точках А (рис 3.1, б), определяемых выражением (3.5), либо с величиной тангенциальных напряжений  $\sigma_{\theta=\pi/2}$  в точках Б (рис 3.1, б) – по выражению (3.6).

Для  $\lambda \leq 1$  больше оказывается  $\sigma_{\theta=\pi/2}$ , а для  $\lambda \geq 1$  –  $\sigma_{\theta=0}$ . Поскольку в выражениях (3.5) и (3.6)  $\sigma_\theta$  – отрицательные величины, а предел прочности  $[\sigma]$  – положителен, поменяем знаки их правых частей.

Тогда можно переписать (3.5) и (3.6) в виде:

$$\sigma_{\theta=\pi/2} = (3 - \lambda) P_B \leq [\sigma]; \lambda \leq 1, \quad (3.7)$$

$$\sigma_{\theta=0} = (3\lambda - 1) P_B \leq [\sigma]; \lambda \geq 1. \quad (3.8)$$

Откуда максимальное значение вертикальной компоненты горного давления, при котором конур скважины еще находится в упругом состоянии  $P_{\text{в}}^{\text{max}}$ , выразится через предел прочности угля  $[\sigma]$  и коэффициент горизонтального горного давления  $\lambda$  формулами:

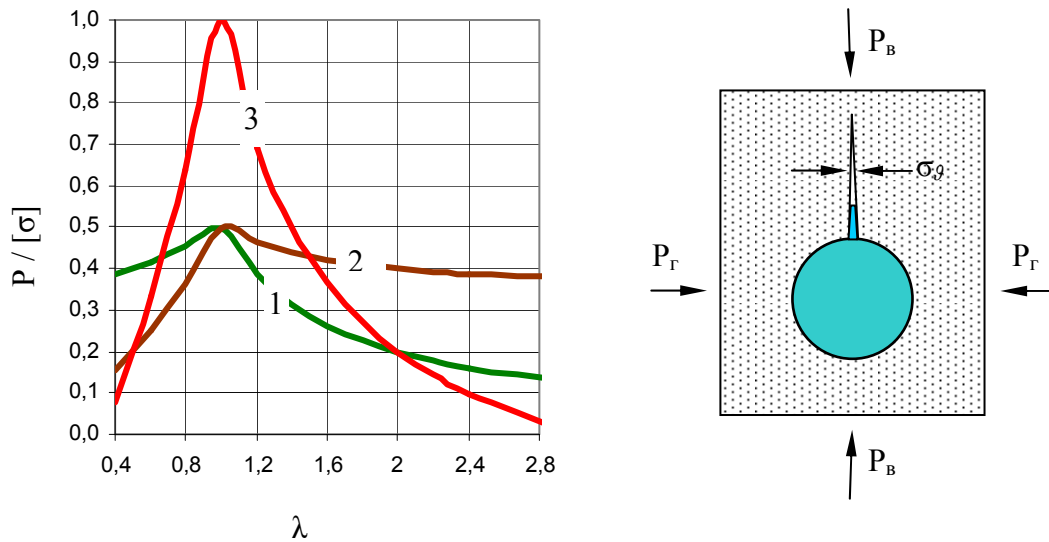
$$P_{\text{в}}^{\text{max}} \leq [\sigma] / (3 - \lambda); \lambda \leq 1, \quad (3.9)$$

$$P_{\text{в}}^{\text{max}} \leq [\sigma] / (3\lambda - 1); \lambda \geq 1. \quad (3.10)$$

Максимальные значения вертикальной компоненты горного давления  $P_{\text{в}}^{\text{max}}$ , при котором стенки скважины еще находятся в упругом состоянии, и соответствующие им значения давления трещинообразования  $P_T$  для разных  $\lambda$  представлены на рис. 3.2 (а) линиями 1, 2.



Из рис. 3.2 видно, что чем больше отличие между вертикальной и горизонтальной компонентами горного давления, тем быстрее контур скважины переходит из упругого в неупругое состояние.



а) безразмерные величины давлений  
 $P_e^{max} / [\sigma]$ ,  $P_T / [\sigma]$ ,  $P_r / [\sigma]$

б) трещина малой гидропроводности  
 при гидорыхлении

Рис. 3.2 – Зависимость напряжений на контуре скважины в упругом состоянии от отношения  $\lambda$  горизонтальной компоненты  $P_2$  горного давления к вертикальной  $P_e$ :

1 – вертикальная компонента  $P_e^{max} / [\sigma]$ ; 2 – горизонтальная компонента  $P_2 / [\sigma]$ ;  
 3 – давление трещинообразования  $P_{Ty} / [\sigma]$

Так, при минимальном значении  $\lambda = 0,4$  скважина переходит в неупругий режим деформирования уже при значении  $P_e = 0,15[\sigma]$  или 3 МПа, если  $[\sigma] = 20$  МПа. А при  $\lambda = 1$  неупругий режим деформирования наступает для того же  $[\sigma] = 20$  МПа при значении  $P_e = 0,5[\sigma] = 10$  МПа.

Если сопоставить значения  $P_e$  при  $\lambda = 0,4$  и  $\lambda = 1$  с общепринятой оценочной величиной вертикального горного давления  $\gamma H$  в нетронутом горными работами пласте на глубине  $H$  (принимая  $\gamma = 2,5$  тс/м<sup>3</sup>), то получается, что скважина находится в режиме упругих деформаций до глубин от 120 м (для  $\lambda = 0,4$ ) до 400 м (для  $\lambda = 1$ ). На таких глубинах (400÷500 м) Донбасс работал лет 40 тому назад.

В современных условиях упругое деформирование скважины может иметь место только на первых метрах от ее устья ( $\sim 2$  м), где горное давление меньше номинального значения  $\gamma H$ .

Кстати, поэтому увлажнение пласта через длинные скважины, популярное в тот период, в современных условиях совершенно неприемлемо.

Для того, чтобы длинная скважина работала эффективно, она должна быть загерметизирована за зоной опорного давления на расстоянии  $\sim 10$  м от забоя. А в опорной зоне давление даже больше  $\gamma H$  и для современных глубин ( $\sim 700 \div 1000$  м) превышает  $25 \div 35$  МПа.

Понятно, что в таких условиях скважину проблематично даже загерметизировать в зоне опорного давления на расстоянии  $\sim 10$  м от забоя, а извлечь герметизатор из сильно деформированной скважины просто нереально.

Значит необходимо использовать неизвлекаемые средства герметизации. При этом они должны быть неметаллическими, чтобы не повредить резцы выемочной и проходческой техники. Такое усложнение, удорожание и повышение трудоемкости работ по герметизации, в сочетании с проблематичностью бурения длинных скважин по углю, явно не оправдывается получаемым от этого мероприятия эффектом.

Перейдем к анализу напряженного состояния при нагнетании в скважину, которая после бурения находилась в упругом состоянии.

Напряжения на ее контуре под воздействием давления нагнетаемой воды  $P_H$  определяются известными зависимостями, которые в наших обозначениях имеют вид:

$$\sigma_{\vartheta} = 2 P_B (1 - \lambda) \cos 2\theta - P_B (1 + \lambda) + P_H; \quad \sigma_r = - P_H. \quad (3.11)$$

Они отличаются от уравнений (3.4) только наличием члена  $P_H$  – давления нагнетания, которое не зависит от угла  $\theta$ . Поэтому углы  $\theta$ , определяющие максимум и минимум тангенциальной компоненты напряжений  $\sigma_{\vartheta}$ , будут такими же, как и в скважине до начала нагнетания ((3.5) и (3.6)).

А сами экстремальные тангенциальные напряжения получаются из этих формул добавлением давления нагнетания  $P_H$ :

$$\sigma_{\vartheta=0} = (1 - 3\lambda) P_B + P_H, \quad (3.12)$$

$$\sigma_{\vartheta=\pi/2} = (-3 + \lambda) P_B + P_H. \quad (3.13)$$

Эти формулы легко позволяют определить давление нагнетания  $P_H$ , при котором в какой-то точке контура  $\vartheta = 0$  или  $\vartheta = \pi/2$  отрицательные значения  $\sigma_{\vartheta}$ , постепенно уменьшаясь с ростом давления в скважине  $P_H$ , не превратятся в «0»:

$$P_T = P_B (3\lambda - 1); \lambda \leq 1; \vartheta = 0, \quad (3.14)$$

$$P_T = P_B (3 - \lambda); \lambda \geq 1; \vartheta = \pi/2. \quad (3.15)$$

Если еще немного увеличить давление нагнетания  $P_T$ , то напряжения  $\sigma_\vartheta$  в этой точке контура станут растягивающими; и напряженное состояние в ней будет представлять собой обобщенный нормальный отрыв: радиальные напряжения  $\sigma_r$  в ней будут сжимающими, а тангенциальные  $\sigma_\vartheta$  – растягивающими. Поскольку уголь практически не сопротивляется растяжению, в этой точке контура возникнет трещина.

Возникшая трещина в силу динамического эффекта остановится в зоне сжимающих напряжений (рис. 3.2, б). При этом ее раскрытие минимально и не может заметно снизить гидравлическое сопротивление пласта. Поэтому давление нагнетания остается примерно равным  $P_T$ , хотя и становится чуть меньше него.

При дальнейшем повышении давления нагнетания следует ожидать увеличения количества и протяженности таких трещин небольшой гидропроводности. В этом состоит отличие гидрорыхления от других режимов нагнетания – гидроотжима и гидроразрыва, при которых сразу образуются трещины с большой гидропроводностью.

Давление  $P_T$  начала трещинообразования будем считать нижней границей режима гидрорыхления. График изменения этой величины представлен линией 3 на рис. 3.2 (а). Как видим, влияние параметра  $\lambda$  на величину  $P_T$  еще сильнее, чем на  $P_B$ . При  $\lambda < 0,66$  давление трещинообразования меньше вертикальной компоненты горного давления  $P_B$ , но больше горизонтальной  $P_C$  (рис. 3.2, а), а при  $\lambda > 1,5$  – наоборот, давление гидроразрыва меньше горизонтальной компоненты горного давления  $P_C$ , но больше вертикальной  $P_B$ .

Однако по мере приближения  $\lambda$  к «1» хоть слева, хоть справа допустимое давление нагнетания  $P_{Ty}$  растет и значительно превосходит вертикальную  $P_B$  компоненту горного давления. Максимальное же значение  $P_{Ty}^{max}$  достигается при  $\lambda = 1$  и вдвое превышает вертикальную компоненту горного давления  $P_B$ .

При «гидростатическом» напряженном состоянии пласта ( $\lambda_p = 1$ ) в предельном для упругого деформирования скважины случае значение давления  $P_{Ty}^p$  (равнокомпонентное) равно пределу прочности угля на сжатие  $[\sigma]$ :

$$P_{Ty}^p = [\sigma], \quad (3.16)$$

а соответствующее ему значение вертикальной компоненты горного давления  $P_{vy}^p$  (при  $\lambda_p = 1$ ) равно:

$$P_{vy}^p = [\sigma] / 2. \quad (3.17)$$

Формула (3.16) показывает максимально возможную оценочную величину давления трещинообразования.

В большинстве геомеханических расчетов напряженного состояния пользуются не «гидростатической» моделью соотношения горизонтальных и вертикальных компонент горного давления с  $\lambda_p = 1$ , а моделью плоской деформации массива. В соответствии с этой моделью, напряженное состояние формируется вертикальной компонентой горного давления  $P_v$ , а горизонтальные компоненты  $P_z$  определяются условием отсутствия горизонтальных смещений в любом вертикальном сечении пласта.

При таком предположении величина  $\lambda$  определяется коэффициентом Пуассона  $\mu$  по классической формуле:

$$\lambda = P_r / P_v = \mu / (1 - \mu). \quad (3.18)$$

Угли большинства пластов, на которых применяется гидрообработка, имеют весьма высокий коэффициент Пуассона ( $\mu \sim 0,4$ ). Этому коэффициенту (согласно модели плоской деформации (3.18)) будет соответствовать расчетный коэффициент  $\lambda_{II} = 0,66$ , который соответствует точке равенства давления трещинообразования вертикальной компоненте горного давления.

По формуле (3.14) этому значению  $\lambda_{II}$  будет соответствовать давление:

$$P_{Ty}^n = P_v^n. \quad (3.19)$$

А по формулам (3.9) и (3.19):

$$\max \{P_{Ty}^n\} = P_{vy}^{\max} \approx 0,43[\sigma]. \quad (3.20)$$

Исходя из горнотехнических соображений, модель плоской деформации отвечает условиям проведения работ по гидрорыхлению в подавляющем большинстве случаев. Они, за исключением вскрытия подготовительными выработками наклонных пластов, производятся в массиве, уже оконтуренном пластовыми выработками.

Эти выработки однозначно снимают тектонические горизонтальные напряжения в оконтуренном ими массиве выемочного столба угля при его отработке обратным ходом.

Не так однозначно выглядит ситуация в забое вновь проводимого конвейерного штрека. Он отделен от уже существующих смежных выработок массивом угля шириной минимум 250÷300 м, в котором горизонтальные тектонические напряжения еще могут быть не полностью релаксированы.

Похожие проблемы могут наблюдаться в проходке опережающих коротких штреков при сплошной системе отработки и при переходе через геологические нарушения. Но в целом, модель плоской деформации заслуживает не меньшего применения при анализе напряженного состояния, чем гидростатическая модель.

Поэтому при дальнейшем анализе давления трещинообразования имеет смысл указывать наиболее вероятный диапазон его возможных значений, который для упругого деформирования скважины имеет вид (3.16), (3.17), (3.19):

$$P_B \leq P_{Ty} \leq 2P_B. \quad (3.21)$$

Кстати, в нормативных документах тех времен, когда разработка угольных пластов велась на небольших глубинах с упругим режимом деформирования скважин, указан именно такой диапазон давлений гидрорыхления и гидроотжима [21].

На современных глубинах разработки упругий режим может иметь место только на первых 1–2 м длины скважины. А более глубокий ее участок деформируется уже в неупругом режиме.

Для описания неупругого режима частично применима сравнительно неплохо разработанная классическая теория. Положение контура сухой скважины до начала нагнетания и контура зоны неупругого деформирования в случае  $P_g > P_z$  показано на рис. 3.3 (а) сплошными линиями. Проектный круговой контур скважины обозначен пунктирной линией.

Под действием горного давления контур скважины уменьшается в размерах и приобретает форму эллипса. Вокруг него образуется зона неупругих деформаций, которая также имеет форму эллипса, но его размеры больше проектного кругового контура скважины.

Важно, что неупругие деформации изменяют фильтрационные свойства пласта вокруг скважины. Существовавшие в ней поры и трещины деформируются и возможно частично закрываются. Однако появляются разрывы

сплошности вдоль так называемых линий скольжения, которые хорошо изучены теорией пластичности.

После начала нагнетания давление воды  $P_H$  действует в противоположном горному давлению направлении, снижая напряжения в неупругой зоне и сокращая ее размеры.

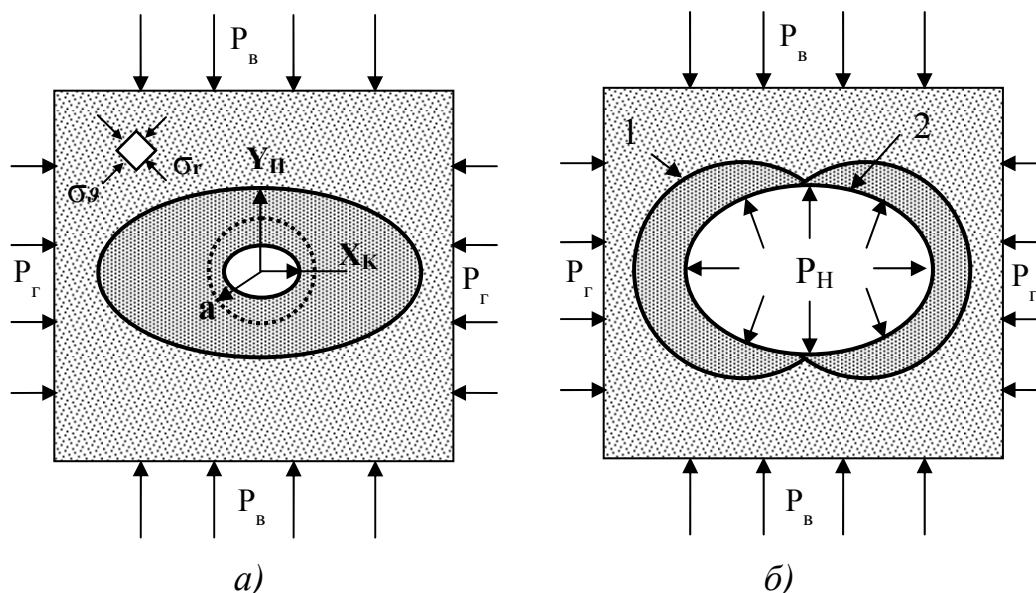


Рис. 3.3 – Зоны неупругой деформации угля в окрестности контура скважины до (а) и после начала нагнетания (б)

При повышении давления нагнетания наступает момент, когда часть контура скважины возвращается в упругое состояние. На рис. 3.3 (б) показаны размеры реальной неупругой зоны  $1$  в этот момент. Положение контура, который соответствует расчету методами теории пластичности, показано линией  $2$ .

Классическая формула для определения связи давления нагнетания  $P_H$  с горным давлением  $P_G$  (например, формула (V.44) работы [21]), в наших обозначениях имеет вид:

$$P_H = [\sigma] \cdot \ln(c/a) + [\sigma] / 2 + P_B (1 + \lambda) / 2, \quad (3.22)$$

где  $a$  – характерный размер контура скважины;  $c$  – характерный размер зоны неупругого деформирования (линия  $1$  рис. 3.3, б).

Формула (3.22) была получена для двустороннего растяжения на бесконечности, а обязательным условием ее применения является гладкость внешнего контура неупругой зоны, показанного на рис. 3.3 (б) линией  $1$ . Очевидно, что замена знака внешних напряжений с растяжения на сжатие

нарушает это условие для любого неравнокомпонентного горного давления ( $\lambda \neq 1$ ).

Поэтому формула (3.22) работает только при «гидростатическом» сжимающем внешнем напряженном состоянии, то есть при  $\lambda = 1$ . В этом случае и деформированный контур пустой скважины, и внешние контуры зоны неупругой деформации будут окружностями, а не эллипсами.

Учитывая, что минимальное давление нагнетания  $P_{Тн}$ , при котором область неупругого сжатия сменяется областью неупругого растяжения, определяется из условия совпадения расчетного контура неупругой зоны и контура скважины, когда их характерные размеры совпадают ( $c = a$ ), перепишем формулу для  $\lambda = 1$  в виде:

$$P_{Тн} = [\sigma] / 2 + P_{в}. \quad (3.23)$$

Нетрудно заметить, что значение давления  $P_{Тн}$  при подстановке в последнюю формулу максимального значения вертикальной компоненты горного давления при упругой деформации скважины  $P_{\sigma}^p = [\sigma]/2$  из (3.17) будет равно:

$$P_{Тн} = P_{\sigma}^p = [\sigma].$$

Отметим, что для граничного значения вертикальной компоненты  $P_{\sigma}^p$ , определяющего переход от упругого к неупругому режиму деформирования, значения давления трещинообразования, определенные по формулам неупругого (3.23) и упругого (3.16) режимов, совпадают. Это совпадение свидетельствует о надежности использования формулы (3.23) для определения давления трещинообразования при неупругом деформировании контура скважины равнокомпонентным горным давлением ( $\lambda = 1$ ).

Осталось как-то определить величину давления трещинообразования в неупругом режиме деформирования скважины при неравнокомпонентном горном давлении, когда  $\lambda \neq 1$  и классическая формула (3.22) не работает (из-за несоответствия первого члена ее правой части, который описывает гладкий пластический контур, его реальному очертанию).

Для решения этой проблемы предлагается считать вид этого члена формулы (3.22) неизвестным. Тогда она переписывается в виде:

$$P_{Н} = X + [\sigma] / 2 + P_{в} (1 + \lambda) / 2. \quad (3.24)$$

Неизвестную  $X$  для  $\lambda \leq 1$  определим не из классического решения упругопластической задачи, а из условия совпадения значений давления

трещинообразования при упругой деформации  $P_{Ty}$  и неупругой деформации  $P_{Tн}$  в пограничной точке между этими состояниями, соответствующей значению вертикальной компоненты горного давления  $P_{\epsilon y}^{max}$ , определяемой по формуле (3.9).

Тогда значение давления трещинообразования при неупругой деформации в пограничной точке  $P_{Tн}$  можно определить по формуле (3.24), в которой  $P_{\epsilon y}$  принято по выражению (3.9):

$$P_{Tн} = X + [\sigma] / 2 + ([\sigma] / 2) (1 + \lambda) / (3 - \lambda). \quad (3.25)$$

Величина давления трещинообразования при упругой деформации  $P_{Ty}$  в той же пограничной точке  $P_{\epsilon y}^{max}$  определится по формуле (3.14), в которой  $P_{\epsilon}$  принято по выражению (3.9):

$$P_{Ty} = [\sigma] (3\lambda - 1) / (3 - \lambda). \quad (3.26)$$

Приравнивая величины  $P_{Tн}$  и  $P_{Ty}$ , получим выражение для определения  $X$ :

$$X + [\sigma] / 2 + ([\sigma] / 2) (1 + \lambda) / (3 - \lambda) = [\sigma] (3\lambda - 1) / (3 - \lambda), \quad (3.27)$$

откуда:

$$X (3 - \lambda) / [\sigma] = (3\lambda - 1) - (3 - \lambda) / 2 - (1/2) (1 + \lambda). \quad (3.28)$$

Раскрывая скобки и группируя члены правой части (3.28), получим:

$$X (3 - \lambda) / [\sigma] = 3\lambda - 1 - (3/2) + \lambda/2 - 1/2 - \lambda/2,$$

$$X (3 - \lambda) / [\sigma] = 3\lambda - 1 - 2,$$

$$X = 3[\sigma] (\lambda - 1) / (3 - \lambda), \quad (3.29)$$

$$P_{Tн} = 3[\sigma] (\lambda - 1) / (3 - \lambda) + [\sigma] / 2 + P_{\epsilon} (1 + \lambda) / 2; \lambda \leq 1. \quad (3.30)$$

Хотя при выводе последней формулы предполагалось, что  $\lambda \neq 1$ , подстановка в нее значения  $\lambda = 1$  переводит формулу (3.30) в формулу (3.23), полученную классическими методами для равнокомпонентного горного давления.

Теперь давление начала трещинообразования  $P_{Tн}$  при неупругом деформировании скважины можно определять по формуле (3.30) как для неравнокомпонентного, так и для равнокомпонентного горного давления при  $\lambda \leq 1$ . Значение  $P_{Tн}$  для  $\lambda > 1$  можно без проблем получить тем же способом.



Мы этот вывод не приводим, а формула имеет вид:

$$P_{ТН} = [\sigma] / 2 + P_{в}(1 + \lambda) / 2 - 3[\sigma] (\lambda - 1) / (3 \lambda - 1); \lambda \geq 1. \quad (3.31)$$

Полученное решение базируется на формулах (3.22) и (3.23). При их выводе в качестве критерия пластичности использовался критерий Треска-Сен-Венана, который неплохо подходит для пластичных материалов.

Для хрупких материалов и грунтов часто применяется критерий Кулона-Мора, учитывающий влияние внутреннего трения – параметра, который определяется на основании нормативных документов (в том числе и для углей) [21].

Строгое аналитическое решение задачи с использованием критерия Кулона-Мора нам неизвестно. Но численные [15] и смешанные [24] расчеты похожих задач ведутся в ИГТМ достаточно длительное время.

Поэтому при выборе критерия пластичности мы руководствовались не соображениями удобства использования готового решения нашей задачи, а анализом применимости для ее решения критерия Кулона-Мора. Результаты этого анализа кратко изложены ниже.

Наиболее удобный для нашего анализа вид критерия Кулона-Мора (например, [25]) в принятых у нас обозначениях имеет вид:

$$P_{в} \geq 2C \cos \rho / (1 - \sin \rho) + P_{г} (1 + \sin \rho) / (1 - \sin \rho); \lambda \leq 1, \quad (3.32)$$

$$P_{г} \geq 2C \cos \rho / (1 - \sin \rho) + P_{в} (1 + \sin \rho) / (1 - \sin \rho); \lambda > 1, \quad (3.33)$$

где  $C$  – сцепление (сопротивляемость материала сдвигу);  $\rho$  – угол внутреннего трения.

В формуле (3.33) компоненты горного давления  $P_{г}$  и  $P_{в}$  переставлены местами (по сравнению с предыдущей формулой (3.32)), поскольку такая запись критерия Кулона-Мора требует, чтобы в левой части стояла большая по величине компонента сжимающей нагрузки. А при  $\lambda > 1$  горизонтальная компонента  $P_{г}$  больше вертикальной  $P_{в}$ .

Для удобства дальнейшего анализа приведем две последние формулы к случаю одноосного сжатия материала предельным давлением.

В формуле (3.32) нужно принять  $P_{г} = 0$ ;  $P_{в} = [\sigma]$ , а в формуле (3.33), наоборот,  $P_{в} = 0$ ;  $P_{г} = [\sigma]$ .

В результате получим общее для них выражение:

$$2C \cos \rho / (1 - \sin \rho) = [\sigma]. \quad (3.34)$$

Из данного выражения подставим значение левой части в (3.32) и (3.33):

$$P_B \geq [\sigma] + P_T (1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho); \lambda \leq 1, \quad (3.35)$$

$$P_T \geq [\sigma] + P_B (1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho); \lambda > 1. \quad (3.36)$$

Заменяя горизонтальную компоненту  $P_z$  выражением  $\lambda P_\theta$ , получаем две последние формулы в виде:

$$P_B \geq [\sigma] + \lambda P_B (1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho); \lambda \leq 1, \quad (3.37)$$

$$\lambda P_B \geq [\sigma] + P_B (1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho); \lambda > 1. \quad (3.38)$$

Сгруппировав в последних выражениях члены, содержащие вертикальную компоненту горного давления  $P_\theta$ , получим:

$$P_B [1 - \lambda(1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho)] \geq [\sigma]; \lambda \leq 1, \quad (3.39)$$

$$P_B [\lambda - (1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho)] \geq [\sigma]; \lambda > 1. \quad (3.40)$$

Величина  $[\sigma]$  в правой части последних неравенств всегда положительна; как и давление  $P_\theta$  в левой их части – тоже положительная величина.

Для справедливости последних неравенств (3.39) и (3.40) необходимо, чтобы сомножители в их левых частях тоже были положительными:

$$1 - \lambda(1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho) \geq 0; \lambda \leq 1, \quad (3.41)$$

$$\lambda - (1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho) \geq 0; \lambda > 1. \quad (3.42)$$

Из последних неравенств легко получить диапазон значений  $\lambda$ , при которых можно применять критерий Кулона-Мора:

$$\lambda \leq (1 - \sin\rho) / (1 + \sin\rho), \quad (3.43)$$

$$\lambda \geq (1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho). \quad (3.44)$$

В диапазоне указанных ниже значений критерий Кулона-Мора не работает:

$$(1 - \sin\rho) / (1 + \sin\rho) \leq \lambda \leq (1 + \sin\rho) / (1 - \sin\rho). \quad (3.45)$$

Согласно критерию Кулона-Мора в этом диапазоне не существует нагрузок, которые приводят к разрушению массива или образца горной породы.

Иными словами, в исходной классической форме записи критерия Кулона-Мора правая часть всегда будет отрицательной в диапазоне  $\lambda$ , определяемом формулой (3.45):

$$C = \tau - \rho\sigma.$$

То есть в этом диапазоне  $\rho\sigma$  будет всегда больше  $\tau$ . И ни о каком равенстве эффективных касательных напряжений (правой части выражения) с величиной сцепления  $C$  речь идти не может – они будут иметь разные знаки.

Зависимость коэффициента бокового отпора  $\lambda$  от угла внутреннего трения, построенная по формуле (3.45), представлена на рис. 3.4.

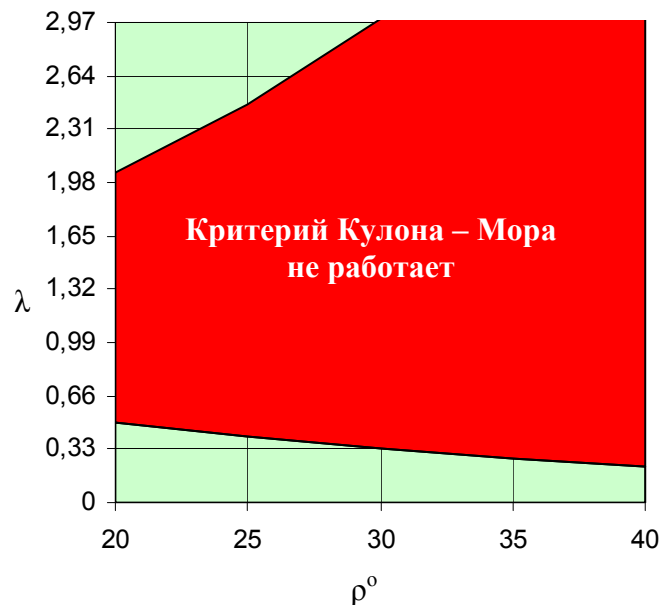


Рис. 3.4 – Диапазон применимости критерия Кулона-Мора для  $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3 = \lambda\sigma_1$

Типичным значением угла внутреннего трения углей, определяемого стандартными методами испытаний образцов, можно считать  $\rho = 30^\circ$ .

В соответствии с рисунком 3.4, область работоспособности критерия Кулона-Мора в углях ограничивается значениями  $\lambda < 1/3$  и  $\lambda > 3$ . Поэтому данный критерий его классической интерпретации непригоден даже для простейшей задачи – определения разрушающей нагрузки образца угля кубической формы в условиях его плоской деформации, когда  $\lambda = 2/3$  по каталожным данным его механических характеристик.

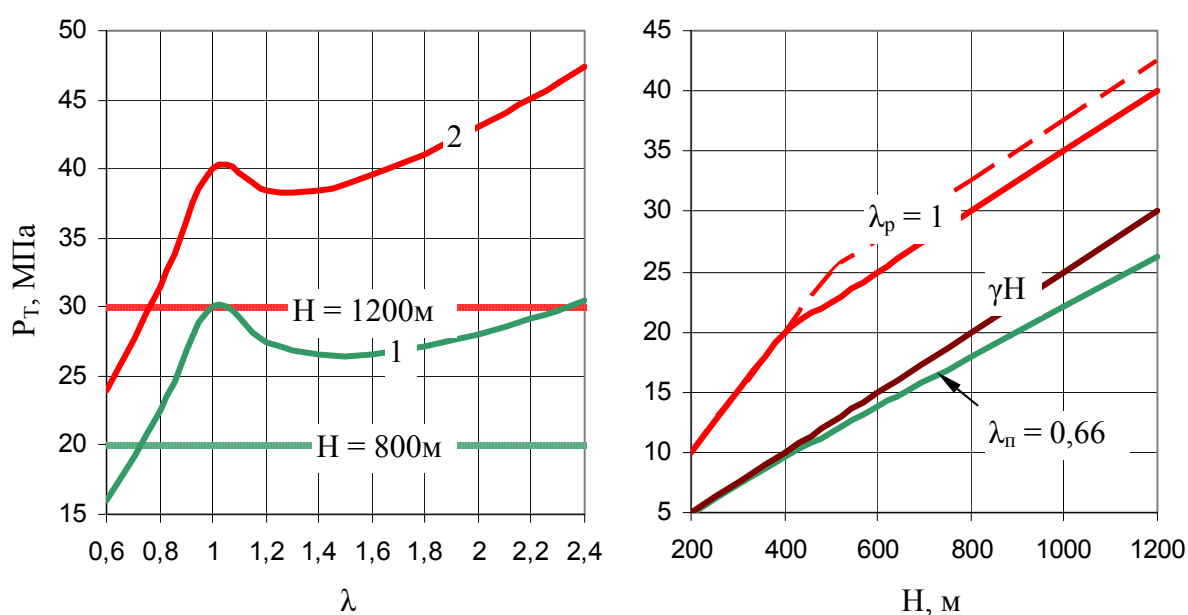
При более сложном напряженном состоянии, характерном для упруго-пластического состояния массива со скважиной в условиях его плоской деформации, нельзя заранее исключать отдельные участки, где соотношение

минимальной компоненты главных напряжений к максимальной может оказаться в области работоспособности критерия Кулона-Мора.

Причина появления обширной нерабочей зоны критерия Кулона-Мора заключается в линеаризации огибающей кругов Мора, которая на самом деле имеет четко выраженную криволинейную форму. При этом каталожные данные содержат именно линеаризованную форму.

Поэтому мы воспользовались готовыми классическими решениями, основанными на критерии Треска-Сен-Венана. Полученные в результате этого формулы (3.30) и (3.31) обеспечивают приемлемую точность прогнозной оценки требуемого давления гидрорыхления на современных и перспективных глубинах разработки угольных пластов. Тем более, что результаты расчета показывают куда более сильное влияние параметра  $\lambda$ , чем возможная погрешность расчета.

На рис. 3.5 представлены расчетные зависимости давления начала трещинообразования  $P_T$  от глубины залегания пласта, учитывающие упругое и неупругое деформирование контура скважины.



а) – зависимость давления начала трещинообразования  $P_T$  от отношения  $\lambda$  горизонтальной компоненты  $P_2$  к вертикальной  $P_3$

б) – зависимость давления начала трещинообразования  $P_T$  при  $\lambda_n = 2/3$  от глубины залегания пласта  $H$

Рис. 3.5 – Зависимость давления начала трещинообразования от глубины залегания пласта и горизонтальной компоненты горного давления при неупругом деформировании скважины:  
1 – для глубины 800 м; 2 – для глубины 1200 м

Графики на рис. 3.5 (а) построены для предела прочности угля одноосному сжатию  $[\sigma] = 20$  МПа и показывают, что давление, при котором образуются трещины  $P_T$ , сильно зависит от соотношения  $\lambda$  горизонтальной компоненты горного давления к вертикальной.

Эта зависимость в диапазоне  $\lambda \leq 1$  примерно совпадает с упругим режимом деформирования контура скважины: при повышении  $\lambda$  с 0,6 до 1 давление начала трещинообразования в упругом режиме  $P_{Ty}$  вырастает примерно в 3 раза, а в неупругом  $P_{Tн}$  – примерно в 2 раза.

То есть давление при неупругой деформации скважины менее чувствительно к изменению параметра  $\lambda$ , чем при упругой. Но все равно эта зависимость настолько сильна, что влияние  $\lambda$  сопоставимо с влиянием глубины залегания пласта.

Это хорошо видно на рис. 3.5 (б). В состоянии плоской деформации массива ( $\lambda_n = 0,66$ ) давление начала трещинообразования при неупругой деформации скважины  $P_{Tн}$  несколько меньше вертикального горного давления  $\gamma H$ . А при гидростатическом (равнокомпонентном) напряженном состоянии ( $\lambda_p = 1$ ) оно уже превосходит величину горного давления на  $\sim 33\%$ . При этом влияние крепости угля не так уж велико.

На рисунке 3.5 (б) пунктирная линия соответствует  $[\sigma] = 25$  МПа, а проходящая рядом с ней сплошная линия относится к углю на 20 % меньшей крепости  $[\sigma] = 20$  МПа. Разница между ними составляет  $\sim 6\%$ .

Если горизонтальная компонента горного давления превосходит вертикальную ( $\lambda > 1$ ), то влияние параметра  $\lambda$  на давление начала трещинообразования при неупругой деформации  $P_{Tн}$  значительно уменьшается. На рис. 3.5 (а) показан характер изменения этой величины (вплоть до  $\lambda = 2,4$ ). Такое значение  $\lambda$  вряд ли часто встречается в реальных условиях. Однако этот диапазон позволяет проследить ход изменения давления начала трещинообразования.

Как видим, при  $\lambda > 1$  зависимость имеет экстремальный характер. Локальный минимум давления  $P_{Tн}$  достигается при  $\lambda = 1,5$  на глубине 800 м и  $\lambda = 1,3$  на глубине 1200 м. Сам минимум давления – «неглубокий»:  $\sim 12\%$  при  $H = 800$  м и  $\sim 4\%$  на глубине 1200 м от величины давления начала трещинообразования при равнокомпонентном (гидростатическом) горном давлении ( $\lambda_p = 1$ ).

В этом заключается существенное отличие упругого режима деформирования скважины от неупругого. При упругом режиме давление

начала трещинообразования серьезно уменьшается по величине с ростом  $\lambda$  выше «1», а при неупругом режиме – нет.

При прогнозной оценке требуемого давления насосной установки для гидрорыхления угольных пластов его нижней границей можно считать величину, равную 90 % вертикальной компоненты горного давления над фильтрующей частью скважины  $P_e$ , если оно больше горизонтальной компоненты.

Если горизонтальная компонента горного давления больше вертикальной, то требуемое давление насосной установки на современных и перспективных глубинах можно принимать равным 150 % вертикальной компоненты горного давления над фильтрующей частью скважины.

Для самой жесткой оценки требуемого давления насосной установки (без учета потерь в напорной магистрали и герметизаторе) при гидрорыхлении пласта за зоной опорного давления:

$$0,9\gamma H \leq P_{ТН} \leq 1,5 \gamma H. \quad (3.46)$$

При гидрорыхлении очистного забоя пласт разгружен от естественной горизонтальной компоненты горного давления подготовительными выработками, и  $\lambda$  для него соответствует величине  $\lambda_n = 0,66$  для плоской деформации.

А вертикальная компонента горного давления  $P_e$  на глубине герметизации шпура будет меньше  $\gamma H$ . Поэтому требуемое давление его гидрорыхления скорее всего будет ниже значения, определяемого левой частью формулы (3.46).

А при гидрорыхлении проходческого забоя на него может действовать естественная горизонтальная компонента горного давления, и может оказаться, что  $\lambda > 1$ . Поэтому требуемое давление гидрорыхления будет определяться правой частью выражения (3.46). Хотя и в этом случае вертикальная компонента горного давления  $P_e$  на глубине герметизации шпура будет меньше  $\gamma H$ .

Поскольку величина давления гидрорыхления конкретного забоя определяется соотношением компонент горного давления  $\lambda$  и глубиной герметизации скважины, его величина определяется по результатам опытных нагнетаний. А область применения формулы (3.46) – выбор (или проектирование) насосной установки для гидрорыхления.

Завершая анализ величины требуемого давления гидрообработки

угольного пласта, подчеркнем, что образование трещин – не цель, а только средство для достижения ее эффективности по главному критерию – разгрузке пласта от горного давления.

Механизмы разгрузки рассматриваются ниже.

### 3.2 Гидросиловой и горно-силовой механизмы разгрузки краевой части угольного пласта

Основной эффект при гидрообработке выбросоопасного угольного пласта заключается в разгрузке его призабойной части от сил горного давления [14, 16, 21, 26]. Он обнаруживается сейсмоакустическими измерениями, измерениями смещения кровли, а также сравнением поинтервальных замеров газовыделения в контрольные шпуров до и после гидрообработки.

Известно два режима гидрообработки выбросоопасных пластов для разгрузки их призабойной части: гидроотжим и гидрорыхление. Оба эти режима по гидравлическим параметрам (давлению и темпу нагнетания) аналогичны [27]. Разница заключается в длине фильтрующей части шпура и глубине его герметизации.

При гидроотжиме шпур герметизируют неглубоко (~ 2 м) и оставляют короткую (~ 0,2 м) фильтрующую часть. При гидрорыхлении шпур герметизируют глубже (~ 5 м), а фильтрующую часть делают гораздо длиннее (~ 2 м).

Изменение глубины герметизации и длины фильтрующей части скважины радикально меняет результат гидрообработки.

При гидрорыхлении визуальные признаки разрушения призабойной части пласта отсутствуют. Ее разгрузка от горного давления определяется путем анализа сейсмоакустики и поинтервальных замеров газовыделения в контрольные шпуров. А при гидроотжиме визуально наблюдается выдвигание части пласта, сопровождаемое почти полным разрушением угля на глубину 0,5–1,0 м.

По нашему мнению, глубина герметизации сильнее влияет на процесс, чем длина фильтрующей части скважины. Об этом свидетельствовали наблюдения за процессом нагнетания воды в пласт из вентиляционного штрека ш. «Восточная» п/о «Ростовуголь», представленные на рис. 3.6.

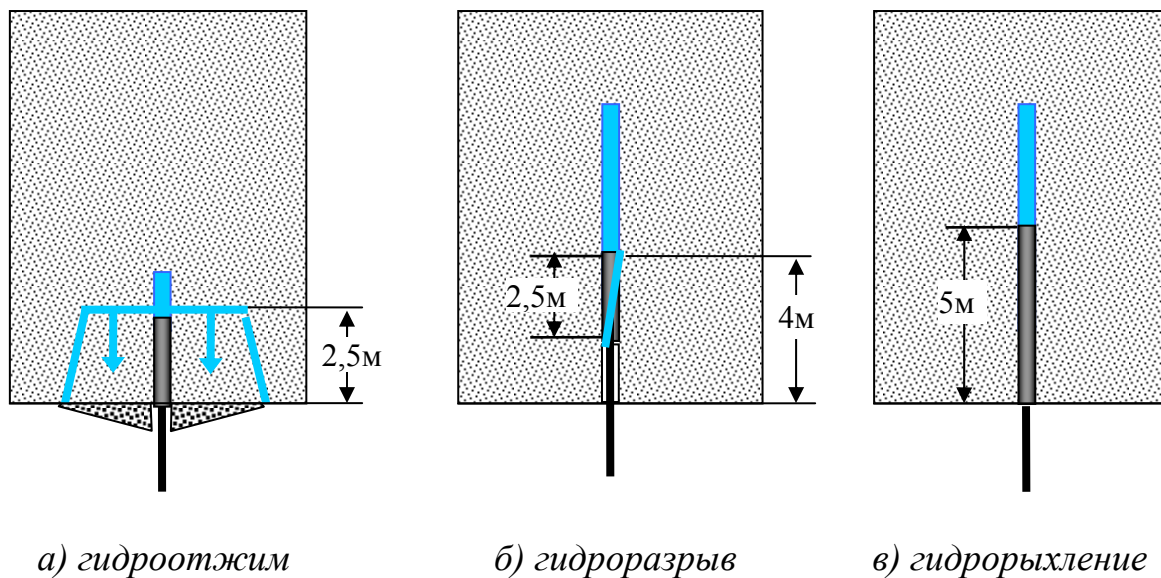


Рис. 3.6 – Режимы гидрообработки пласта при разной глубине герметизации скважины

Скважина длиной 40 м была загерметизирована на глубину 2,5 м шланговым затвором длиной 2,5 м. После включения насоса произошло выдвигание пачки угля толщиной  $\sim 0,2$  м, как показано на рис. 3.6 (а). Хотя остальной уголь не сместился в сторону забоя, можно считать, что произошел гидроотжим пласта небольшой интенсивности.

В 20 м от старой скважины была пробурена новая скважина такой же длины – 40 м. Она была загерметизирована тем же затвором длиной 2,5 м на глубину 4 м. После включения насоса произошел гидроразрыв пласта. Причем трещина гидроразрыва вышла не на обнаженную поверхность выработки, а на свободную поверхность скважины за затвором, как показано на рис. 3.6 (б). И только после того, как эту скважину загерметизировали пятиметровым затвором, удалось провести ее полноценную гидрообработку, которая протекала в режиме гидрорыхления (рис. 3.6, в).

Поскольку длина фильтрующей части скважины практически не изменялась (37,5 м в первом опыте и 35 м во втором и третьем опытах), и темп нагнетания насосной установкой был одинаковым (35 л/мин), характер процесса определялся только глубиной герметизации.

При неглубокой герметизации (рис. 3.6, а) на стенке скважины возникают и развиваются крупные гидропроводные трещины, заполненные водой под давлением. Усилий, действующих со стороны стенок трещин на призабойную часть пласта, достаточно, чтобы оторвать ее от остального массива и сместить в выработку. Процесс выдвигания краевой части пласта



при гидроотжиме сопровождается ее частичной локальной дезинтеграцией и приводит к разгрузке вмещающих пород от горного давления.

В связи с тем, что гидроотжим пласта бесспорно вызван силовым воздействием нагнетаемой жидкости на пласт, назовем разгрузку вмещающих пород от горного давления при гидроотжиме гидросиловой.

Среди исследователей процесса гидрообработки пласта укоренилось мнение, что и при гидрорыхлении происходит силовая разгрузка пласта за счет раскрытия в нем существующих и развития новых трещин от давления нагнетаемой воды.

Однако, анализируя материал с этой точки зрения, мы сталкиваемся с проблемой образования трещин с большим необратимым раскрытием при давлениях нагнетания, которые меньше минимальной компоненты горного давления, что не может быть объяснено существующими представлениями о развитии трещин.

Несомненно, на последней стадии гидрорыхления образуется устойчивая гидравлическая связь нагнетательной камеры шпура с обнаженной поверхностью: при прекращении подачи воды в скважину прекращается ее вытекание из пласта; при последующем возобновлении нагнетания возобновляется утечка (при этом давление в скважине практически не растет).

Очевидно, возникновение этой гидравлической связи объясняется образованием трещины (трещин), раскрытие которой достаточно велико – практически вся жидкость, подаваемая насосом, проходит через нее почти без потерь давления. Раскрытие этой трещины необратимо и сохраняется после прекращения нагнетания и исчезновения внутреннего давления жидкости – налицо явные признаки образования трещины гидроразрыва (рис. 3.6, б).

Но обязательным условием образования крупной гидропроводной трещины с необратимым раскрытием является повышение давления нагнетания до уровня минимальной компоненты горного давления, а при гидрорыхлении этого не происходит.

О том, что первые стадии процесса гидрорыхления протекают при давлении воды, которое меньше минимальной компоненты горного давления, свидетельствуют бародинамические асимптотические кривые 3 и 4 на рис. 1.2, которые идентичны при разных давлениях нагнетания.

Понятно, что если трещины развиваются при давлении  $P_3$ , то они не могут развиваться при меньшем давлении  $P_4$  (рис. 1.2) и вызывать разгрузку

пласта. Но поскольку разгрузка пласта наблюдается и при более высоком  $P_3$ , и при более низком  $P_4$  давлениях, нужно признать, что ее причина не в развитии трещин.

Даже экстремальная бародинамическая кривая 2 рис. 1.2 свидетельствует о том, что гидросиловая разгрузка пласта, хотя и присутствует (выражается в постепенном снижении давления нагнетания), но не является непосредственной причиной образования крупной гидропроводной трещины на конечной стадии.

Процесс постепенного снижения давления нагнетания длится гораздо дольше, чем при гидросиловой разгрузке (линия 1 рис. 1.2), а магистральная гидропроводная трещина возникает только на его конечной стадии.

Эксперимент, описанный на предыдущей странице (рис. 3.6, в), также указывает на отсутствие условий для развития трещин при глубокой сплошной герметизации, потому что горное давление на глубине 5 м от края пласта выше, чем на глубине 4 м, при котором наблюдалась трещина гидроразрыва, показанная на рис. 3.6 (б).

Резюмируя изложенное, можно обоснованно предположить, что трещины гидрорыхления приводят только к некоторому снижению предела прочности угля за счет его структурного ослабления. А причиной разгрузки массива от давления вмещающих пород при гидрорыхлении является не развитие трещин под давлением нагнетания, а другие эффекты, связанные с проникновением жидкости в массив.

Эти эффекты основаны на изменении физико-механических свойств угля при повышении его влажности. Самым известным из них является снижение на 20–30 % прочности угольных образцов, насыщенных водой.

Кроме снижения прочности, вода под давлением уменьшает силы трения на контактах между пластом и вмещающими породами, а также между берегами практически ортогональных эндогенных и экзогенных естественных трещин (кливажа), разбивающих пласт на совокупность полусвязных отдельностей.

Каждая грань отдельности взаимодействует с остальным массивом частично через цельный материал, и частично – через кливаж, воспринимающий нормальную нагрузку полностью, а касательную – пропорционально коэффициенту трения.

Экспериментально наблюдаемое сохранение определенной проницаемости (для воды и газа) естественных трещин, сжатых большим горным

давлением, показывает, что их берега контактируют между собой не по всей площади  $S$ , а по некоторой ее части  $S_c(\sigma, p)$ . Причем с ростом внутреннего давления газа или жидкости относительная площадь контакта уменьшается, о чем свидетельствует рост проницаемости трещины.

В пределе, когда давление жидкости сравнивается с горным, контакт между берегами кливажных трещин (а значит и касательная нагрузка) исчезнет. Важно, что существенное уменьшение сил контактного трения начинается задолго до того, как давление нагнетания сравнивается с горным давлением за счет уменьшения нормальной нагрузки, передаваемой твердым скелетом.

Контактное трение – фактор, существенно влияющий на параметры разрушения сжатого материала (предельную нагрузку и ориентацию плоскостей разрушения). Многочисленными экспериментами по одноосному сжатию образцов горных пород установлено, что снижение контактного трения между образцом и плитами пресса уменьшает значение напряжения разрушения.

Таким образом, снижение предела прочности угля как за счет повышения влажности, так и за счет снижения контактного трения способствует уменьшению несущей способности пласта при его напорной гидрообработке.

Если пласт находится в предельном напряженном состоянии, то снижение предела прочности из-за водонасыщения переводит его в запредельное состояние, сопровождающееся трещинообразованием и разгрузкой. Но трещинообразование происходит не от давления воды, а от горного давления, которое становится больше предела прочности пласта, подвергаемого гидрообработке.

Такую модель разгрузки предельно напряженного пласта, при которой трещинообразование зависит не от давления воды, а от горного давления, превышающего предел прочности увлажненного угля, можно назвать горно-силовой.

Горно-силовым механизмом разгрузки хорошо объясняется пологий экстремальный характер бародинамической кривой (линия 2 на рис. 1.2). Но асимптотический характер бародинамических кривых 3 и 4 на рис. 1.2 этим механизмом объяснен быть не может – магистральные трещины образуются на короткой последней стадии после длительных интервалов стабильного давления. При этом значения давления на стабильных участках разные.

### | 3.3 Деформационная разгрузка пласта

#### 3.3.1 Влияние влаги на упругие свойства угля

Изложенный выше анализ натуральных наблюдений за протеканием процесса гидрорыхления побуждает найти дополнительные факторы разгрузки пласта, который не находится в предельно напряженном состоянии – когда несущая способность пласта, даже пониженная из-за водонасыщения, все же превосходит горное давление. В этом случае, в качестве фактора разгрузки может выступать уменьшение модуля упругости и увеличения коэффициента Пуассона с повышением влажности угля.

Самые ранние подробные экспериментальные результаты по этому вопросу, которые нам удалось найти, получены ПермНИУИ и опубликованы в 1969 году [28].

В результате определения деформационных характеристик угольных образцов при различной влажности авторами этой работы были получены регрессионные зависимости:

$$\begin{aligned} E &= 3,3 \cdot 10^3 w^{-0,69}, \text{ МПа,} \\ \mu &= 0,5 - 0,081 w^{-0,88}. \end{aligned} \quad (3.47)$$

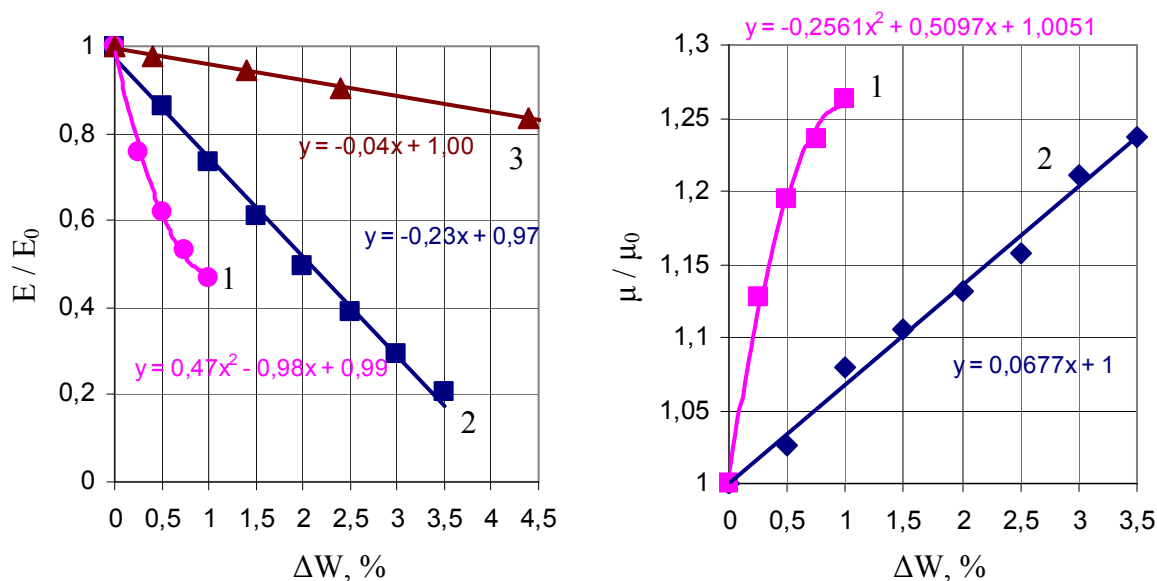
Насыщение образцов происходило либо их вымачиванием с разной длительностью, либо их напорной пропиткой. Авторы [28] отметили, что погружение образца в воду на небольшой срок (до 5 суток) вызывает незначительное изменение упругих свойств и прочности угля, размеры которых находятся в пределах точности измерений. Погружение же в воду на более длительный период (25–30 суток) вызывает изменение механических свойств угля того же порядка, как и при пропитке его на стенде под большим давлением (до 10 МПа).

ДонНТУ [29] исследовало влияние влажности на деформационные характеристики угольных образцов неправильной формы на ультразвуковой установке УК-10П с игольчатыми пьезодатчиками неразрушающим методом.

Образцы увлажненного угля отбирались после взрывных работ из нижней ниши 7 зап. лавы пласта  $k_6$  ш. «Лидиевка». Образцы сухого угля отбирались из верхней ниши. Результаты представлены в табличном виде.

Также в табличном виде представлены результаты исследований ИГТМ относительно влияния влажности на деформационные характеристики угольных образцов [1, 30]. Насыщение влагой происходило при погружении разогретых образцов в воду.

Изложенные выше результаты исследований, приведенные к относительным величинам модуля упругости  $E / E_0$ , коэффициента Пуассона  $\mu / \mu_0$ , приросту влаги (по сравнению с ее естественной величиной) представлены на рис. 3.7.



а) относительный модуль упругости б) относительный коэффициент Пуассона

Рис. 3.7 – Зависимость деформационных характеристик угля от прироста влаги  $\Delta W$ :

1 – ПермНИУИ [28]; 2 – ДонНТУ [29]; 3 – ИГТМ [1]

Рис. 3.7 показывает, что зависимости относительных деформационных характеристик от прироста влаги имеют практически прямолинейный характер. Но парадокс в том, что эти линейные зависимости резко отличаются углом наклона к координатным линиям. И если несовпадение кривой 2 с кривыми 1 и 3 можно как-то объяснить другой методикой определения деформационных характеристик (ультразвуком), то резкое различие кривых 1 и 3 на рис. 3.7 (а) вообще необъяснимо.

Зависимости строились по одинаковым методикам, а различия в марках углей должны быть нивелированы использованием относительных величин модулей продольной и поперечной деформаций.

Для объяснения парадоксального несовпадения кривых 1 и 3 на рис. 3.7 (а) в ИГТМ были получены деформационные кривые одного

и того же образца при разных значениях его влажности [31]. Деформационные кривые регистрировались той же аппаратурой и тем же специалистом, который производил измерения [32] – канд. техн. наук Р. А. Дякуном. Разница состояла в том, что образец насыщался водой, поступающей из центрального отверстия в нем на стенде для двухмерной фильтрации, описанном в разделе 1 (стенд № 2 на рис. 1.10).

Эксперименты проводились на образце угля кубической формы размером 40 x 40 x 40 мм из пласта d<sub>4</sub> шахтоуправления «Покровское». Торцевые пластины приклеены к образцу. Ось отверстия перпендикулярна напластованию.

В образце было просверлено отверстие  $\varnothing$  4 мм; и он без увлажнения подвергся одноосному сжатию. Направление сжатия совпадало с направлением оси отверстия. Величина механических напряжений сжатия (8 МПа) примерно соответствовала половине предела прочности образца.

После первого цикла сжатия диаметр отверстия был увеличен до 8 мм; и образец снова подвергся одноосному сжатию. Деформационные кривые показаны на рис. 3.8.

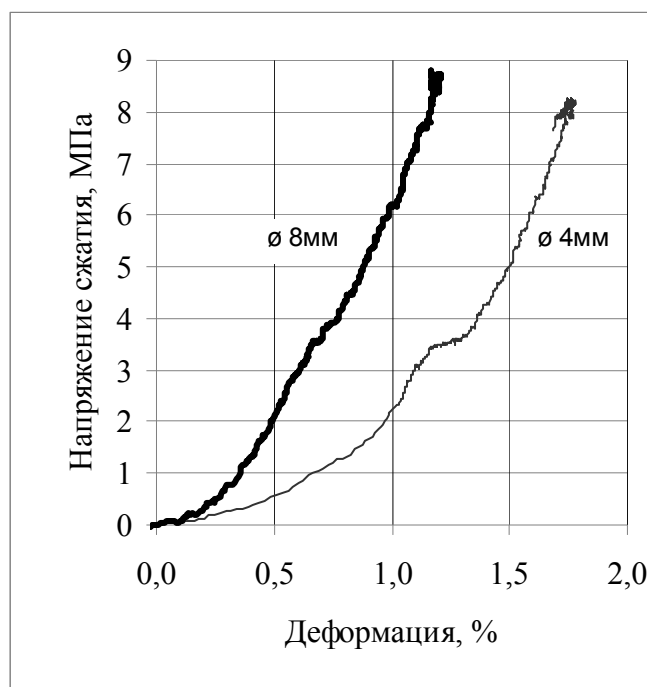


Рис. 3.8 – Деформационные характеристики сухого образца угля при разных диаметрах центрального отверстия

Рис. 3.8 показывает, что с увеличением диаметра отверстия образец с естественной влажностью становится менее податливым – его модуль

упругости увеличивается. Исчерпывающего объяснения этому пока не найдено.

После проведения второго цикла сжатия образец с диаметром отверстия 8 мм взвешивался, помещался в камеру стенда двухмерной фильтрации и насыщался водой. Вода в образце двигалась от отверстия к периферии образца. Избыточное давление на контуре отверстия составляло 0,05 МПа. Время нагнетания – 90 минут. После окончания насыщения образец извлекался из камеры стенда, взвешивался и подвергался одноосному сжатию. Величина механических напряжений сжатия – 8 МПа.

После третьего цикла сжатия образец снова помещался в камеру стенда и насыщался водой в течение 196 мин. Избыточное давление на контуре отверстия было прежним – 0,05 МПа.

После второго цикла насыщения водой образец снова взвешивался и подвергался четвертому циклу сжатия. Величина механических напряжений сжатия – 8 МПа.

На последнем этапе испытаний образец насыщался водой под избыточным давлением 0,07 МПа в течение 50 минут. Нагрузка на образец при пятом цикле сжатия не ограничивалась. Механические напряжения сжатия достигли 16 МПа на стадии разрушения образца.

После каждого взвешивания образца определялся прирост влаги  $\Delta W$  (%) по формуле:

$$\Delta W = 100 \cdot \left( \frac{P}{P_0} - 1 \right), \quad (3.48)$$

где  $P_0$  – вес образца при естественной влажности;  $P$  – вес образца после насыщения водой.

Деформационные кривые одноосного сжатия образца угля с размерами 40 x 40 x 40 мм и отверстием  $\varnothing$  8 мм представлены на рис. 3.9.

«Линии» на рис. 3.9 (а) – это слитные экспериментальные точки. «Линии» 1, 2, 3 состоят из 2400–2900 экспериментальных точек. «Линия» 4 состоит из 4600 значений экспериментальных точек. Каждая из «линий» 1, 2, 3 аппроксимировалась полиномом 6-й степени с коэффициентом корреляции  $R^2 = 0,9950 \div 0,9982$ .

По полиномиальной аппроксимации выбиралось ограниченное, но представительное количество значений. Они представлены точками на рис. 3.9 (б). Эти точки аппроксимировались одночленной степенной

зависимостью. Результаты аппроксимации представлены линиями на рис. 3.9 (б). Хорошо видна их высокая корреляция с экспериментальными точками.

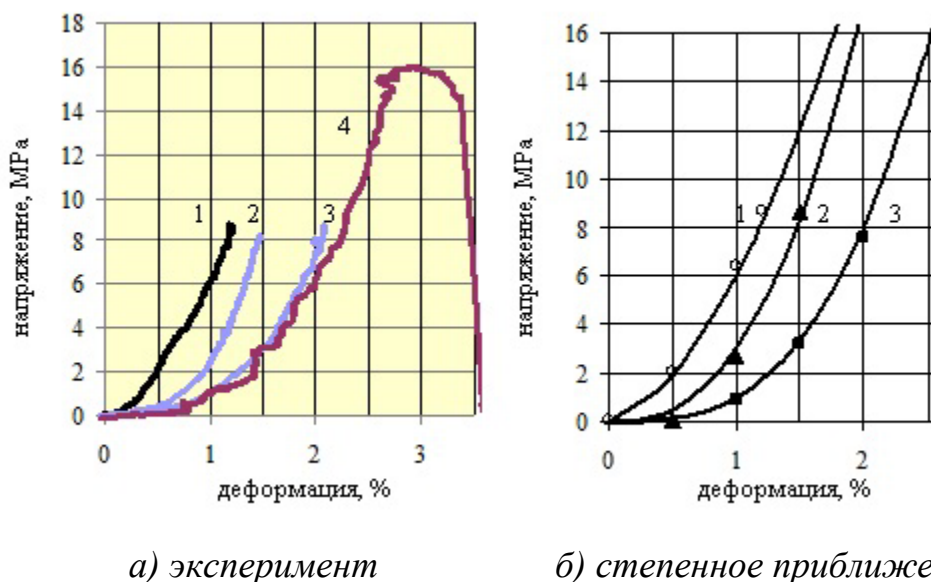


Рис. 3.9 – Кривые деформации одноосного сжатия:

1 – ( $\Delta W = 0\%$ ); 2 – ( $\Delta W = 0,9\%$ ); 3 – ( $\Delta W = 2\%$ ); 4 – ( $\Delta W = 2,2\%$ )

Напряжения  $\sigma$  и деформации  $\varepsilon_{ph}$  при сжатии образца с центральным отверстием связаны зависимостью:

$$\sigma = \bar{E} \cdot \varepsilon_{ph}^N. \quad (3.49)$$

Коэффициент пропорциональности  $\bar{E}$  имеет размерность напряжения (МПа). Его величина убывает с приростом влажности образца:

$$\bar{E} = E_{ph} \cdot [0.126267(\Delta W)^2 - 0.6692(\Delta W) + 1], \quad (3.50)$$

где  $E_{ph} = 6$  МПа – степенной модуль образца с отверстием при естественной влажности.

Деформация  $\varepsilon_{ph}$  имеет размерность (%).

Показатель степени  $N$  – безразмерная величина. Он возрастает с приростом влажности образца:

$$N = N_h \cdot [-0.127765(\Delta W)^2 + 0.637824(\Delta W) + 1], \quad (3.51)$$

где  $N_h = 1,7$  – степенной модуль образца с отверстием при естественной влажности.

Характер степенной зависимости напряжений от деформаций заметно отличается от закона Гука. Это может объясняться несколькими причинами.



Например, влиянием зазоров перекосов и несовпадением осей прессы и образца. Эти причины сильнее влияют на кривизну линий в самом начале процесса (до  $0,2 \div 0,3$  % деформаций или до 1 МПа осевых напряжений). С ростом напряжений и деформаций положение системы стабилизируется, и кривизна линий уменьшается.

Но главная, по нашему мнению, причина – слоистая трещиноватость угля. Площадь контактов слоев с трещинами, перпендикулярными нагрузке, заметно меньше площади образца. Вследствие этого модуль упругости трещиноватого образца меньше, чем сплошного, а его податливость (деформация при одной и той же нагрузке) – больше.

Общая податливость угольных образцов растет с повышением их влажности. Однако этот рост имеет разную интенсивность. Податливость угольных образцов максимальна при низких нагрузках. При высоких нагрузках податливость минимальна из-за расширения площади контактов между слоями. Этим и объясняется вогнутость деформационных кривых угля.

Нелинейность деформационных кривых угольных образцов хорошо объясняет серьезные различия в зависимостях модуля упругости от влажности у разных авторов.

Модуль упругости определяется по экспериментальной деформационной кривой. Если форма этой кривой близка к линейной (как в металлах), то и модуль упругости определяется однозначно и одинаково всеми исследователями. А если форма деформационной кривой экспоненциальная (рис. 3.9 и формула (3.49)), то модуль упругости будет переменной величиной, и в его определении появляется произвол.

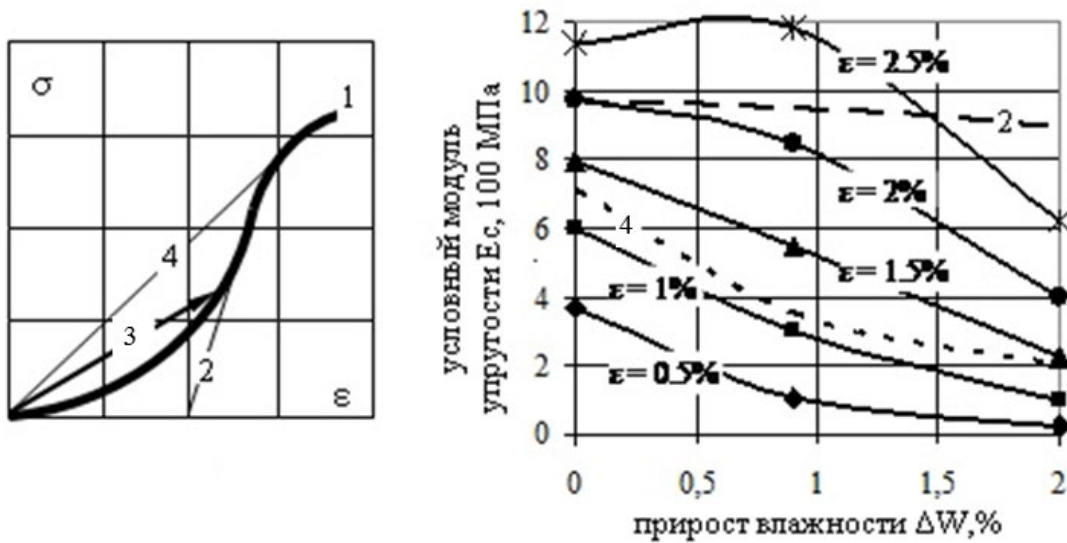
Известны несколько способов аппроксимации реальной кривой деформирования линейной зависимостью напряжения от деформации. Они показаны на рис. 3.10 (а).

В работе [28] используется хорда 4, соединяющая начало координат с точкой перехода в неупругий режим экспериментальной линии 1.

В работе [34] использована касательная 2 к точке перехода в неупругий режим экспериментальной линии 1.

Полученные этими методами значения модуля упругости не зависят от величины деформации и сильно отличаются друг от друга.

В связи с изменчивостью модуля упругости угля предлагаем использовать лучевую аппроксимацию. Она изображена линией 3 на рис. 3.10 (а).



а) схема расчета

б) результаты расчета модуля упругости лучевым методом

Рис. 3.10 – Определение модуля упругости по кривой деформации, то есть одноосного сжатия:

1 – деформационная кривая; 2 – касательная; 3 – луч; 4 – хорда

Лучевая аппроксимация позволяет получить зависимость модуля упругости  $E_c$  (МПа) от величины деформации  $\varepsilon_{ph}$  (%):

$$E_c = 100 \cdot \bar{E} \cdot \varepsilon_{ph}^{N-1}. \quad (3.52)$$

Величины  $\bar{E}$  и  $N$  определяются по формулам (3.50) и (3.51). Коэффициент «100» в правой части выражения появился потому, что деформация в законе Гука  $\varepsilon$  выражается в долях единицы, а не в процентах, как  $\varepsilon_{ph}$ . Эти величины связаны зависимостью:

$$\varepsilon_{ph} = 100 \cdot \varepsilon. \quad (3.53)$$

Таким образом, лучевая аппроксимация нелинейной деформационной кривой (3.52) позволяет определить ее условный модуль упругости, который можно использовать в аналитических выражениях, полученных для классических линейных деформационных кривых.

На рис. 3.5 (б) показаны результаты расчета условного модуля упругости по лучевому методу для деформационных кривых 1–3 рис. 3.4 (б) при разных значениях деформации образца. Линии 2 и 4 представляют модуль упругости, определенный методами касательной и хорды. При любом значении деформации  $\varepsilon$  влияние прироста влажности на величину

модуля упругости  $E$  по методу касательной в разы меньше, чем по методу хорды и лучевому методам.

Модуль  $E$  по методу хорды снижается в 3,5 раза (с 7 до 2) при приросте влажности от 0 % до 2 %. Снижение  $E$  по лучевому методу при том же приросте влажности больше, чем по методу хорды – до величины деформации образца  $\varepsilon = 1,5$  % (снижается в 4 раза: с 8 до 2). А при увеличении деформации образца до  $\varepsilon = 2$  % снижение  $E$  по лучевому методу уже оказывается меньше (в 2,5 раза: с 10 до 4), чем по методу хорды.

Интересно отметить, что расчет модуля упругости методом хорды дал хорошо совпадающие результаты для углей Кизеловского бассейна [28] (линия 1 рис. 3.2, а) и углей шахты Покровская (линия 4 рис. 3.5, б). Для прироста влажности на 1 % относительный модуль упругости Кизеловских и Покровского образцов составил  $\sim 0,45$ .

Поскольку в экспериментах ИГТМ коэффициент поперечной деформации  $\mu$  не определялся, то для оценочных расчетов деформационной разгрузки пласта использованы данные [29], выраженные в виде регрессионных зависимостей на рис. 3.7:

$$\begin{cases} \frac{E}{E_0} = 0,97 - 0,23(\Delta W) \\ \frac{\mu}{\mu_0} = 1 + 0,0677(\Delta W) \end{cases}, \quad (3.54)$$

где  $E_0, \mu_0$  – модуль Юнга и коэффициент Пуассона образца с естественной влажностью;  $E, \mu$  – эти же величины увлажненного образца;  $\Delta W$  – прирост влажности, %.

А уменьшенное влияние влаги на деформационные характеристики по методу хорды (3.54), по сравнению с лучевым методом, компенсируется отсутствием учета влияния набухания угольных образцов.

Набухание угольных образцов не учитывали во всех ранее проведенных экспериментальных исследованиях. По всем применявшимся методикам образец разгружался от дополнительных напряжений, вызванных его набуханием после извлечения из камеры, в которой проводилось его увлажнение. А деформационные характеристики определялись после снятия напряжений набухания путем плавного повышения нагрузки прессом, начиная от нулевого значения.

В реальных же условиях угольный пласт при увлажнении находится под действием горного давления вышележащих пород, которое не позволяет ему свободно расширяться вследствие набухания. При лабораторных испытаниях это состояние может быть смоделировано фиксацией увлажняемого образца от вертикальных перемещений за счет стяжки торцевых пластин, как показано на рис. 3.6 (а).

При увлажнении образца его высота не меняется. Если после увлажнения отпустить стяжные гайки, набухший образец удлинится. Положение нижнего края образца при незатянутых стяжных гайках показано пунктирными линиями на рис. 3.11 (а). Это положение соответствует началу пунктирного участка деформационной кривой на рис. 3.11 (б). А положение нижнего края образца с затянутыми стяжными гайками на рис. 3.11 (а) будет соответствовать концу пунктирного участка на рис. 3.11 (б) – началу сплошного участка деформационной кривой.

Поэтому, истинная деформация образца при затянутых стяжных гайках  $\varepsilon_{и}$  будет меньше его свободной деформации  $\varepsilon_{св}$  на величину деформации набухания  $\varepsilon_{н}$  при данной влажности. А рост напряжений в образце с затянутыми стяжными гайками начнется не с «0», а со значения напряжений набухания  $\sigma_{н}$ , которые компенсируют нереализованную деформацию набухания  $\varepsilon_{н}$ .

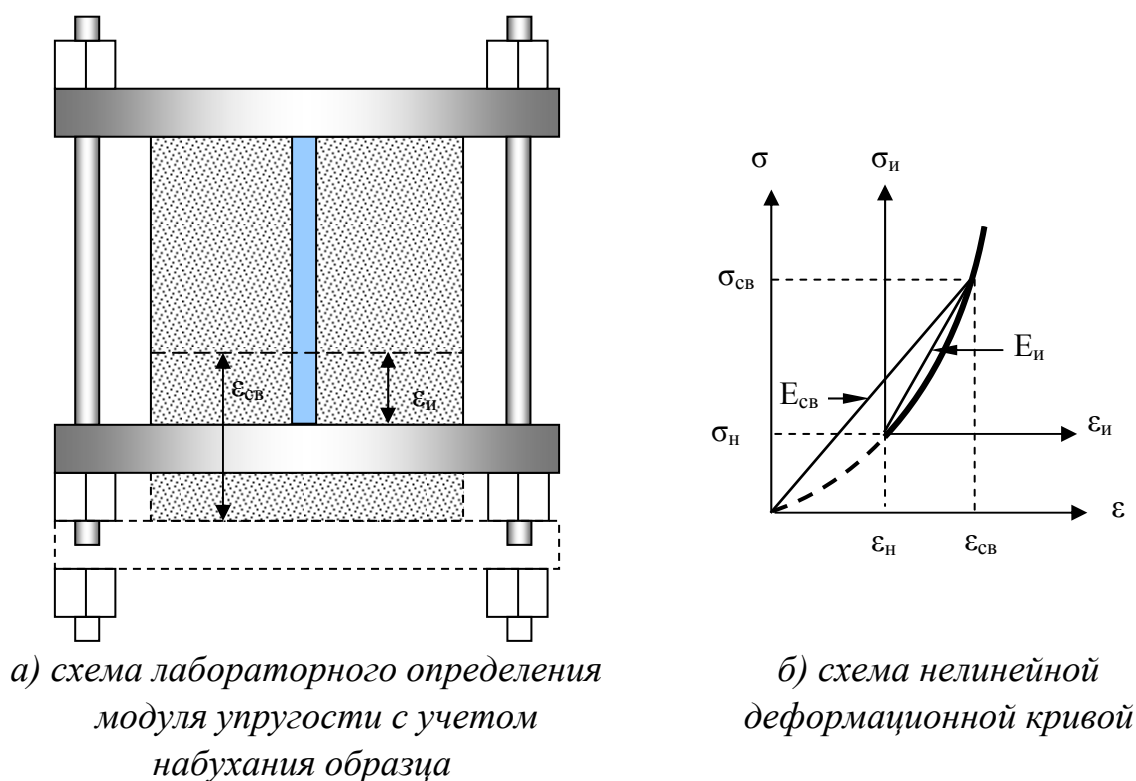


Рис. 3.11 – Влияние набухания угля на его модуль упругости

При определении модуля упругости лучевым методом истинное его значение с учетом набухания  $E_u$  будет больше, чем значение  $E_{cv}$  (которое не отражает влияние набухания), поскольку угол наклона луча  $E_u$  к горизонтали больше угла наклона луча  $E_{cv}$  (рис. 3.11, б). То есть эффект набухания уменьшает податливость угля.

Заметим попутно, что при прямолинейной деформационной линии набухание не сказывается на величине модуля упругости. Однако при реальной экспоненциальной форме деформационной кривой нужно учитывать влияние набухания (хотя в настоящий момент это невозможно из-за отсутствия экспериментальных данных).

Поэтому, в дальнейших оценочных расчетах будем пользоваться зависимостями (3.54) и считать деформационную линию прямолинейной; а по мере накопления экспериментальных данных – уточнять расчетную модель.

### 3.3.2 Технологическая модель деформационной разгрузки пласта

Для иллюстрации самых общих представлений о механизме деформационной разгрузки пласта удобно рассмотреть модель тяжелой плиты, опирающейся на три гидродомкрата (рис. 3.12).

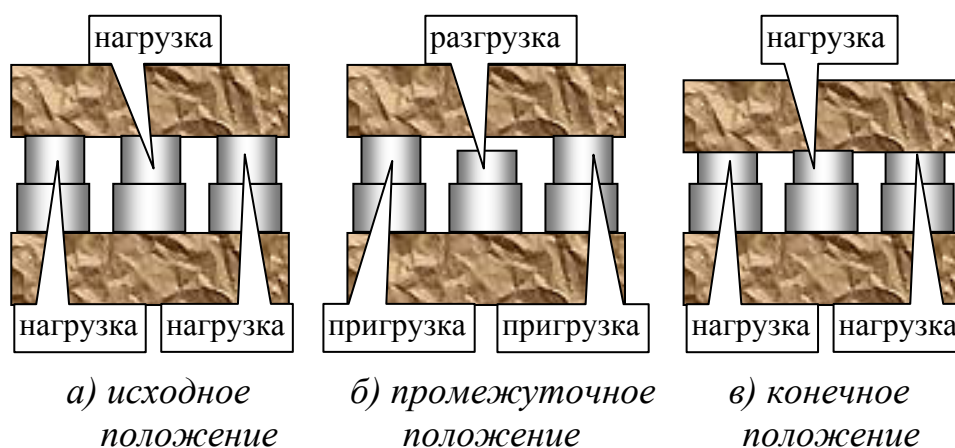


Рис. 3.12 – Модель плиты, опирающейся на гидродомкраты

Первоначально работают все три гидродомкрата (рис. 3.12, а), каждый из которых несет одинаковую нагрузку – треть веса плиты. Затем средний домкрат отпускают (рис. 3.12, б), и он перестает нести нагрузку. При этом два крайних домкрата продолжают удерживать плиту. Нагрузка на каждый из них увеличивается до половины веса плиты.

Плита моделирует кровлю горной выработки, а домкраты – угольный пласт. Уменьшение модуля упругости увлажненного угля равносильно отпуску среднего домкрата – увлажненный уголь не испытывает нагрузки от кровли. Она перераспределяется на неувлажненные участки пласта – крайние домкраты. Эти неувлажненные участки оказываются пригруженными – горное давление на них увеличивается.

Наша простейшая модель хорошо иллюстрирует все основные особенности изменения нагрузки на угольный пласт при его гидрообработке. Они проявляются при всех режимах нагнетания.

Проникновение воды в массив вызывает увеличение податливости увлажненного участка и его разгрузку. А соседний неувлажненный уголь, наоборот, пригружается, как крайние гидродомкраты, на рис. 3.12 (б).

Заметим, что если пласт до нагнетания находился в предельном напряженном состоянии, то пригрузка его неувлажненной части вызовет ее частичное разрушение. В результате частичного разрушения неувлажненной части пласта ее податливость увеличится.

В нашей модели это соответствует аварийному выпуску части жидкости из камер крайних гидродомкратов через предохранительные клапаны. В результате аварийного выпуска жидкости крайние домкраты осядут (рис. 3.12, в), а средний домкрат снова нагрузится. Домкраты вернулись в исходное состояние (по нагрузкам на них), а плита опустилась.

Таким образом, при предельном напряженном состоянии пласта деформационная разгрузка его увлажненной части запускает механизм горно-силовой разгрузки всего пласта.

Интересно отметить, что горно-силовая разгрузка неувлажненного пласта естественно сопровождается усилением частоты и амплитуды акустических сигналов, свидетельствующих об усилении трещинообразования. Этот наблюдаемый в натуральных условиях факт долгое время ошибочно объясняли силовым воздействием воды на уголь. А настоящей причиной этого явления является пригрузка неувлажненной части пласта, вызванная деформационной разгрузкой увлажненной его части.

Если пласт не находится в предельном напряженном состоянии, то деформационная разгрузка его увлажненной средней части (рис. 3.12, б) не приводит к разрушению остального пласта; он только дополнительно пригружается.

Если на этом этапе гидрорыхление прекратить, то по увлажненному участку горные работы будут вестись в более безопасном режиме. Если же дальше продолжать увлажнение, то деформационная разгрузка крайних домкратов приведет весь пласт к состоянию, изображенному на рис. 3.12 (в): все три домкрата (весь пласт) снова окажутся нагруженными, а плита опустится (правда при этом пласт не подвергнется частичному разрушению, как в случае его предельного состояния), и усиление сейсмоакустических сигналов при гидрообработке будет выражено гораздо слабее. К тому же, риск динамического проявления в процессе гидрорыхления будет гораздо ниже, чем для предельно напряженного пласта.

В целом же, анализ нашей технологической модели показал, что для эффективной и безопасной гидрообработки пласта необходимо выполнение двух условий: 1) пласт, примыкающий к зоне обработки, не должен находиться в предельном напряженном состоянии; 2) обрабатывать пласт необходимо по частям.

Первое из этих условий выполняется автоматически при соблюдении нормативных документов по гидрорыхлению. Обобщение многолетнего практического опыта этого мероприятия привело к требованию располагать скважину гидрорыхления перед зоной опорного давления, в которой нагрузка на пласт максимальна.

Со вторым условием дело обстоит сложнее. Оно выполняется только при гидрорыхлении проходческого забоя через две скважины, расположенные по его углам, благодаря тому, что угловые зоны всегда наиболее нагружены (рис. 3.13, а).

Через каждую скважину увлажняется наиболее нагруженная часть пласта (1 рисунка 3.13, а) в зоне сопряжения забоя 3 с бортами выработки 5. Примыкающий к этой зоне пласт испытывает меньшие нагрузки и не находится в предельном состоянии даже в том случае, если сама зона обработки находится в предельном состоянии.

После гидрорыхления краевые зоны сопряжения забоя 3 с бортами выработки 5 разгружаются, а средняя часть забоя и борта выработки – пригружаются (2 рис. 3.13, а). При этом пригруженные борта выработки не подвергаются выемочным работам (рис. 3.13, б) и страхуютдвигающийся забой от динамического разрушения во время выемки.

Таким образом, узкий проходческий забой шириной ~ 5 м создает условия для максимальной эффективности применения гидрорыхления.

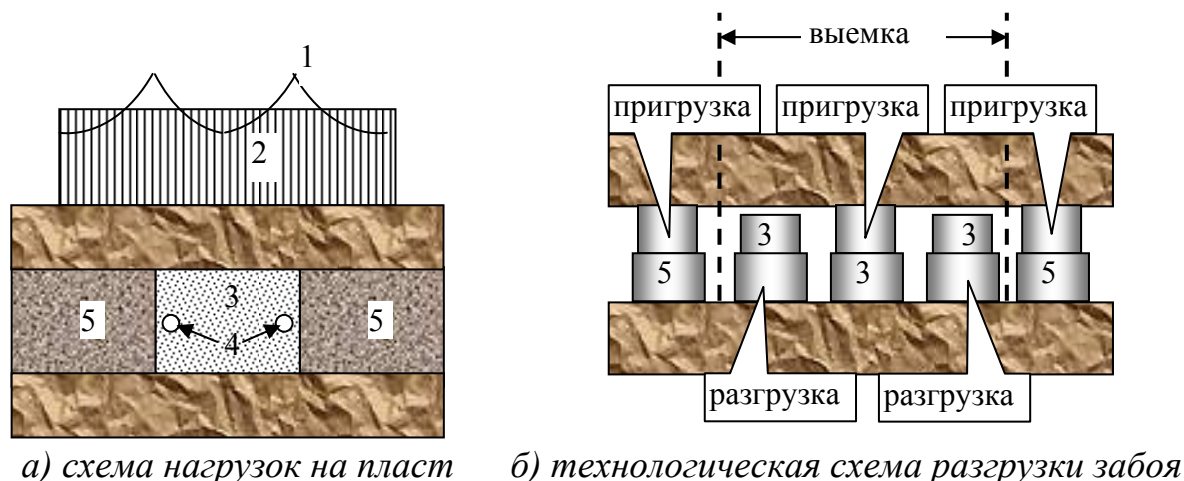


Рис. 3.13 – Разгрузка проходческого забоя при гидрорыхлении:

1 – условная эпюра горного давления до гидрорыхления; 2 – условная эпюра горного давления после гидрорыхления; 3 – забойная часть пласта; 4 – скважина гидрорыхления; 5 – бортовая часть пласта

Иначе обстоит дело с гидрорыхлением очистного забоя лавы. Его протяженность достигает 300 м; и выемка угля производится по всей протяженности забоя. В этих условиях разгрузка отдельных участков очистного забоя сопровождается пригрузкой соседних неувлажненных участков.

Технологическая схема обработки очистного забоя по частям и эпюра изменения напряжений вдоль забоя до и после гидрорыхления представлены на рис. 3.14.

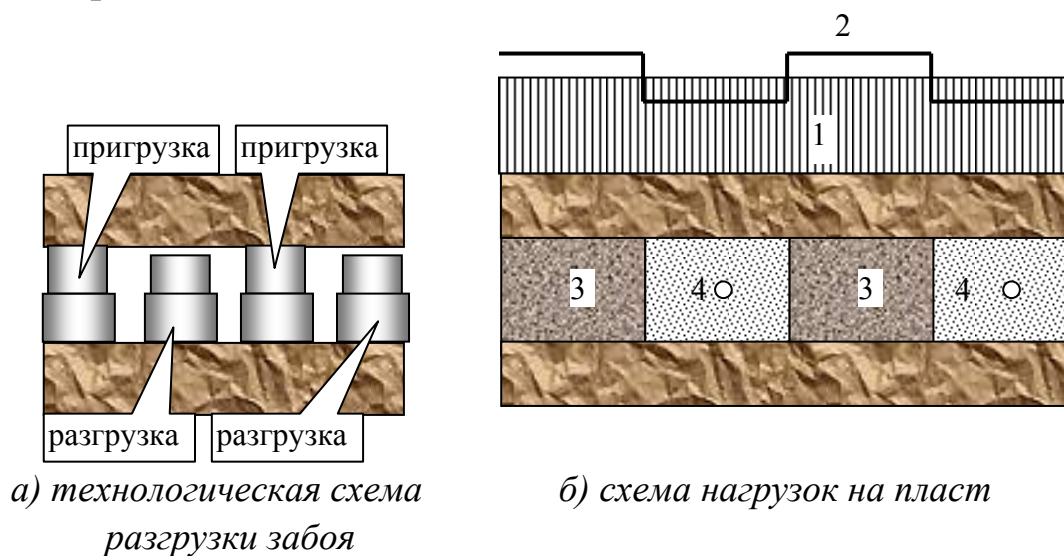


Рис. 3.14 – Разгрузка очистного забоя при гидрорыхлении:

1 – условная эпюра горного давления до гидрорыхления; 2 – условная эпюра горного давления после гидрорыхления; 3 – неувлажненная часть пласта; 4 – увлажненная часть пласта



Чередование увлажненных (разгруженных) и неувлажненных (пригруженных) участков вдоль очистного забоя (рис. 3.14, *a*) переводит равномерную эпюру распределения горного давления до гидрорыхления (1 рис. 3.14, *б*) в ступенчатую (2 рис. 3.14, *б*) – после гидрорыхления. При этом горное давление на неувлажненные (пригруженные) участки становится больше, чем до гидрорыхления. И при выемке этих участков вероятность их динамического разрушения увеличивается.

Поэтому эффективность гидрорыхления очистного забоя лавы всегда ниже, чем проходческого забоя. Исключения составляют случаи, когда точно известно местоположение локальных зон повышенной выбросоопасности. Целевое гидрорыхление таких локальных зон может дать большой эффект.

### 3.3.3 Расчетная модель деформационной разгрузки пласта

Для количественной оценки деформационной разгрузки пласта воспользуемся обобщенным законом Гука, в котором будем изменять модуль упругости и коэффициент Пуассона по формулам (3.54).

В качестве расчетной модели используем модель вертикального сжатия угольного образца жесткими плитами пресса (кровлей и почвой пласта) давлением  $P_z$  [35]. Боковые грани образца сжаты горизонтальным давлением с компонентами  $P_x$ ,  $P_y$ . Принимаем, что образец увлажняется на всю высоту одновременно через вертикальное отверстие по центру. Увлажненная область выделена цветом (рис. 3.15).

Вертикальные напряжения, возникающие от действия горного давления  $P_z$ , обозначены на рис. 3.15 символом  $P_z$  для сухой части пласта и  $\sigma_z$  для влажной его части. Боковые напряжения обозначены символами  $P_y$ ,  $P_x$  для сухой части пласта и  $\sigma_y$ ,  $\sigma_x$  соответственно влажной его части. Напряжения  $\sigma_y$ ,  $\sigma_x$  на рис. 3.15 не показаны.

Площадь образца обозначим символом  $S$ , а площадь влажной его части –  $S_g$ . Влияние давления нагнетания воды на напряженное состояние пласта учитывать не будем.

Тогда можно сразу записать условие равновесия кровли:

$$P_r S = S_B \sigma_z + P_z (S - S_B). \quad (3.55)$$

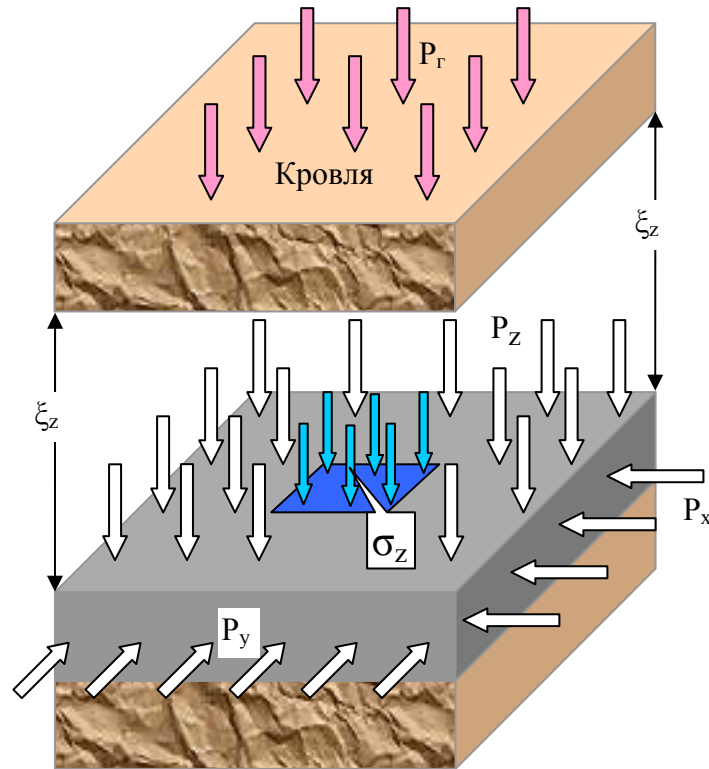


Рис. 3.15 – Расчетная схема пласта с жесткими кровлей и почвой [28]

Полагая, что деформации  $\xi_x$ ,  $\xi_y$ ,  $\xi_z$  в сухом и увлажненном угле одинаковы, запишем для сухого и увлажненного угля обобщенный закон Гука:

$$\begin{cases} E_0 \xi_x = P_x - \mu_0(P_z + P_y) \\ E_0 \xi_y = P_y - \mu_0(P_z + P_x) \\ E_0 \xi_z = P_z - \mu_0(P_x + P_y) \end{cases} \quad (3.56)$$

$$\begin{cases} E_1 \xi_x = \sigma_x - \mu_1(\sigma_z + \sigma_y) \\ E_1 \xi_y = \sigma_y - \mu_1(\sigma_z + \sigma_x) \\ E_1 \xi_z = \sigma_z - \mu_1(\sigma_x + \sigma_y) \end{cases} \quad (3.57)$$

где  $E_0, \mu_0$  – модуль упругости и коэффициент Пуассона для сухого угля;  $E_1, \mu_1$  – модуль упругости и коэффициент Пуассона для влажного угля.

На данном этапе выполнения работы будем считать, что пласт находится в условиях равнокомпонентного горизонтального сжатия. Тогда:

$$P_x = P_y = P, \quad (3.58)$$

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma. \quad (3.59)$$

Преобразовав уравнения (3.56) и (3.57), используя условия (3.58) и (3.59), получим:

$$\begin{cases} E_0 \xi = P - \mu_0(P_z + P) \\ E_0 \xi_z = P_z - 2P\mu_0 \end{cases} \quad (3.60)$$

$$\begin{cases} E_1 \xi = \sigma - \mu_1(\sigma_z + \sigma) \\ E_1 \xi_z = \sigma_z - 2\sigma\mu_1 \end{cases} \quad (3.61)$$

Выражаем  $P_z$  и  $\sigma_z$  из уравнений (3.60) и (3.61):

$$P_z = E_0 \xi_z + 2\mu_0 P, \quad (3.62)$$

$$\sigma_z = E_1 \xi_z + 2\mu_1 P. \quad (3.63)$$

Полученные выражения (3.62) и (3.63) подставляем в условие (3.55):

$$(E_0 \xi_z + 2\mu_0 P) (S - S_B) + S_B (E_1 \xi_z + 2\mu_1 P) = P_\Gamma S. \quad (3.64)$$

Для дальнейших расчётов нам необходимо определить  $\xi_z$ . Для этого и последующих манипуляций, а также для построения графиков, следует сделать все переменные значения относительными величинами.

Введем ряд обозначений:

$$E_{от} = E_1 / E_0, \quad (3.65)$$

$$S_{от} = a^2 / A^2 = S_B / S, \quad (3.66)$$

$$P_{z,от} = P_z / P_\Gamma, \quad (3.67)$$

$$\sigma_{z,от} = \sigma_z / P_\Gamma, \quad (3.68)$$

$$P_{от} = P / P_\Gamma = \sigma / P_\Gamma. \quad (3.69)$$

Теперь частично раскроем скобки в уравнении (3.64):

$$E_0 \xi_z (S - S_B) + 2\mu_0 P (S - S_B) + E_1 \xi_z S_B + 2\mu_1 P S_B = P_\Gamma S.$$

Подставляем в полученное выражение относительную величину (3.66) и преобразуя его, получим:

$$\begin{aligned} E_0 \xi_z (1 - S_{от}) + 2\mu_0 P (1 - S_{от}) + E_1 \xi_z S_{от} + 2\mu_1 P S_{от} &= P_\Gamma, \\ \xi_z [E_0 (1 - S_{от}) + E_1 S_{от}] + 2\mu_0 P (1 - S_{от}) + 2\mu_1 P S_{от} &= P_\Gamma, \\ \xi_z &= [P_\Gamma - 2\mu_0 P (1 - S_{от}) - 2\mu_1 P S_{от}] / [E_0 (1 - S_{от}) + E_1 S_{от}]. \end{aligned} \quad (3.70)$$

Полученное уравнение для определения  $\xi_z$  подставляем в начальные условия (3.62) и (3.63) для определения напряжений, действующих в сухом и увлажнённом угле соответственно.

Для сухого угля:

$$P_z = E_0 [P_\Gamma - 2\mu_0 P (1 - S_{от}) - 2\mu_1 P S_{от}] / [E_0 (1 - S_{от}) + E_1 S_{от}] + 2\mu_0 P, \quad (3.71)$$

$$\begin{aligned} P_z &= E_0 \{ [P_\Gamma - 2\mu_0 P (1 - S_{от}) - 2\mu_1 P S_{от}] + \\ &+ 2\mu_0 P [E_0 (1 - S_{от}) + E_1 S_{от}] \} / [E_0 (1 - S_{от}) + E_1 S_{от}]. \end{aligned}$$

Подставив относительную величину  $E_{от}$  (3.65), получим:

$$P_z = \{[P_\Gamma - 2\mu_0 P (1 - S_{от}) - 2\mu_1 \sigma S_{от}] + 2\mu_0 P [(1 - S_{от}) + E_{от} S_{от}]\} / [(1 - S_{от}) + E_{от} S_{от}],$$

$$P_z = [P_\Gamma - 2\mu_1 \sigma S_{от} + 2\mu_0 P E_{от} S_{от}] / [(1 - S_{от}) + E_{от} S_{от}]. \quad (3.72)$$

В силу сложности задачи на данном этапе выполнения работы не учитываем возможную разгрузку влажной части пласта от горизонтальных контактных напряжений и принимаем:

$$P_x = \sigma_x, \quad (3.73)$$

$$P_y = \sigma_y. \quad (3.74)$$

С учетом этого и подстановки относительных величин (3.68) и (3.69), получим:

$$P_{z.от} = [1 - 2\mu_1 P_{от} S_{от} + 2\mu_0 P_{от} E_{от} S_{от}] / [(1 - S_{от}) + E_{от} S_{от}].$$

Раскроем скобки в знаменателе правой части:

$$P_{z.от} = [1 - 2\mu_1 P_{от} S_{от} + 2\mu_0 P_{от} E_{от} S_{от}] / [1 - S_{от} + E_{от} S_{от}].$$

После перегруппировки слагаемых в знаменателе правой части получим окончательное выражение для величины  $P_{z.от}$ , выражающей отношение вертикальной нагрузки в неувлажненной части пласта к исходному горному давлению:

$$P_{z.от} = [1 - 2\mu_1 P_{от} S_{от} + 2\mu_0 P_{от} E_{от} S_{от}] / [1 - S_{от} (1 - E_{от})]. \quad (3.75)$$

Напряжения  $\sigma_z$  в увлажнённом угле определим по формулам (3.59) и (3.63):

$$\sigma_z = E_1 [P_\Gamma - 2\mu_0 P (1 - S_{от}) - 2\mu_1 \sigma S_{от}] / (E_0 (1 - S_{от}) + E_1 S_{от}) + 2\mu_1 \sigma,$$

$$\sigma_z = \{E_1 [P_\Gamma - 2\mu_0 P (1 - S_{от}) - 2\mu_1 \sigma S_{от}] +$$

$$+ 2\mu_1 \sigma [E_0 (1 - S_{от}) + E_1 S_{от}]\} / [E_0 (1 - S_{от}) + E_1 S_{от}].$$

Подставив в последнее выражение относительную величину (3.65), получим:

$$\sigma_z = \{E_{от} [P_\Gamma - 2\mu_0 P (1 - S_{от}) - 2\mu_1 \sigma S_{от}] +$$

$$+ 2\mu_1 \sigma [(1 - S_{от}) + E_{от} S_{от}]\} / (1 - S_{от} + E_{от} S_{от}).$$

Переходя к относительным величинам по формулам (3.68) и (3.69), а также учитывая (3.73) и (3.74), получим:

$$\sigma_{z.от} = \{E_{от} [1 - 2\mu_0 P_{от} (1 - S_{от}) - 2\mu_1 P_{от} S_{от}] + 2\mu_1 P_{от} [(1 - S_{от}) + E_{от} S_{от}]\} / (1 - S_{от} + E_{от} S_{от}). \quad (3.76)$$

Соотношения (3.75) и (3.76) позволяют анализировать зависимость напряжений от модуля упругости влажного угля. Для построения зависимости

напряжений непосредственно от уровня влажности были использованы формулы (3.54).

На рис. 3.16 (а) представлены зависимости вертикальных относительных напряжений ( $\sigma_{z.om} = \sigma_B / P_B$ ) от прироста влаги  $W$  для плоской деформации угольного пласта при отношении исходной горизонтальной компоненты горного давления к вертикальной  $\lambda_n = P_{om} = 2/3$ .

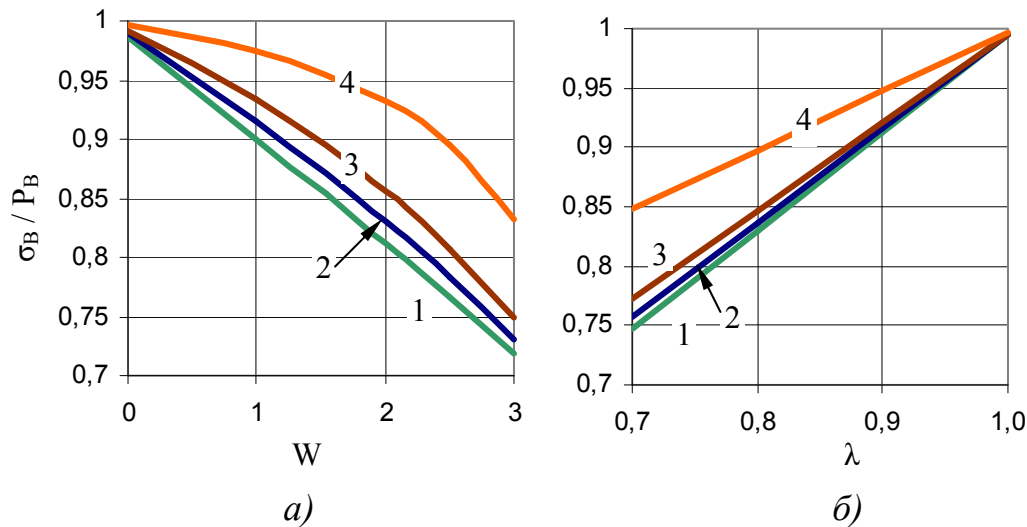


Рис. 3.16 – Отношение вертикальных напряжений  $\sigma_e$  в зоне разгрузки к исходным  $P_e$  от прироста влаги при  $\lambda_n = 0,66$  (а); и от исходного отношения  $\lambda$  горизонтальной и вертикальной компоненты (б) при приросте влаги 2 %:

1 – ( $S_{отн} = 0,0625$ ); 2 – ( $S_{отн} = 0,25$ ); 3 – ( $S_{отн} = 0,444$ ); 4 – ( $S_{отн} = 0,81$ )

Повышение влажности угля на 3 % разгружает увлажненную зону от вертикальных напряжений на 25–28 % при относительной площади увлажнения в пределах  $0,0625 \div 0,4444$ .

Значения относительной площади увлажнения  $S_{отн}$  на рис. 3.16 (а) имеют простую геометрическую интерпретацию.  $S_{отн}$  равно отношению стороны увлажненного квадрата, выделенного цветом на рис. 3.15, к стороне образца, взятому во второй степени.

Таким образом,  $S_{отн} = 0,0625$  соответствует отношению сторон увлажненного квадрата и образца  $1/4$ ,  $S_{отн} = 0,25 - 1/2$ , а  $S_{отн} = 0,4444 - 2/3$ .

С учетом такой интерпретации легко определить разгрузку увлажненных зон очистного забоя при схеме его гидрообработки по частям, показанной на рис. 3.14. Очевидно, что в этом случае отношение сторон увлажненных квадратов к общей длине забоя равно  $1/2$ , а  $S_{отн} = 0,25$ . Из графика (линия 2 рис. 3.16, а) видно, что разгрузка увлажненных на 2 % участков составляет  $\sim 16$  %, а увлажненных на 3 % – 27 %.

Если относительная площадь увлажненного участка стремится к «0», то его разгрузка, определяемая по формуле (3.76), увеличится незначительно, и будет отличаться от разгрузки при  $S_{омн} = 0,0625$  на величину в 0,5 %, которой можно пренебречь.

На первый взгляд, уменьшение разгрузки влажной части пласта от вертикальных напряжений при увеличении площади увлажнения (сравним линии 1 и 4 рис. 3.16, а) имеет парадоксальный характер. Ведь наибольшая разгрузка влажного угля достигается тогда, когда его площадь стремится к «0»; а с увеличением площади увлажнения степень разгрузки уменьшается.

Но на самом деле парадокса здесь нет. При малой площади увлажнения всю нагрузку от кровли воспринимает сухой уголь, площадь которого только чуть-чуть меньше первоначальной. Поэтому напряжения в сухом угле  $P_{z.ом}$  практически не увеличиваются, о чем свидетельствует точка  $S_{ом} = 0$  на графиках правого рис. 3.12 (б). И дополнительного смещения кровли, как единого жесткого целого, практически не происходит. То есть расстояние между кровлей и почвой пласта на увлажненном участке (весьма малой площади) не изменяется, а его модуль упругости падает, вызывая максимальное падение вертикального напряжения  $\sigma_{z.ом}$  (на 18 %) для точки  $S_{ом} \rightarrow 0$  на графиках рисунка 3.16 (а).

При уменьшении площади сухого угля вертикальные напряжения в нем увеличиваются и вызывают заметный рост дополнительной вертикальной деформации, которая передается на влажный уголь и вызывает в нем дополнительные напряжения.

В пределе, когда весь уголь увлажнен, то есть  $S_{ом} = 1$ , напряжения в нем снова станут такими же, как были в образце до начала увлажнения, поскольку горное давление от кровли осталось прежним.

Изложенные соображения полностью объясняют тенденцию снижения деформационной разгрузки с ростом относительной площади увлажнения.

При  $S_{омн} = 0,81$ , которому соответствует отношение сторон увлажненного квадрата, выделенного цветом на рис. 3.15, и образца, равное 0,9, степень разгрузки уменьшается до 16 % для прироста влаги в 3 % и до 7 % – для прироста влаги 2 %. В последнем случае можно считать, что такое низкое значение разгрузки имеет уже символический, а не практический смысл, с учетом определенной грубости использованного метода оценки.

Для практики же можно считать, что деформационная разгрузка заметно проявляется, если площадь увлажненного угля не превышает половины площади пласта, подвергаемого гидрообработке.

Зависимости рис. 3.16 (а) получены для соотношения горизонтальной компоненты горного давления к вертикальной  $\lambda_n = 0,66$ , которая соответствует плоской деформации угольного пласта. Ими можно руководствоваться при гидрообработке очистных забоев, отрабатываемых обратным ходом, когда выемочный столб оконтурен подготовительными выработками. Эти контурные выработки снижают естественную величину горизонтальной компоненты горного давления до уровня, соответствующего плоской деформации угля под действием вертикальной компоненты.

А впереди проходческих забоев горизонтальная компонента сохраняется. Ее влияние на разгрузку пласта от вертикальных напряжений показано на рис. 3.16 (б). Повышение горизонтальной компоненты снижает степень разгрузки пласта по линейной зависимости. При «гидростатическом» напряженном состоянии ( $\lambda = 1$ ) деформационная разгрузка пласта отсутствует, а при  $\lambda > 0,9$  она уже имеет только символическое значение.

Таким образом, параметр  $\lambda$  серьезно влияет не только на давление начала трещинообразования, но и на степень проявления деформационной разгрузки пласта. При этом сам параметр  $\lambda$  при сложившейся технологии работ фактически не известен. Трудоемкость его экспериментального определения, например, перед гидрорыхлением проходческого забоя, сопоставима с трудоемкостью самого процесса гидрорыхления. Поэтому, точная аналитическая оценка процесса деформационной разгрузки пласта при  $\lambda > 1$  вряд ли является актуальной. Тем более, что модуль упругости поперек напластования, который использовался в наших оценках, существенно отличается от модуля упругости вдоль напластования, который должен фигурировать в оценке разгрузки при  $\lambda > 1$ .

Ограничимся уже проведенной оценкой и будем считать, что и при  $\lambda > 1$  величина разгрузки пласта от горизонтальной компоненты составит  $\sim 15\%$  ее величины. А вертикальная компонента при этом не уменьшится, а даже увеличится. Однако в направлении действия наиболее опасной компоненты – горизонтальной – разгрузка все же произойдет.

К проведенному анализу влияния снижения модуля упругости угля при повышении его влажности можно добавить еще один фактор, снижающий интенсивность возможного динамического проявления. Потенциальная энергия угольного пласта, сжатого горным давлением прямо пропорциональна его модулю упругости. Поэтому, уменьшение модуля упругости сжатого угля приводит к уменьшению его потенциальной энергии, которая высвобождается при выбросе, ослабляя его интенсивность.

Этот вопрос впервые был подробно исследован в работах ПермНИУИ [28]. При испытаниях угля на сжатие уменьшение упругой энергии выражается в более мягком разрушении увлажненных образцов.

Уменьшение потенциальной энергии увлажненного пласта и снижение его прочности за счет определенного структурного ослабления трещинами гидрорыхления дополняет положительный эффект от разгрузки пласта в результате изменения его физико-механических свойств.

### 3.4 Рациональный режим гидрорыхления угольных пластов

Итак, основным фактором разгрузки угольного пласта при гидрорыхлении является изменение его физико-механических свойств, вызванное повышением влажности. Поэтому основной задачей этого процесса является максимальное повышение влажности угля в зоне его гидрорыхления с заданными размерами и за заданное время.

Например, гидрорыхление проходческого забоя предполагает обработку участка пласта шириной, примерно равной полуширине забоя, на глубину скважины в течение  $\sim 40\div 50$  минут. Ограничение по времени связано с необходимостью обработки двух скважин, включающей, кроме нагнетания, еще и бурение, а также герметизацию и подготовительно-заключительные операции, и совмещение работ по гидрорыхлению с другими технологическими операциями (наращиванием конвейера, воздуховода, ремонтом проходческого комбайна и электрооборудования).

Время гидрообработки требуемого объема угля определяется темпом нагнетания воды, который зависит, в свою очередь, от проницаемости пласта, давления нагнетания и размеров фильтрационной камеры скважины (раздел 2).

При одном и том же давлении увеличение длины или диаметра фильтрационной камеры приводит к повышению темпа нагнетания, а значит и к сокращению времени обработки пласта. Увеличение давления нагнетания при одних и тех же размерах фильтрационной камеры также приводит к повышению темпа нагнетания и сокращению времени обработки пласта.

Таким образом, увеличение как геометрического параметра процесса (размеров фильтрационной камеры), так и силового (давления нагнетания) приводит к одному и тому же результату – сокращению времени обработки пласта.



Технологически размеры фильтрационной камеры проще всего регулировать глубиной герметизации (увеличение диаметра скважины увеличивает трудоемкость бурения и требует герметизатора увеличенного диаметра). Но глубина герметизации, по требованию нормативных документов, не может быть меньше суточного подвигания забоя плюс неснижаемого опережения. Поэтому повышение темпа нагнетания за счет уменьшения глубины герметизации носит ограниченный характер.

Такой же ограниченный характер имеет и повышение темпа нагнетания при повышении давления. Давление нагнетания ограничено уровнем минимальной компоненты горного давления.

При заметном превышении давлением в скважине минимальной компоненты горного давления инициируется гидросиловой механизм нагнетания – гидроотжим или гидроразрыв пласта (подраздел 3.2). Темп нагнетания при этом возрастает (но не за счет повышения проницаемости всей зоны увлажнения, а за счет развития трещины гидроразрыва с большой гидропроводностью). И это увеличение темпа нагнетания будет совершенно бесполезно для изменения физико-механических свойств угля.

Однако, несмотря на ограниченность зависимости темпа нагнетания от каждого из факторов – размера фильтрационной камеры и давления в ней – их совместного влияния достаточно для поддержания рационального режима гидрорыхления.

Изменение физико-механических свойств угля при повышении его влажности проявляется, во-первых, в деформационной разгрузке пласта (подраздел 3.3.3), а во-вторых – в его разупрочнении (подраздел 3.2). Эти факторы действуют разнонаправлено. Результат их действия определяется напряженным состоянием пласта до начала гидрорыхления.

Если пласт находится в так называемом предельном напряженном состоянии, когда комбинация компонент горного давления соответствует временному пределу прочности угля в любой точке краевой части пласта, то деформационная разгрузка увлажненной зоны приводит к трещинообразованию под действием горного давления в неувлажненной области пласта. Причиной такого поведения пласта является пригрузка его неувлажненной части из-за разгрузки зоны увлажнения (рис. 3.14). В результате этого неувлажненная краевая часть пласта переходит в стадию запредельного деформирования и тоже разгружается. Сейсмоакустика при этом регистрирует образование трещин в неувлажненной краевой части пласта.

Таким образом, деформационная разгрузка увлажненной зоны приводит к горно-силовой разгрузке неувлажненной зоны краевой части пласта, если она находится в предельном напряженном состоянии.

Если краевая часть пласта не находится в предельном напряженном состоянии, то горно-силовой разгрузки неувлажненной части пласта не происходит. Разгружается (деформационно) только увлажненная часть пласта, а неувлажненная – пригружается (рис. 3.14). Уровень сейсмоакустических сигналов во время гидрорыхления и степень разгрузки ниже, чем в случае предельно напряженного пласта.

Разупрочнение влажного угля мало сказывается на разгрузке пласта, не находящегося в предельно напряженном состоянии. Основным фактор для него – деформационная разгрузка.

Для предельно напряженной краевой части пласта разупрочнение влажного угля играет большую роль, сохраняя ступенчатую эпюру напряжений (рис. 3.14) при снижении ее максимальных значений. Тем не менее, следует признать, что в обоих случаях деформационная разгрузка является основным фактором.

Более того, деформационная разгрузка увлажненного участка пласта снижает давление начала образования трещин на контуре скважины. Поэтому рациональный режим гидрорыхления угольных пластов заключается в поддержании давления нагнетания на уровне 80÷85 % давления начала трещинообразования в соответствии с формулами (3.30), (3.31) и соблюдении асимптотического характера бародинамической кривой (рис. 2.10, б). При таком режиме обеспечивается наиболее равномерное насыщение водой пласта, а трещины гидрорыхления образуются на конечной его стадии и указывают на уже происшедшую разгрузку увлажненной зоны.

Выбор параметров рационального режима гидрорыхления конкретного пласта производится следующим образом.

Проводится опытное поинтервальное нагнетание в скважину в соответствии с описанием процесса в подразделе 2.3.2. По результатам опытного нагнетания определяется степень разгрузки пласта (подраздел 2.3.3).

Если достигнутая степень разгрузки пласта удовлетворительная, а время обработки последнего (третьего) интервала скважины приемлемое, то длина фильтрующей части скважины устанавливается равной 1 м. Глубина герметизации скважины остается прежней – 5 м, а длина скважины увеличится до 6 м. Давление в нагнетательной камере поддерживается рав-

ным конечному значению  $P_{R5}$  давления гидрорыхления третьего интервала опытной скважины, как показано на рис. 2.11 и описано в подразделе 2.3.3.

Если время обработки последнего (третьего) интервала опытной скважины слишком велико, то глубина герметизации уменьшается до 4 м (рис. 2.6). Давление в нагнетательной камере поддерживается равным величине горного давления неразгруженного массива  $P_{Rm3,5}$  на глубине второго интервала опытной скважины (~ 3,5 м от забоя). А длина скважины может остаться прежней (5,5 м) или измениться в ту или иную сторону.

Критерием для выбора длины скважины является условие, чтобы при выбранном давлении в нагнетательной камере темп нагнетания был не выше 70÷80 % номинальной производительности насосной установки. Это условие необходимо для оценки разгрузки пласта по текущему уровню горного давления  $P_{R5}$ , который определяется путем подачи возвратных импульсов давления (рис. 2.11).

Таким образом, результаты поинтервального опытного нагнетания позволяют определить длину и глубину герметизации скважины, темп и давление гидрорыхления в рациональном режиме, который обеспечивает равномерное влагонасыщение пласта с максимальной производительностью и образованием трещин повышенной гидропроводности только на конечной стадии процесса. Эти трещины сигнализируют о разгрузке пласта. Величина разгрузки определяется путем подачи возвратных импульсов давления в процессе гидрорыхления.

---

Проведенными теоретическими и экспериментальными исследованиями доказана определяющая роль изменения физико-механических свойств увлажненного угля в процессе разгрузки пласта от сил горного давления. Основным фактором этого процесса является деформационная разгрузка, обусловленная изменением показателей податливости – модуля упругости Юнга и коэффициента поперечной деформации Пуассона влажного угля.

При гидрорыхлении краевой части пласта, которая не находится в предельном напряженном состоянии, деформационная разгрузка является единственным фактором разгрузки увлажненной зоны пласта. Неувлажненная зона пласта при этом пригружается.

При предельном напряженном состоянии краевой части пласта деформационная разгрузка увлажненной зоны запускает механизм предельного деформирования неувлажненной части пласта, сопровождающийся ее разгрузкой и трещинообразованием.

## РАЗДЕЛ 4

### АНАЛИЗ ГИДРООБРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В ДИНАМИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ИЗМЕНЕНИЯ РАСХОДА И ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЯ

#### 4.1 Общие сведения о способах и средствах гидравлического воздействия на горный массив в динамическом режиме

##### 4.1.1 Способы гидравлического воздействия на горный массив в динамическом режиме

В предыдущих разделах мы рассматривали так называемый статический режим гидрообработки пласта, при котором темп и давление нагнетания изменялись плавно и достаточно медленно. Такой режим наблюдается при подсоединении скважины к гидравлической сети, находящейся под постоянным давлением, или к насосу, который имеет три и больше цилиндров.

При статическом режиме изменение давления и темпа нагнетания определяется исключительно фильтрационными свойствами и прочностью пласта. Колебания давления обусловлены кольматационными эффектами или скачкообразным развитием трещин.

Однако, кроме статического, возможны и динамические режимы подачи воды в пласт, основанные на создании в ней упругих колебаний разной формы и интенсивности. Примеры динамических режимов рассмотрены ниже.

Гидровзрывной способ нагнетания был предложен с целью повышения безопасности взрывных работ, и оказал большое влияние на развитие способа отбойки угля взрывчатым веществом с применением воды в Великобритании, Бельгии, ФРГ и других странах [29–32]. Импульс давления при взрыве зарядов достигал 300 МПа и способствовал проникновению воды в мельчайшие поры и трещины угольного массива.

Механизм гидровзрывного воздействия на пласт, заключающийся в разрушении массива за счет ударной волны жестко передаваемой массиву жидкостью, заполняющей трещины и вызывающей разрушающие касательные напряжения на поверхностях раздела сред, приведен в работе [33].

Позже гидровзрывной способ был совмещен с предварительным низконапорным нагнетанием от шахтного водопровода, что обеспечило

повышение эффективности гидроотбойки и снижение пылеобразования до 75 %. Такой комбинированный способ нагнетания широко применялся на шахтах Англии, Бельгии и ФРГ, Венгрии, Чехословакии, Франции и СССР [30, 31, 34–36].

В работе [37] предложены устройства для электрогидроимпульсной обработки угольных пластов, которая за счет создания мощных импульсных ударов в заполненной водой скважине при электрическом разряде между электродами трансформирует электрическую энергию в механическую. Для этого в скважину, пробуренную по пласту, вводятся электроды и под напряжением 5...8 кВ производится импульсная обработка. При создании импульсов в скважине, в массиве возникают высокие мгновенные давления, образующие ударные волны, которые с появлением новых и раскрытием имеющихся трещин могут разрушить угольный массив.

Лабораторные и полевые испытания электрогидравлического метода воздействия на газоносный угольный пласт показали его перспективность для искусственного увеличения интенсивности газоотдачи. Однако трудности в обеспечении безопасности проведения работ с взрывчатыми веществами и электроэнергией привели к необходимости ведения работ над механическими генераторами импульсов давления, большинство из которых работали на энергии сжатого воздуха.

Промышленные испытания различных внескважинных генераторов упругих колебаний в нагнетаемой жидкости при дегазации угольных пластов [39–40] показали их эффективность, но в то же время позволили выявить ряд существенных недостатков этого способа.

Основной из недостатков заключается в том, что упругие колебания сообщаются воде до ее подачи в устройство, герметизирующее скважину, что приводит к существенным потерям волновой энергии и ограничивает технологические возможности способа.

#### 4.1.2 Технические средства для сообщения жидкости упругих колебаний

Известно, что простейшим механическим генератором упругих колебаний является плунжерный насос, создающий во время своей работы пульсации подачи жидкости и давления, коэффициент неравномерности которых определяется числом плунжеров. Коэффициенты неравномерности

расхода воды для используемых в горной промышленности плунжерных насосов с числом поршней 3, 5 и 7 составляют 14,03, 4,96 и 2,5 % соответственно [38].

По мере перемещения жидкости по трубопроводам амплитуда колебаний давления и пульсаций жидкости сглаживаются.

Исследованиями [40] установлен характер изменения величины пульсаций давления при работе насосной установки УНВ-2, которая применяется для предварительного увлажнения угольного массива.

Определено, что высоконапорный рукав является эффективным гасителем пульсаций давления, амплитуда которых уменьшается с увеличением его длины. На характер и величину амплитуды пульсаций давления жидкости оказывают также гидрозатворы, которыми оборудуется устье шпура или скважины. Степень влияния гидрозатвора на величину амплитуды пульсаций давления воды определяется конструкцией подпорного устройства.

Наибольшее гашение пульсаций давления (67 %) наблюдается у автоматических гидрозатворов с подпорным устройством в виде подпружиненного шарика, а наименьшее (14 %) – у ручных (механических) гидрозатворов.

На основании анализа шахтных исследований эффективности пульсирующего нагнетания жидкости [40] сделаны следующие выводы:

– пульсирующее нагнетание воды в угольный пласт в определенных горно-геологических условиях (крепкие и слаботрещиноватые угли) позволяет увеличить эффективность нагнетания (по сравнению с обычным нагнетанием) в среднем на 24 %, увеличить скорость (темп) нагнетания и снизить время обработки пласта;

– гидрозатворы, имеющие подпорное устройство, непригодны для пульсирующего нагнетания воды в пласт, так как на 60–70 % гасят амплитуду пульсаций давления;

– пульсации давления воды снижают эксплуатационную надежность гибких трубопроводов и контрольно-измерительной аппаратуры. Поэтому для нагнетания воды в пласт целесообразно применять насосы с малыми амплитудами пульсаций давления, которые затем следует усиливать с помощью специальных устройств, монтируемых на гидрозатворе.

Известны электровибрационные генераторы импульсов давления, сообщающие жидкости в скважине упругие колебания малой амплитуды

с частотой 100 Гц [41], и генераторы, работающие на энергии сжатого воздуха, которые позволяют увеличить амплитуды давления и повысить эффективность нагнетания.

Например, разработанные фирмой «Турмаг» импульсные приборы (при значении импульсов давления жидкости 7...18 МПа и частоте их следования 25...42 Гц) позволили до 12 раз увеличить объемную скорость нагнетания, по сравнению со статическим нагнетанием [42].

Аналогичные приборы, представляющие собой бурильные молотки с герметизацией скважин, разработаны в Чехословакии.

В это же время в СССР был разработан способ предварительного рыхления и дегазации крепких угольных пластов [43], согласно которому пласт угля подвергается воздействию статического и импульсного режимов нагнетания, автоматически чередуемых в зависимости от гидравлического сопротивления массива. Для реализации этого способа было предложено устройство импульсного нагнетания (агрегат ПермНИУИ) [39, 44, 45]. Из отмеченных авторами преимуществ выделим следующие: снижение гидравлического сопротивления пласта нагнетанию более чем в два раза и прочности угля на 8–13 %; повышение равномерности ослабления пласта; повышение эффективности пылеподавления в среднем на 20 % и уменьшение в атмосфере выработки содержания тонкодисперсных фракций пылевых частиц на 5–13 %.

В Англии и в ФРГ [46] (фирма «Пляйгер») разрабатывались импульсные установки, предназначенные для предварительного ослабления угольного массива. В качестве источника импульсов в них были применены пневмогидроаккумуляторы, что позволило получать импульсы давления до 35 МПа при паузе между ними 15...20 с. Подобные устройства были разработаны во Франции и Бельгии [47, 48], а также в СССР [49].

На нефтегазовых коллекторах был применен импульсный импловивный метод воздействия [50, 51] и предложен способ обработки призабойной зоны продуктивного пласта скважины с помощью вибратора, приводимого в действие потоком закачиваемого агента [52]. Однако в угольных шахтах описанные способы не были испытаны.

Механический генератор импульсов давления [52] был доработан в США [53].

Известен опыт применения генератора упругих колебаний, представляющего собой шариковый обратный клапан [54], аналогичный

подпорному клапану автоматических герметизаторов скважин, применяемых при нагнетании воды в угольный пласт. При прохождении потока жидкости через клапан в жидкости возникают пульсации; удвоенная амплитуда давления при этом достигает 5 МПа. Генератор работает при расходах жидкости от 2,3 до 11,5 дм<sup>3</sup>/с и имеет частоту колебаний 10...25 Гц. Недостаткам этого генератора являются низкая надежность и невысокая амплитуда генерируемых импульсов давления.

На основе принципа создания в скважине волны разгрузки за счет резкого сброса давления (то есть на эффекте имплозии) разработано устройство для импульсного нагнетания жидкости в скважины [55]. Устройство содержит нагнетательный насос, два герметизатора скважины, два регулятора давления, распределитель потока жидкости между регуляторами и гидравлический механизм обратной связи. Разработчики считают, что устройство для импульсного нагнетания обеспечивает снижение энергоемкости и может работать от небольшого давления жидкости (1–3 МПа), создаваемого в шахтах за счет разности геодезических отметок. Оно позволяет создавать импульсы давления и разрежение в скважине в автоматическом режиме; но достигается это за счет усложнения конструкции устройства и технологии предварительного увлажнения.

Авторы герметизатора с гидродинамическим преобразователем [56, 57] разработали малогабаритный генератор ультразвуковых колебаний, который закреплен на конце герметизатора. Исследование эффективности способа проводилось на ряде шахт Кузбасса. Нагнетание воды в пласт осуществлялось через шпуры с помощью насосной установки УНВ-2 и гидрозатвора с гидравлическим преобразователем. Было установлено, что применение ультразвуковых колебаний позволяет повысить влажность угля в среднем на 0,5 % и эффективность пылеподавления в среднем на 20 %. Вместе с тем устройство имеет существенные недостатки. Незначительные (по сравнению с напорным давлением) амплитуда и акустические свойства ультразвуковых волн существенно ограничивают зону обработки пласта. При этом эффективность способа оценивается повышением смачивающей способности воды за счет ультразвукового капиллярного эффекта, что недостаточно для инициирования трещинообразования.

Авторы [58] предложили герметизатор скважины, в котором нагнетаемой жидкости сообщают ультразвуковые колебания за счет использования



явления кавитации. Однако конструктивные особенности этого устройства не обеспечивают повышение эффективности импульсного нагнетания, по сравнению с рассмотренным выше ультразвуковым преобразователем [57].

Гораздо более эффективным оказалось использование явления периодически срывной кавитации, открытого в Институте технической механики НАН Украины [59] и применяемого Институтом геотехнической механики для гидрообработки угольных пластов [60, 61]. Генератор представляет собой малогабаритную насадку со специальным профилем внутренней поверхности на гидрозатвор, которая преобразует статический напор насосной установки (20–30 МПа) в серию гидравлических импульсов. Вода, подаваемая в генератор под постоянным напором  $\sim 20,0$  МПа, разгоняется в критическом сечении до скорости  $\sim 300$  м/с. В диффузоре генератора давление падает практически до нуля и становится меньше давления насыщенных паров. Часть воды при этом испаряется. Образовавшиеся кавитационные пузырьки водяного пара группируются в скопление (каверну), покрывающее стенки диффузора. Сформированные каверны отрываются от внутреннего конуса генератора с частотой до  $\sim 8000$  Гц и выносятся в шпур, где мгновенно схлопываются с локальным скачком давления. Течение жидкости в скважине за генератором приобретает пульсирующий автоколебательный характер – режим периодически срывной кавитации.

Совершенно ясно, что такой режим, так же, как и большинство ранее рассмотренных вариантов, не может быть описан какой-то одной простой гармонической функцией. Для описания характера колебаний воды в скважине при работе перечисленных выше устройств необходимо пользоваться спектральными разложениями Фурье. Причем количество значимых гармоник может достигать 10. Однако, даже при всего 2–3 значимых гармониках колебания в системе «вода – пласт» аналитическому анализу не поддаются. Поэтому степень проработанности теории нагнетания в динамических режимах сильно отстает от обычного нагнетания (в статическом режиме).

В следующих двух подразделах приведены результаты теоретических исследований динамических режимов, которые позволяют сделать хоть какие-то общие выводы.

## 4.2 Напряженно-деформированное состояние упруго-наследственного горного массива при волновых воздействиях

### 4.2.1 Экспериментальное определение параметров упруго-наследственной модели горных пород

Экспериментальные исследования деформационных и реологических свойств горных пород [62, 63] показали, что последние обладают свойством развития деформаций во времени. Степень проявления этих свойств обусловлена напряженно-деформированным состоянием горных пород, их структурными особенностями, а также скоростью приложения нагрузки.

Использование реологических моделей сплошной среды для описания деформирования горных пород при динамических воздействиях требует идентификации реологических параметров в соответствующих условиях нагружения и создания методов расчета волновых процессов в упруго-наследственном горном массиве.

Поэтому в данном параграфе проведем исследование и представим методику расчета напряженно-деформированного состояния упруго-наследственного горного массива при динамических воздействиях на основе возможности предварительного экспериментального определения реологических параметров образцов горной породы в широком диапазоне частот и решения краевой задачи волновой теории упруго-наследственного деформирования.

В настоящее время при математическом описании поглощающих свойств горных пород широко используют реологические модели Фойхта, Кельвина, Максвелла, характеризующиеся коэффициентом затухания  $\alpha$  [64].

Исследования, применяемые в сейсморазведке и сейсмологии, показали, что в области малых частот коэффициент затухания пропорционален квадрату частоты колебаний для модели Фойхта и частоте колебаний для модели Кельвина [65, 66], что в некоторой степени затрудняет использование этих моделей при анализе поглощающих свойств массива.

В нашем случае для описания реологических процессов и свойств горного массива в дальнейшем будем использовать упруго-наследственную

модель сплошной среды. Закон упруго-наследственного деформирования в общем случае имеет вид [67]:

$$\varepsilon(t) = \frac{1}{E_0} \left[ \sigma(t) + \int_0^t K(t-\tau) \sigma(\tau) d\tau \right], \quad (4.1)$$

где  $E_0$  – мгновенный модуль упругости;  $K(t-\tau)$  – ядро ползучести;  $\varepsilon(t)$  – деформации ползучести;  $\sigma(t)$  – действующие напряжения.

В качестве ядра ползучести (функции, описывающей свойства горной породы) будем использовать дробно-экспоненциальное ядро Работнова:

$$K(t-\tau) = \chi(t-\tau)^{\bar{\alpha}} \sum \frac{(-\bar{\beta})^{\Pi} (t-\tau)^{\Pi(1+\bar{\alpha})}}{\Gamma[(\Pi+1)(1+\bar{\alpha})]}, \quad (4.2)$$

$$-1 < \alpha < 0; \bar{\beta} > 0; \chi > 0,$$

где  $\Gamma$  – гамма-функция;  $E_0$ ,  $\bar{\alpha}$ ,  $\bar{\beta}$ ,  $\chi$  – реологические параметры, характеризующие деформационные свойства упруго-наследственной горной породы.

Параметры упруго-наследственной модели  $E_0$ ,  $\bar{\alpha}$ ,  $\bar{\beta}$ ,  $\chi$ , входящие в дробно-экспоненциальное ядро Работнова (формулы (4.1) и (4.2)), можно определить по методике, разработанной в ИГТМ НАН Украины [68].

Сущность методики заключается в ударном нагружении исследуемого образца горной породы (причем ударное нагружение должно осуществляться дважды различными грузами), регистрации скорости соударения и отскока, времени соударения. По полученным данным находят реологические параметры функций Работнова; и уже по ним определяются частотные зависимости динамического модуля упругости и коэффициента поглощения.

Для экспериментального определения параметров упруго-наследственной модели  $E_0$ ,  $\bar{\alpha}$ ,  $\bar{\beta}$ ,  $\chi$  по указанной методике разработана специальная экспериментальная установка, принципиальная схема которой приведена на рис. 4.1.

Образец исследуемой горной породы цилиндрической формы 9 устанавливается на станину 10, расположенную на бетонном основании 1. На торце станины 10 закреплен ползун 2 с возможностью вертикального перемещения в направляющих пазах. Рычаг 8 присоединен к ползуну 2 с помощью прецизионного подшипникового узла 3, жестко связанного

с ползуном, и несет на свободном конце съемные грузы 7 и пьезоакселерометр 6. Сигналы пьезоакселерометра при ударном воздействии на образец 9 усиливаются измерителем ударов 12 и регистрируются осциллографом 11. Исходное положение рычага устанавливается фиксатором 4. Ползун 2 закрепляют так, чтобы в момент удара вектор скорости центра масс ударного груза совпадал с нормалью торцевого сечения образца. Вся получаемая информация регистрируется магнитографом 13 с последующей передачей на вычислительный комплекс 14.

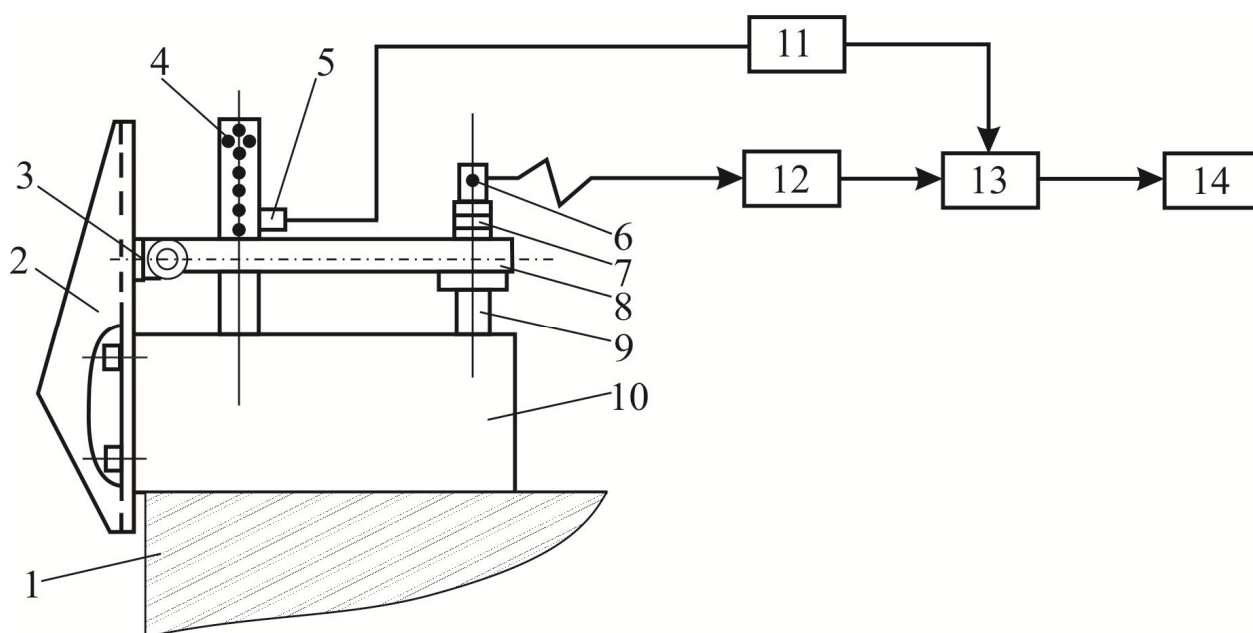


Рис. 4.1 – Схема установки для определения реологических параметров образцов горных пород

Эксперимент начинается с включения датчика 5. Образец 9 подвергается испытаниям дважды, причем во втором испытании массу ударного груза увеличивают не менее чем в два раза.

Зависимость ускорения от времени  $\ddot{y}(t)$  регистрируют в процессе первого контакта груза 7 с образцом.

Уравнение движения груза на интервале совместного послеударного движения имеет вид:

$$\ddot{y} + \omega_t^2 y = g_*, \quad (4.3)$$

где  $y$  – смещение;  $\omega_t$  – интегральный оператор,  $\omega_t^2 = \omega_0^2(1 - K^*)$ ;  $\omega_0$  – собственная частота системы, соответствующая идеальной упругости;

$K^* y(t) = \int_{-\infty}^t K(t-\tau)y(\tau)d\tau$ ;  $g_*$  – приведенное ускорение свободного падения,  $g_* = g(\bar{m}_*/\bar{m}_1)$ ;  $\bar{m}_* = \bar{m}/2 + \bar{M}$ ;  $\bar{m}_1 = \bar{m}/3 + \bar{M}$ ;  $\bar{m}$  – масса рычага 5;  $\bar{M}$  – масса сменных грузов 7.

Решение уравнения движения при начальных условиях

$$\begin{aligned} y(0) &= 0, \\ \dot{y}(0) &= v_0 \end{aligned} \quad (4.4)$$

имеет вид:

$$y(t) = \frac{e^{-\delta t}}{\bar{\omega}^2} \left( \frac{v_0 \bar{\omega}^2 - g_* \delta}{\bar{\omega}} \sin \bar{\omega} t - g_* \cos \bar{\omega} t \right), \quad (4.5)$$

где  $\bar{\omega}$  – собственная частота упруго-наследственной системы;  $\delta$  – декремент затухания;  $v_0$  – скорость ударного груза в момент удара,  $v_0 = \sqrt{2g_* h}$ ;  $h$  – высота сброса ударного груза.

Для определения декремента колебаний  $\delta$  и составной частоты упруго-наследственной системы  $\bar{\omega}$  используют три значения скорости и ускорения ударного груза в момент отскока от образца:

$$\begin{aligned} \dot{y}(t_1) &= v_1, \\ \ddot{y}(t_1) &= 0, \end{aligned} \quad (4.6)$$

где  $t_1$  – длительность контакта ударного груза с образцом;  $v_1$  – скорость ударного газа в момент отскока.

Система уравнений для определения  $\delta$  и  $\bar{\omega}$  с учетом того, что  $\delta/\bar{\omega} \ll 1$ , имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\bar{\omega}} [g_* - 2\delta v_0] \operatorname{ctg} \bar{\omega} t_1 &= v_0, \\ e^{-\delta t_1} \left[ v_0 \cos \bar{\omega} t_1 + \frac{g_*}{\bar{\omega}} \sin \bar{\omega} t_1 \right] &= v_1. \end{aligned} \quad (4.7)$$

Известно, что декремент колебаний  $\delta$  и собственная частота  $\bar{\omega}$  связаны с параметрами ядра Работнова  $E_0$ ,  $\bar{\alpha}$ ,  $\bar{\beta}$ ,  $\chi$  через синус- ( $B(\omega)$ ) и косинус- ( $A(\omega)$ ) преобразования [67, 69]:

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{\bar{\omega} B(\bar{\omega})}{2 \sqrt[4]{(1-A)^2 + B^2}}, \\ \bar{\omega} &= \omega_0 \sqrt[4]{(1-A)^2 + B^2}, \end{aligned} \quad (4.8)$$

где

$$\begin{aligned}
 A(\bar{\omega}) &= \chi(\bar{\omega}^{\bar{\gamma}} \cos \mu + \bar{\beta}) / \Delta, \\
 B(\bar{\omega}) &= \chi \bar{\omega}^{\bar{\gamma}} \sin \mu / \Delta, \\
 \Delta &= \bar{\omega}^{2\bar{\gamma}} + 2\bar{\beta}\bar{\omega}^{\bar{\gamma}} \cos \mu + \bar{\beta}^2, \\
 \bar{\gamma} &= 1 + \bar{\alpha}; \quad \mu = 0,5\pi(1 + \bar{\alpha}).
 \end{aligned}
 \tag{4.9}$$

Таким образом, определение реологических параметров включает в себя следующие этапы.

1. Определение собственных частот  $\bar{\omega}_1$  и  $\bar{\omega}_2$  и декрементов колебаний  $\delta_1$  и  $\delta_2$  при двух существенно различных массах ударного груза (решение системы (4.7)).

2. Определение характеризующих поглощающие свойства массива реологических параметров  $E_0$ ,  $\bar{\alpha}$ ,  $\bar{\beta}$ ,  $\chi$  на основании закономерностей (4.8) при различных массах ударного груза.

Строгое использование результатов стендового определения собственных частот, декремента и реологических параметров предполагает повторное проведение измерений на том же образце с повышенной влажностью, чтобы учесть ее влияние на исследуемые характеристики угля.

Однако, как будет показано в следующем подразделе, в этом нет особой необходимости из-за быстрого затухания динамических напряжений в скелете угольного массива.

#### 4.2.2 Расчет динамических напряжений в упруго-наследственном горном массиве

Возможность идентификации реологических параметров горных пород при динамических воздействиях позволяет использовать модель упруго-наследственной сплошной среды при решении задач виброволновой (импульсной) обработки горного массива. Трудности, связанные с расшифровкой иррациональных выражений, содержащих интегральные операторы, в случае стационарного гармонического возбуждения удается обойти, используя понятие комплексного модуля упругости [69].

Тогда, согласно принципу Вольтерра [68], решение для упруго-наследственной модели строится на основании решения упругого аналога

рассматриваемой задачи путем замены упругих постоянных  $E$ ,  $\nu$  комплексными функциями реологических параметров среды и частоты возбуждения.

Комплексная функция модуля упругости  $E^+$ , согласно [69], имеет вид:

$$E^+ = \bar{M} + i\bar{N}, \quad (4.10)$$

где

$$\begin{aligned} \bar{M} &= E_0 \sqrt[4]{C^2 + B^2} \cos \frac{\varphi}{2}; \\ \bar{N} &= E_0 \sqrt[4]{C^2 + B^2} \sin \frac{\varphi}{2}; \\ i &= \sqrt{-1}; \quad \varphi = -\operatorname{arctg} B/c. \end{aligned} \quad (4.11)$$

Вид функций  $C$  и  $B$  зависит от типа ядра ползучести, используемого для описания реологических свойств породы. В частности, для дробно-экспоненциального ядра Работнова функции  $C$  и  $B$  имеют вид [70]:

$$\begin{aligned} C(\bar{\omega}) &= 1 + \chi(\bar{\omega}^{\bar{\gamma}} \cos \mu + \bar{\beta})/\Delta, \\ B(\bar{\omega}) &= \chi\bar{\omega}^{\bar{\gamma}} \sin \mu/\Delta. \end{aligned} \quad (4.12)$$

Для определения комплексной функции коэффициента Пуассона используется гипотеза об упругости объемных деформаций:

$$\frac{E}{3(1-2\nu)} = \frac{E^*}{3(1-2\nu^*)} = \operatorname{const}, \quad (4.13)$$

где  $E^*$ ,  $\nu^*$  – интегральные операторы с ядрами Работнова;  $K_0$  – модуль объемного сжатия.

Параметры ядра Работнова интегрального оператора Пуассона  $\nu_0$ ,  $\alpha_\nu$ ,  $\beta_\nu$ ,  $\chi_\nu$  могут быть получены из (4.13):

$\nu_0 = 0,5 - (E_0/6K_0)$  – мгновенное значение коэффициента Пуассона;

$$\chi_\nu = \frac{E_0\chi}{6K_0\nu_0}; \quad \alpha_\nu = \bar{\alpha}; \quad \beta_\nu = \bar{\beta}. \quad (4.14)$$

Комплексная функция коэффициента Пуассона имеет вид:

$$\nu^+ = M_\nu + iN_\nu, \quad (4.15)$$

где  $M_\nu$  и  $N_\nu$  построены по формулам (4.11) с учетом выражений (4.14).

В качестве примера расчета рассмотрим применение одного из распространенных средств, используемых для динамического воздействия на горный массив, – источника сферических волн.

Упрощенная расчетная схема динамической обработки горного массива источником сферических волн представлена на рис. 4.2.

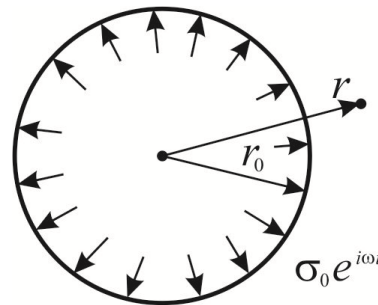


Рис. 4.2 – Расчетная схема динамической обработки горного массива источником сферических волн

Давление, приложенное к границе сферической полости в бесконечном пространстве, изменяется во времени в соответствии с гармоническим законом. Напряженное состояние является осесимметричным и определяется отличными от нуля компонентами тензора напряжений  $\sigma_{rr}$ ,  $\sigma_{\varphi\varphi}$ ,  $\sigma_{\theta\theta}$  и радиального перемещения  $U_r$ .

Решение упругого аналога задачи для случая граничного условия

$$\sigma_{rr}(r_0 t) = \sigma_0 e^{i\omega t}, \quad (4.16)$$

где  $\sigma_{rr}$  – радиальное напряжение;  $r_0$  – радиус полости;  $\sigma_0$  – амплитуда вынужденного давления;  $\omega$  – частота возбуждения, имеет вид [65, 71]:

$$U_r(r, t) = \frac{A(1 + ikr)}{r^2} e^{i\omega(t-r/c_1)}, \quad (4.17)$$

$$\sigma_{rr}(r, t) = A \left[ \left( 2\mu \frac{2}{r^3} - \frac{k^2}{r} + i \frac{2k}{r^2} \right) - \frac{\lambda}{c_1^2} \frac{\omega^2}{r} \right] e^{i\omega(t-r/c_1)},$$

$$\sigma_{\varphi\varphi}(r, t) = -A \left[ 2\mu \frac{(1 + ikr)}{r^3} + \frac{\lambda}{c_1^2} + \frac{\omega^2}{r} \right] e^{i\omega(t-r/c_1)}, \quad (4.18)$$

$$A = \frac{\sigma_0 e^{ikr_0} r_0^3}{4\mu(1 + ir_0 k) - (\lambda + 2\mu)r_0^2 k^2},$$

где  $k = \omega/c_1$ ;  $c_1 = \sqrt{(\lambda + 2\mu)/\rho}$  – скорость продольных волн.

Постоянные Ляме  $\lambda$  и  $\mu$ , связаны с модулем упругости  $E$  и коэффициентом Пуассона  $\nu$  известными соотношениями:



$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)},$$

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)}.$$
(4.19)

Подставляя комплексные функции модуля упругости и коэффициента Пуассона, построенные по формулам (4.10–4.12), (4.14), (4.15), в выражения для упругих постоянных (4.19), а последнее в формулы (4.17) и (4.18), получаем решение поставленной упруго-наследственной задачи.

Для оценочных расчетов использованы следующие реологические параметры массива, определенные по предложенной методике:  $\bar{\alpha} = 0,62$ ;  $\bar{\beta} = 17,9c^{-(1+\bar{\alpha})}$ ;  $\chi = 14,7c^{-(1+\bar{\alpha})}$ ;  $E_0 = 185$  МПа.

Результаты расчета напряженно-деформированного состояния горного массива при гармоническом возбуждении источником сферических волн приведены на рис. 4.3, где кривая 1 показывает затухание колебаний в пласте при увеличении расстояния от источника с учетом реологических эффектов, а кривая 2 – без учета этих эффектов (для чисто упругого массива).

Как видно из графиков, угольный пласт является сильным поглотителем колебаний. Уменьшение амплитуды радиальных колебаний в 50 раз ( $\sigma_{rr} = 0,02\sigma_0$ ) происходит на расстоянии всего  $\sim 4$  м от источника во всем исследованном диапазоне частот (1÷1000 Гц).

Это обстоятельство сразу обесценивает надежды на масштабное расширение зоны гидросилового воздействия на пласт за счет динамического режима нагнетания. Хотя дальнобойность динамического режима выше, чем статического, ее явно недостаточно для выхода за пределы ближайшей окрестности скважины.

Проявление неупругих свойств горного массива происходит при увеличении частоты колебаний, но проявляется разнонаправленно. При частоте 100 Гц (рис. 4.3, б) амплитуда колебаний реального пласта на расстоянии 4 м от источника вдвое больше, чем идеального (чисто упругого пласта). А при частоте 1000 Гц наблюдается обратная картина: амплитуда колебаний реального пласта на расстоянии 4 м от источника уже вдвое меньше, чем идеального.

Эта особенность имеет скорее методологическое, чем практическое значение. Она показывает, насколько усложняется прогноз эффективности разрабатываемых способов и технических средств динамической

гидрообработки на стадии первоначальной проработки вариантов и определения технической концепции.

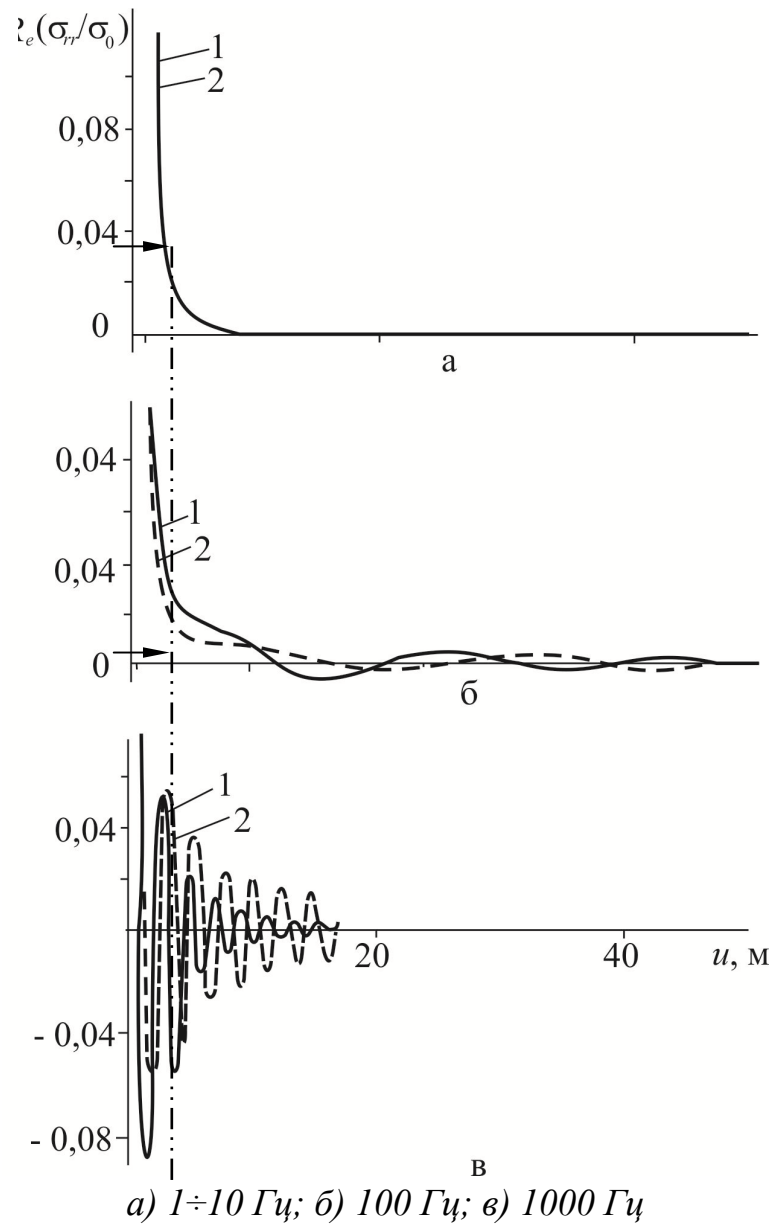


Рис. 4.3 – Расчет затухания радиальных  $\sigma_{rr}$  напряжений в горном массиве при гармоническом возбуждении сферическим источником  $\sigma(t) = \sigma_0 \cos \omega t$  с разными частотами воздействия:

1 – упруго-наследственное решение; 2 – чисто упругое решение

Для практики же важно то обстоятельство, что динамические эффекты замыкаются в ближайшей окрестности скважины. А в оценочных расчетах напряжений около скважины реологические свойства пласта можно детально не учитывать, внося ориентировочные поправки их влияния в зависимости от частоты колебаний на конечном этапе расчета.

### 4.3 Динамика процессов при пульсациях жидкости в скважине

В свете изложенных выше соображений, задача расчета динамических параметров нагнетания сводится к решению задачи о колебаниях жидкости в трубе-имитаторе скважины. Расчетная схема задачи для случая моногармонических колебаний представлена на рис. 4.4.

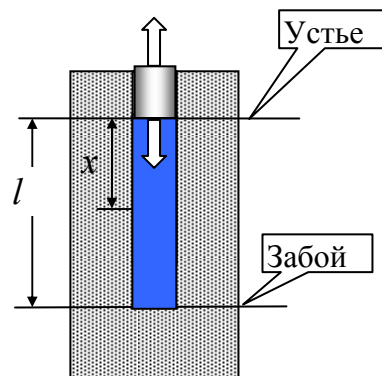


Рис. 4.4 – Схема расчета гармонических колебаний в скважине

Решение такой задачи было выполнено Ю. Я. Ободаном [72] для неразрывного столба идеальной жидкости с прямолинейной осью в толсто-стенной трубе.

Скорость, давление и плотность жидкости принимаем одинаковыми в любых точках произвольного нормального сечения столба с координатой  $x$  в произвольный момент времени  $t$ , а установившееся силовое возмущение столба рабочего агента в скважине считаем  $T$  – периодической функцией времени.

При решении задачи используем системы линейной упруговязкой инерционной модели массива с характеристиками диссипации энергии, описываемыми отношениями Фойхта [73].

Итак, процесс возбуждения столба жидкости опишем волновым уравнением относительно динамического смещения  $u$  нормального сечения с координатой  $x$  в момент времени  $t$ :

$$\partial^2 u / \partial t^2 = a_{\text{уд}}^2 \partial^2 u / \partial x^2, \quad (4.20)$$

где  $a_{\text{уд}}$  – скорость звука в столбе жидкости.

Используя линейную упруговязкую инерционную модель массива, где сооружена исследуемая скважина, для описания взаимодействия

в забойной части скважины при  $x = l$ , запишем граничные условия краевой задачи о возбуждении столба нормальным усилием  $f(t)$  при  $x = 0$ :

$$E_S \frac{\partial u(0,t)}{\partial x} = f(t), \quad (4.21)$$

$$E_S \frac{\partial u(l,t)}{\partial x} c_M u(l,t) + \mu_M \frac{\partial u(l,t)}{\partial t} + m_M \frac{\partial^2 u(l,t)}{\partial t^2}, \quad (4.22)$$

где  $S$  – площадь поперечного сечения столба;  $c_M$ ,  $\mu_M$ ,  $m_M$  – соответственно упругий, вязкий и инерционный параметры модели массива.

Ограничиваясь классом  $T$ -периодических возбуждений  $f(t) = f(t + T)$  при соблюдении условий Дирихле, функцию  $f(t)$  можно представить в виде тригонометрического ряда:

$$f(t) = \frac{f_{01}}{2} + \sum_{q=1}^{\infty} (f_{q1} \cos q\omega t + f_{q2} \sin q\omega t), \quad (4.23)$$

где  $\omega = 2\pi/T$  – частота возбуждения;  $f_{01}$ ,  $f_{q1}$ ,  $f_{q2}$  – коэффициенты Фурье.

В соответствии с методом Фурье, периодическая часть установившегося решения уравнения (4.20) может быть записана в виде:

$$u(x,t) = \frac{f_{01}}{2} + \sum_{q=1}^{\infty} (A_q^{(1)} \cos q\omega t + A_q^{(2)} \sin q\omega t), \quad (4.24)$$

где

$$A_q^{(x)}(x) = A_{q1}^{(x)} \cos qkx + A_{q2}^{(x)} \sin qkx \quad (4.25)$$

– функции форм вынужденных колебаний, соответствующие  $q$ -й гармонике;  $A_{q1}^{(x)}$  и  $A_{q2}^{(x)}$  – постоянные, подлежащие определению;  $k = \omega/a_{уд}$  – параметр возбуждения,  $x = 1, 2$ ;  $q = 2, 2, 3, \dots$

Подставляя соотношения (4.23) и (4.24) в граничные условия (4.21) и (4.22), и используя метод коэффициентов, получаем неоднородную систему линейных алгебраических уравнений относительно постоянных  $A_{q1}^{(x)}$  и  $A_{q2}^{(x)}$ , решение которой определяется выражениями:

$$A_{q1}^{(1)} = \Delta q_1 / \Delta q; \quad A_{q1}^{(2)} = \Delta q_2 / \Delta q; \quad A_{q2}^{(1)} = v_q f_{q1}; \quad A_{q2}^{(2)} = v_q f_{q2}, \quad (4.26)$$

где

$$\begin{aligned} \Delta q_1 &= x_{q1} b_{q1} - x_{q2} b_{q3}; \quad \Delta q_2 = x_{q2} b_{q1} - x_{q1} b_{q3}; \quad \Delta q = b_{q1}^2 + b_{q3}^2; \\ x_{q1} &= -v_q (b_{q2} f_{q1} - b_{q4} f_{q2}); \quad x_{q2} = v_q (b_{q4} f_{q1} - b_{q2} f_{q2}); \\ b_{q1} &= -qkS_q + c_q (a_1 - a_3 q^2 \omega^2); \quad b_{q2} = qkc_q + S_q (a_1 - a_3 q^2 \omega^2); \end{aligned}$$

$$b_{q_3} = a_2 q \omega c_q; \quad b_{q_4} = a_2 q \omega S_q;$$

$$S_q = \sin qkl; \quad c_q = \cos qkl; \quad v_q = (ESkq)^{-1} \quad (q = 1, 2, 3, \dots);$$

$$a_1 = c_M/E_S; \quad a_2 = \mu_M/E_S; \quad a_2 = m_M/E_S.$$

Динамическое давление в столбе запишем в виде:

$$P(x, t) = E \sum_{q=1}^{\infty} \left( A_q^{(1)(1)} \cos q\omega t + A_q^{(1)(2)} \sin q\omega t \right), \quad (4.27)$$

где  $A_q^{(1)(1)} = \partial A_q^{(1)}/\partial x$ ;  $A_q^{(1)(2)} = \partial A_q^{(2)}/\partial x$ .

Резонансные режимы, рациональные по энергетическим затратам на динамическую обработку, соответствуют частотным зонам, в которых минимизируется величина  $|\Delta q|$ .

Полученные соотношения позволяют рассмотреть практически важный частный случай моногармонического возбуждения столба жидкости по закону:

$$f(t) = f_{\parallel} \cos \omega t \quad (4.28)$$

Для идеально жесткого забоя при  $C_M \rightarrow \infty$ ,  $\mu_M = 0$  и  $m_M = 0$  из соотношения (4.24) путем предельного перехода и преобразований получим функцию смещений:

$$U(x, t) = \frac{f_{\parallel} \sin k(x-l)}{k \cos kl}, \quad (4.29)$$

где  $\bar{f}_{\parallel} = f_{\parallel}/E_S$ .

В соответствии с выражением (4.27), динамическое давление определяется по формуле:

$$P(x, t) = E \bar{f}_{\parallel} \cos k(x-l) \cos \omega t / \cos kl, \quad (4.30)$$

откуда амплитуда давления на забое выражается в виде:

$$\sigma_g = E \bar{f}_{\parallel} / \cos kl \quad (4.31)$$

Резонансное возрастание амплитуд давлений на забое  $x = l$  имеет место при  $kl = \pi/2 + n\pi$ , откуда следует соотношение для выбора резонансных частот обработки:

$$\omega_n = \pi(0,5 + n) \sqrt{E/p/l}, \quad (n = 0, 1, 2, \dots). \quad (4.32)$$

Оценим влияние конечной жесткости забоя скважины на динамику столба при  $\mu_M = 0$ ;  $m_M = 0$ . В этом случае параметры  $b_{13} = b_{14} = 0$ ;  $x_{12} = x_{11} = 0$ , причем  $A_{\parallel}^{(1)} = -v_{\parallel} b_{12}/b_{11}$ ;  $A_{12}^{(1)} = v_{\parallel}$ ;  $A_{\parallel}^{(2)} = A_{12}^{(2)} = 0$ .

Частотное решение волнового уравнения, соответствующее установившимся колебаниям, принимает вид:

$$u(x, t) = v f_{\parallel} \left[ \frac{kc_1 + a_1 S_1}{kS_1 - a_1 c_1} \cos kx + \sin kx \right] \cos \omega t, \quad (4.33)$$

или в функции безразмерной координаты  $\xi$  и времени  $t$ :

$$u(\xi, t) = U_0 \bar{U}(\xi) \cos \omega t, \quad (4.34)$$

где

$$U_0 = f_{\parallel} l / E_s, \quad (4.35)$$

$$\bar{U}(\xi) = \left[ \frac{\alpha_n \cos \alpha_n + \bar{c}_M \sin \alpha_n}{\alpha_n \sin \alpha_n - \bar{c}_M \cos \alpha_n} \cos \alpha_n \xi + \sin \alpha_n \xi \right] / \alpha_n. \quad (4.36)$$

Распределение давлений в этом случае будет составлять:

$$P(\xi, t) = \sigma_d \tilde{P}(\xi) \cos \omega t, \quad (4.37)$$

где

$$\tilde{P}(\xi) = \left[ - \frac{\alpha_n \cos \alpha_n + \bar{c}_M \sin \alpha_n}{\alpha_n \sin \alpha_n - \bar{c}_M \cos \alpha_n} \sin \alpha_n \xi + \cos \alpha_n \xi \right], \quad (4.38)$$

причем  $\sigma_d = f_{\parallel} / S$ .

Амплитуды безразмерных смещений в устье и на забое выражаются в виде:

$$\bar{U}(0) = \frac{\alpha_n \cos \alpha_n + \bar{c}_M \sin \alpha_n}{\alpha_n \sin \alpha_n - \bar{c}_M \cos \alpha_n}, \quad (4.39)$$

$$\bar{U}(1) = \frac{1}{(\alpha_n \cos \alpha_n - \bar{c}_M \cos \alpha_n) \alpha_n}, \quad (4.40)$$

а амплитуды безразмерных давлений в этих сечениях соответственно:

$$\tilde{P}(0) = 1, \quad \tilde{P}(1) = (\cos \alpha_n - \alpha_n / \bar{c}_M \sin \alpha_n)^{-1}. \quad (4.41)$$

На рис. 4.5 (а) соответственно при  $\bar{c}_M$ , равном 0, 1, 1 и 10, сплошными кривыми приведены графики безразмерных форм динамических давлений  $\tilde{P}(\xi)$ , а штрихпунктирными (рис. 4.5, б) – распределения амплитуд смещений  $\bar{U}(\xi)$  при вариации значений частного параметра  $\alpha_n$  в пределах околорезонансных и межрезонансных зон.

Представленные на рис. 4.5 графики указывают на сложный характер распределения давления по высоте столба и существенную зависимость от частоты возбуждения и жесткости.

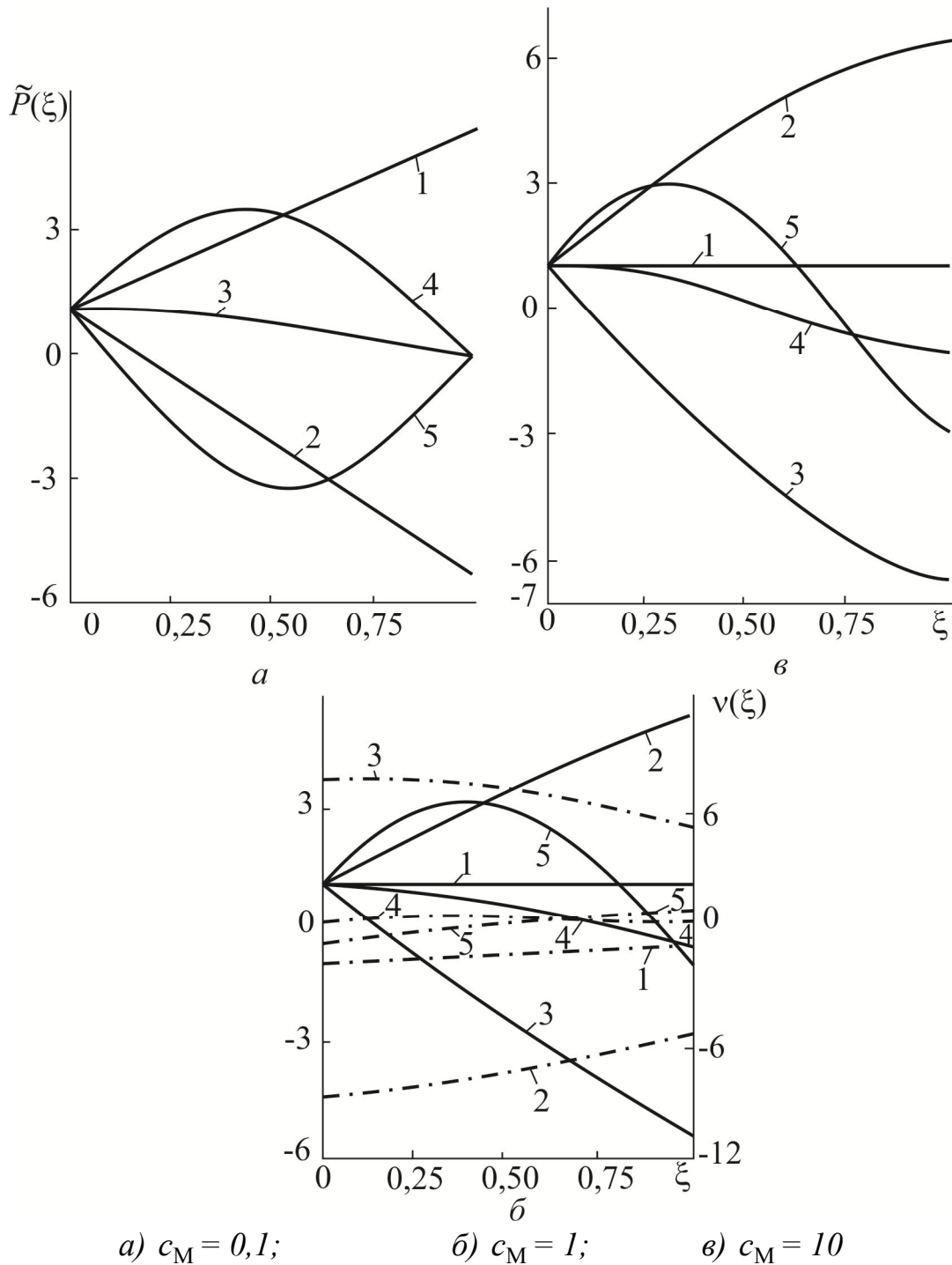


Рис. 4.5 – Графики распределения динамических давлений по высоте столба жидкости

При фиксированной частоте параметры форм давлений определяются жесткостью  $\bar{c}_M$ , что можно обнаружить, например, сопоставлением форм давлений при  $\alpha_n = 1,57$ , представленных кривыми 3. Так, для  $\bar{c}_M = 0,1$  указанные формы соответствуют межрезонансной зоне между первым и вторым собственными числами (при этом  $|\tilde{P}(\xi)| \leq 1$ ), а для  $\bar{c}_M = 1$  – зоне динамического усиления вблизи первого собственного числа.

При фиксированном параметре жесткости  $\bar{c}_M$  формы смещений (штрихпунктирные кривые рис. 4.5, б) существенно зависят от частоты возбуждения. При этом характер зависимости изменяется от монотонного для дорезонансного (кривая 1) и околорезонансного (кривые 2, 3) режимов в зоне основного тона до экстремального – для более высоких частот возбуждения (кривые 4, 5). Формы  $\tilde{P}$  на кривых 2 и 3 свидетельствуют о значительном динамическом усилении.

Анализ графиков амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) давлений при  $\xi = 1$  (рис. 4.6) выявляет зоны динамического усиления с центрами, соответствующими собственным числам  $\alpha_{ni}$  характеристического уравнения системы. Ширина и устойчивость указанных зон существенно зависят от параметра  $c_M$ . Однако, следует иметь ввиду, что при учете рассеивания энергии в системе реальные АЧХ могут существенно отличаться от приведенных.

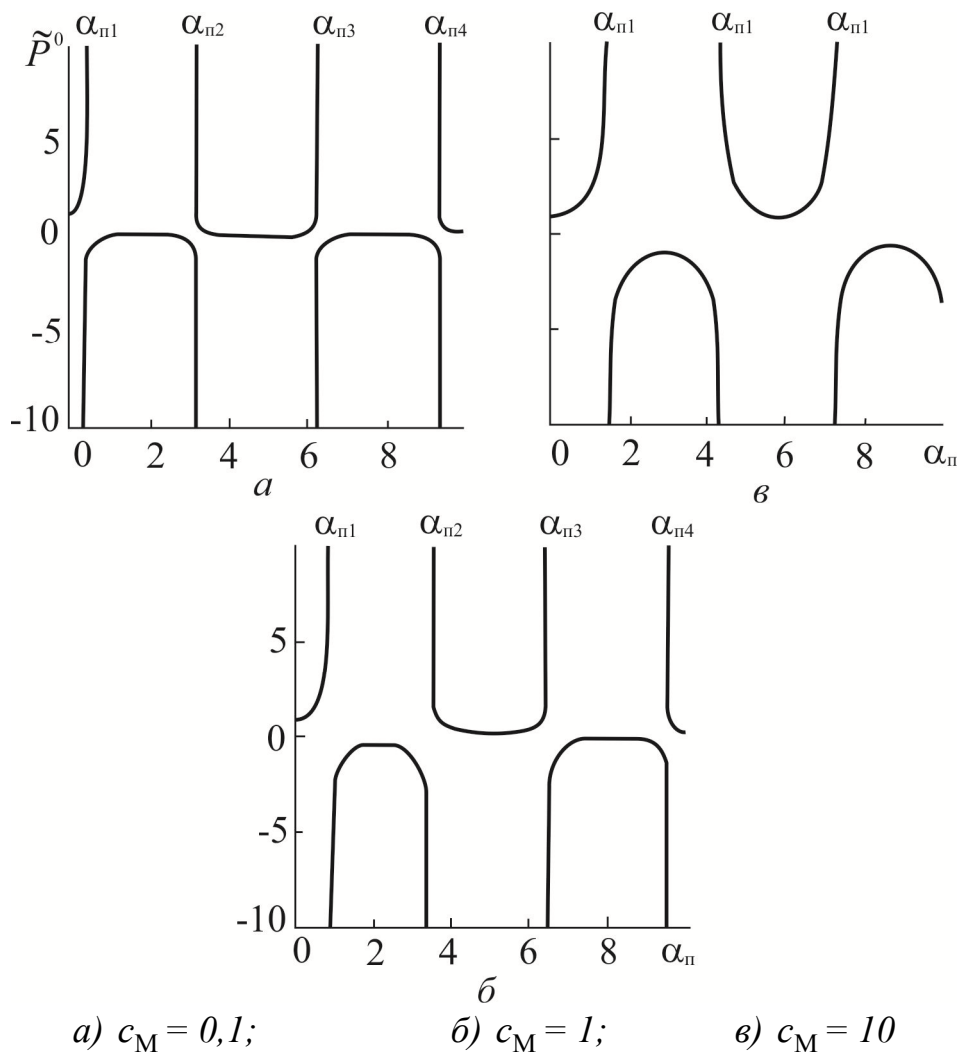


Рис. 4.6 – Зависимости амплитудно-частотных характеристик при  $\xi = 1$



Тем не менее, эти графики хорошо иллюстрируют важную особенность динамического режима обработки скважины – возможность существенного усиления амплитуды давления на ее забое, по сравнению с амплитудой у генератора в устье скважины (кривая 1 рис. 4.5, а; кривые 2 рис. 4.5, б и в). Возрастание амплитуды импульсов соответствует возрастанию горного давления по мере удаления от забоя, где расположено устье скважины, в глубину массива, где расположен ее забой. Эта особенность (если будет реализована на практике) служит важным положительным отличием динамического режима нагнетания от статического.

В связи со значительным влиянием жесткости массива  $c_M$  возникает вопрос об отличиях параметров колебаний того или иного генератора, измеряемых при стендовых испытаниях, от натуральных условий. Для ответа на этот вопрос, мы преобразовали изложенные выше решения для расчетной схемы лабораторного стенда испытаний генераторов колебаний в виде стальной трубы, на одном конце которой размещен генератор эксцентрикового типа, а противоположный конец закрыт днищем, как показано на рис. 4.7. Колебания в этом случае будут моночастотными.

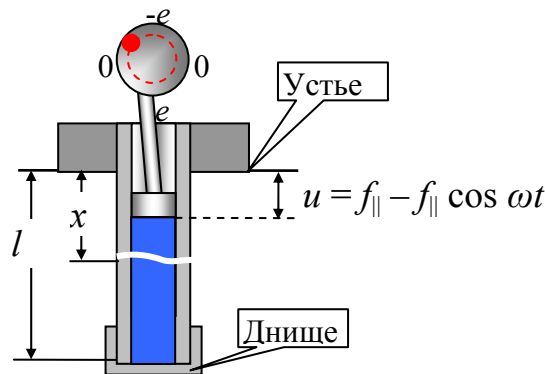


Рис. 4.7 – Расчетная схема динамических колебаний на стенде-имитаторе скважины

Не загромождая текст математическими выкладками, приведем результаты анализа этой расчетной схемы.

Спектр резонансных частот оказался значительно шире формулы (4.32). Он определяется зависимостью:

$$\alpha \cos(2\pi l_T / \lambda_T) \sin(2\pi l_B / \lambda_B) - \beta \sin(2\pi l_T / \lambda_T) \sin(2\pi l_B / \lambda_B) + \sin(2\pi l_T / \lambda_T) \cos(2\pi l_B / \lambda_B) = 0, \quad (4.42)$$

где  $\alpha = (F_T E_T c_B) / (F_B E_B c_T)$  – относительный волновой параметр трубы;  
 $\beta = m_\partial 2\pi \Omega c_B / (E_B F_B)$  – относительный волновой параметр днища;

$F_T, F_B$  – площади поперечного сечения стенки трубы и столба воды в ней;  $E_T, E_B$  – модули упругости трубы и воды;  $c_T, c_B$  – скорости звука в трубе и воде;  $\lambda_T, \lambda_B$  – длины волн в трубе и воде ( $\lambda = c / \Omega$ );  $\Omega$  – частота колебаний, Гц;  $m_d$  – масса днища.

Из множества решений трансцендентного уравнения (2.65), определяющего возникновение резонанса, удалось выделить две серии, косвенно связанные с парциальными частотами собственных колебаний двух элементов системы – воды и трубы.

Найденными двумя сериями собственных частот решение трансцендентного уравнения не исчерпывается; и остальные собственные частоты системы определялись численным методом по возрастанию амплитуды колебаний.

Для модели скважины в виде стальной трубы длиной 3 м с внутренним диаметром 45 мм и толщиной стенки 5 мм резонансные области располагаются примерно через 300 Гц в диапазоне частот 0–2 000 Гц и через 200 Гц в диапазоне 2000–8000 Гц.

Расширением спектра резонансных частот отличия расчетной модели трубы-имитатора скважины не исчерпываются.

Количество узлов и пучностей давления воды вдоль оси скважины определяется двумя величинами: длиной волны в воде  $\lambda_g$  и продольным сдвигом фаз.

Если длина волны зависит только от частоты вынужденных колебаний и скорости звука в воде, то сдвиг фаз, кроме частоты, зависит от **массы днища** (торцевой крышки)  $m_d$  и скорости звука в материале трубы.

Кроме того, от **массы днища**  $m_d$  существенно зависит и амплитуда колебаний по всей длине трубы-имитатора скважины. Об этом убедительно свидетельствует результат расчета амплитуды колебаний с частотой 1 060 Гц, представленный на рис. 4.8.

По оси ординат отложено значение отношения давления при частоте вращения эксцентрика 1 060 Гц к величине максимального давления  $P_{ст}$ , возникающего в скважине при очень медленном подводе эксцентрика к нижней мертвой точке (рис. 4.7).

Рис. 4.8 показывает, что днище массой всего 1 кг (это составляет ~ 5 % от массы трубы) сильно влияет на амплитуду колебаний, уменьшая ее в 10 раз. Этот, казалось бы, парадоксальный результат объясняется тем,

что днище служит звеном, передающим сжимающее продольное усилие от давления воды к стенке трубы, возбуждая в ней растягивающие продольные усилия. И степень передачи усилий от воды к трубе зависит именно от инерции днища.

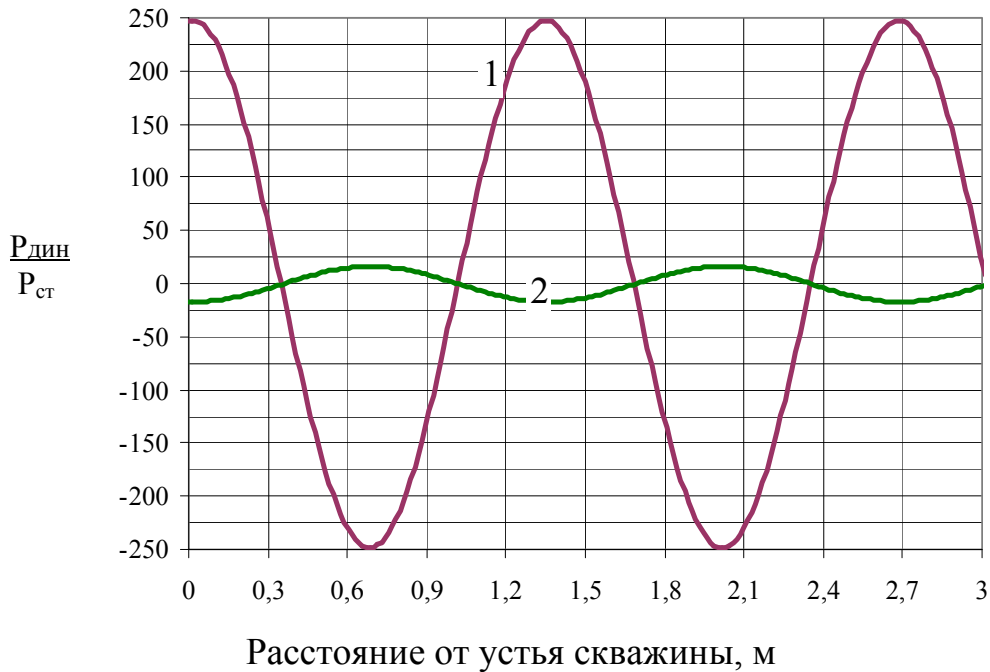


Рис. 4.8 – Зависимость отношения динамического давления  $P_{дин}$  к максимальному статическому давлению  $P_{ст}$  от расстояния до устья трубы-имитатора скважины длиной 3 м при частоте колебаний 1 060 Гц при массе днища:  
1 – 0 кг; 2 – 1 кг

Поэтому при проведении стендовых испытаний нужно аккуратно относиться к оснащению днища массивными измерительными датчиками и гидравлической арматурой (увеличение массы днища может сильно исказить параметры колебаний).

Расчетное влияние длины стальной трубы-имитатора скважины (внутренним диаметром 45 мм и толщиной стенки 5 мм при массе днища 0,2 кг) на амплитуду колебаний, возбуждаемых одним и тем же генератором при частотах его работы 500 Гц и 1 000 Гц, приведено на рис. 4.9.

По вертикальной оси откладываются значения отношения максимальной амплитуды колебаний  $P_{вх}$  при текущей длине скважины  $x$  к максимальной амплитуде колебаний  $P_{вз}$  при длине трубы 3 м. Длина трубы

изменяется дискретно путем ее наращивания одинаковыми отрезками длиной 3 м.

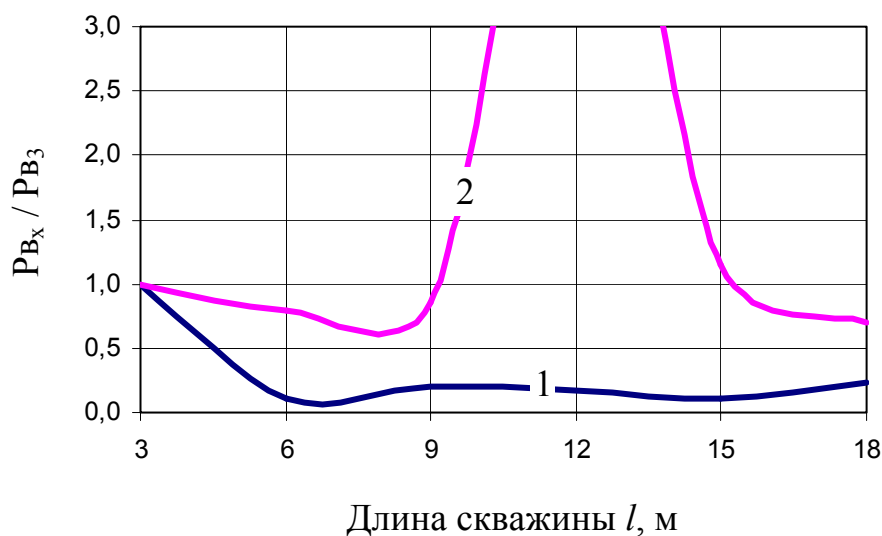


Рис. 4.9 – Зависимость амплитуды столба воды от длины трубы-имитатора скважины для моночастотных колебаний с частотой:  
1 – 500 Гц; 2 – 1 000 Гц

График, соответствующий частоте генератора 500 Гц (линия 1 на рис. 4.9), ведет себя достаточно предсказуемо с точки зрения «линейной» логики большинства разработчиков горной техники – при последовательном наращивании трубы амплитуда колебаний падает. Причем практически все падение отмечается после наращивания начальной трубы первым отрезком. Дальнейшее наращивание еще четырьмя отрезками не приводит к значительным изменениям амплитуды.

Но при частоте 1 000 Гц (линия 2 на рис. 4.9) уже получается другая картина: максимальная амплитуда колебаний при длине трубы 12 м в 5,4 раза превышает максимальную амплитуду колебаний при длине трубы 3 м. А при дальнейшем небольшом увеличении частоты до 1 060 Гц картина меняется радикально (рис. 4.10).

Вместо одной резонансной области при частоте 1 000 Гц (линия 1 на рис. 4.10) с пиком амплитуды при длине трубы 12 м появляются сразу 3 таких области (линия 2 на рис. 4.10) при частоте 1 060 Гц с куда более мощными пиками амплитуд при значениях длины трубы 6, 12 и 18 м.

Пример рис. 4.10 показывает настолько непривычную логику процесса, что становятся понятными весьма скромные результаты многолетних попыток создания эффективных средств нагнетания воды в динамическом

режиме. Ведь на нем приведены результаты расчета, относящегося к «тепличным» условиям процесса: точно задана частота генератора колебаний, но при этом не учитываются эффекты затухания и практически неизбежные отклонения от режима гармонических колебаний реальных устройств.

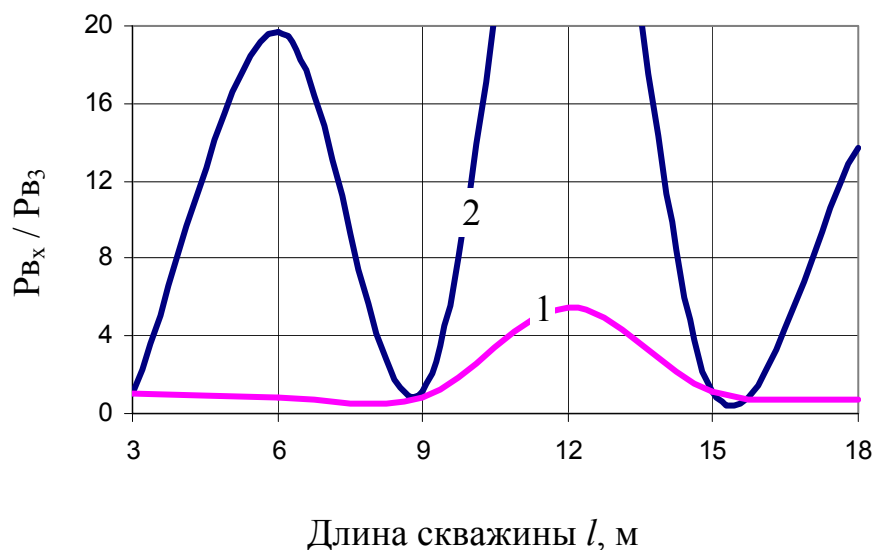


Рис. 4.10 – Зависимость амплитуды столба воды от длины трубы-имитатора скважины для моночастотных колебаний с частотой:  
1 – 1 000 Гц; 2 – 1 060 Гц

А реальные частотные характеристики негармонических колебаний кавитационных и ультразвуковых генераторов определяются по результатам стендовых измерений и представляются в виде непрерывного спектра. Понятно, что для них точность определения хотя бы одной основной несущей частоты гораздо ниже, чем изменение частоты на 0,6 % в рассмотренном выше примере расчета.

Поэтому можно представить себе изумление экспериментаторов относительно результатов определения влияния длины трубы-имитатора скважины на амплитуду импульсов давления кавитационного генератора, предпринятого в середине 80-х годов прошлого века в ИГТМ НАН Украины. С тех пор стендовые экспериментальные исследования таких генераторов проводились только на трубе длиной 3 м.

Еще один существенный фактор влияния на экспериментальные результаты стендовых испытаний – материал трубы-имитатора скважины.

Допустим, нас интересует частота, при которой отношение амплитуды импульсов давления  $P_l$  в столбе воды у днища трубы-имитатора скважины

длиной 3 м к амплитуде импульсов давления  $P_0$  у генератора в устье скважины будет максимальным. О том, что такая возможность имеется, свидетельствуют кривая 1 рисунка 4.5 (а) и кривые 2 рисунка 4.5 (б) и (в).

Расчет выполнен для эксцентрикового генератора моночастотных колебаний и труб-имитаторов скважины одинаковой длины, но изготовленных из разных материалов: стали с модулем упругости  $2 \cdot 10^{11}$  Н/м<sup>2</sup>; латуни с модулем упругости  $10^{11}$  Н/м<sup>2</sup>; бетона с модулем упругости  $4 \cdot 10^{10}$  Н/м<sup>2</sup> и гипотетического прочного углеподобного материала с модулем упругости  $6 \cdot 10^9$  Н/м<sup>2</sup> и плотностью  $1,5$  кг/м<sup>3</sup> (как у угля). Результаты расчета представлены на рис. 4.11.

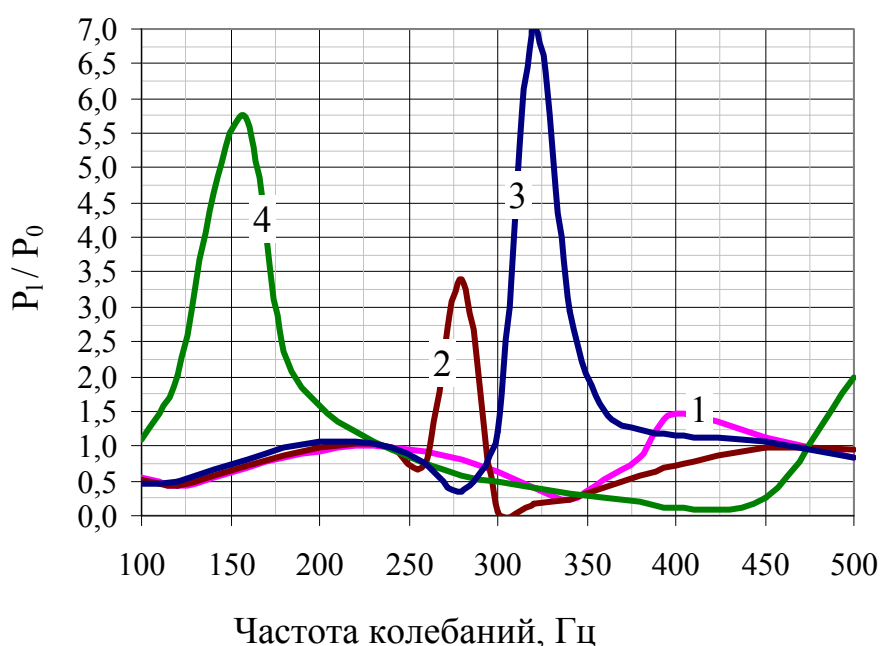


Рис. 4.11 – Влияние частоты колебаний на коэффициент усиления у дна скважины импульсов давления, генерируемых в ее устье, для трубы-имитатора скважины длиной 3 м, выполненной из:  
1 – стали; 2 – латуни; 3 – бетона; 4 – углеподобного материала

Наименьшее усиление колебаний (в 1,5 раза) получается у стали. Латунь увеличивает усиление до 3,5, бетон – до 7. Углеподобный материал усиливает колебания в 5,5 раз (больше чем латунь, но меньше чем бетон). Углеподобный материал нарушает тенденцию увеличения усиления с понижением модуля упругости, характерную для ряда «сталь – латунь – бетон».

Частоты колебаний, соответствующие максимумам усиления импульсов давления в столбе воды у дна скважины, тоже различны для разных материалов трубы-имитатора скважины. Интересно то, что на

частоте максимума усиления для одного из материалов усиление для других материалов близко к минимальным значениям.

Приведенные выше примеры расчетов моногармонических колебаний убедительно показывают, что без точного знания амплитудно-частотных характеристик генератора колебаний и применения сложных методов расчета практически невозможно сколько-нибудь точно спрогнозировать результат его использования.

Это обстоятельство порождает серьезные проблемы в разработке кавитационных и ультразвуковых генераторов – их амплитудно-частотные характеристики не поддаются точному теоретическому определению. Этот вопрос подробнее освещается в подразделе 4.5.

А здесь продолжим рассмотрение результатов исследований процесса для генераторов с точно известными амплитудно-частотными характеристиками.

Изложенные выше рассуждения относились к герметичной скважине, в которую вода заливалась один раз, и в процессе колебаний она не уходила из скважины и не добавлялась в нее. Понятно, что при нагнетании в угольный пласт такой процесс не имеет места. В процессе нагнетания часть жидкости поступает в пласт через поры и трещины на контуре скважины, а взамен нее в скважину поступает новая порция жидкости.

Движение жидкости через скважину приводит к двум эффектам, по сравнению с герметичной скважиной: нарушает характер моногармонических колебаний и ослабляет максимальную амплитуду импульсов давления. Это хорошо иллюстрируется схематически (рис. 4.12).

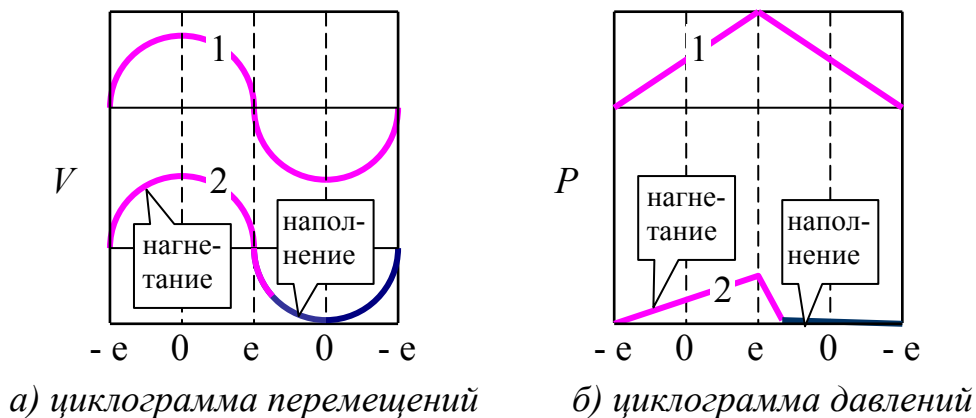


Рис. 4.12 – Влияние протока воды через скважину на параметры ее колебаний в:  
1 – герметичной скважине; 2 – проточной скважине

На рис. 4.12 (а) показаны перемещения  $V$  верхнего края столба воды в герметичной скважине (линия 1) и при протоке через нее воды (линия 2). При этом  $-e$ , 0 и  $e$  – характерные точки вращения эксцентрика (рис. 4.7).

Формально циклограммы перемещения верхнего края воды в проточной и непроточной скважине одинаковы, ведь моногармонический характер движения поршня не меняется. Однако фактическая разница – принципиальна.

В герметичной скважине при ходе поршня вверх (рис. 4.7) расширяется та же жидкость, которая была сжата поршнем при его движении вниз. А в проточной скважине при ходе поршня вниз жидкость не только сжимается, но и выталкивается в пласт. Поэтому к моменту прихода поршня в нижнюю мертвую точку ( $e$ ) жидкости в скважине остается значительно меньше, чем было в тот момент, когда поршень находился в верхней мертвой точке ( $-e$ ). И при обратном движении поршня (вверх) давление в ней спадает гораздо быстрее, чем в герметичной скважине (рис. 4.12, б). Когда давление в жидкости, которая осталась в проточной скважине, упадет до «0», начнется ее заполнение «свежей» водой. А в герметичной скважине давление падает до «0» только в верхней мертвой точке; и никакого заполнения скважины «свежей» водой не происходит.

Симметричная циклограмма 1 на рис. 4.12 (б) соответствует моногармоническому характеру изменения давления в герметичной скважине.

Поскольку циклограмма 2 на рис. 4.12 (б) носит несимметричный характер, значит изменение давления в проточной скважине уже не будет моногармоническим.

В работе [72] теоретически исследовано идеальное демпфирование колебаний, когда вся вода, вытесняемая поршнем при его движении вниз, подается в пласт. В этом случае при  $m_M = 0$  и  $c_M = 0$  для  $\xi = x/l$ :

$$U(\xi, t) = \frac{f_0 l}{E_S} \bar{U}(\xi) \cos[\omega t - \psi(\xi)] \quad (4.43)$$

Причем:  $\bar{U}(\xi) = \sqrt{\bar{U}_1^2 + \bar{U}_2^2}$ ;  $\psi(\xi) = \arctg(U_2/U_1)$ ;  $U_1(\xi) = \bar{A} \cos \alpha_n \xi + \bar{B} \sin \alpha_n \xi$ ;



$$U_2 = \bar{c} \cos \alpha_n \xi; \quad \alpha_m = \omega l / a_{\text{уд}}; \quad \bar{A} = \lambda_1 + \lambda_2 \bar{c}; \quad B = \alpha_n^{-1}; \quad \bar{c} = -\frac{\lambda_2(\lambda_1 + \lambda_2)}{\lambda_2^2 + 1};$$

$$\lambda_1 = 1/\alpha_n \operatorname{tg} \alpha_n; \quad \lambda_2 = \gamma_k / \operatorname{tg} \alpha_n; \quad \lambda_3 = \operatorname{tg} \alpha_n / \alpha_n; \quad \gamma_k = a_2 a_{\text{уд}}.$$

На рис. 4.13 представлено распределение амплитуд вынужденных колебаний  $\bar{U}(\xi)$  и углов сдвига  $\psi(\xi)$  в околорезонансном режиме, соответствующем основной форме колебаний при  $\gamma_k = 0,314$ .

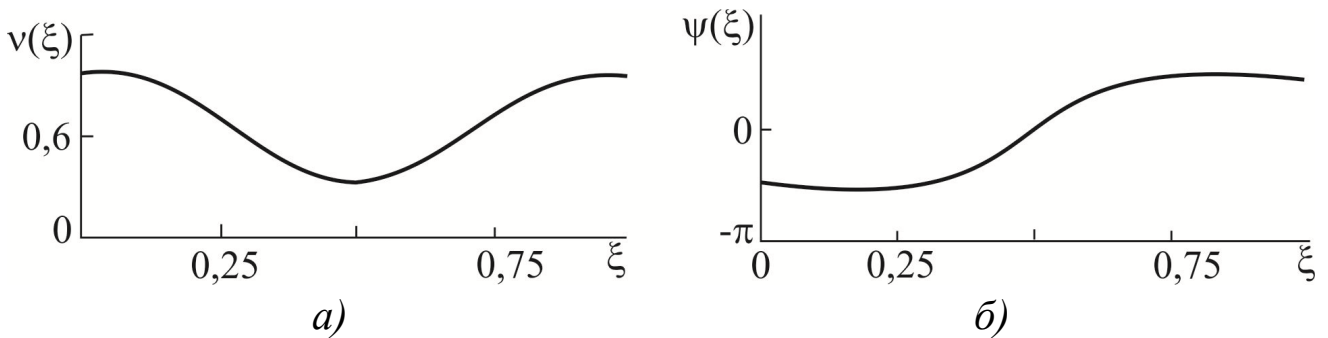


Рис. 4.13 – а) распределение амплитуд вынужденных колебаний  $\bar{V}(\xi)$ ; б) углов сдвига  $\psi(\xi)$  в проточной скважине в околорезонансном режиме

Из графиков следует, что демпфирование приводит к безузловой форме смещений нормальных сечений столба. При этом угол сдвига  $\psi(\xi)$  имеет противоположные знаки на границах и монотонно изменяется от  $-\pi/2$  при  $\xi = 0$  до  $\pi/2$  при  $\xi = 1$ .

Нулевое демпфирование в этом же диапазоне частотного параметра  $\alpha_n$  соответствует росту амплитуд  $|\bar{U}(\xi)|_{\max}$ , наличию узла в кривой формы  $\bar{U}(\xi)$  и резкому изменению угла  $\psi(\xi)$  в средней части столба. Аналогичные изменения установлены для второй и более высоких форм колебаний.

Сравнительный анализ амплитуд в верхнем и нижнем сечениях столба жидкости показывает, что введение демпфирования существенно изменяет параметры колебаний, сглаживая резонансные пики. Так, при  $\gamma_k = 0$  значения параметра  $\alpha_n = n\pi$  ( $n = 1, 2, \dots$ ) соответствуют резонансным режимам, а значения  $\alpha_n = \pi/2 + n\pi$  – антирезонансным зонам с малыми амплитудами верхнего сечения столба. При этих значениях частотного параметра нижнее сечение колеблется с конечными

амплитудами  $\bar{U}(1)$ , лежащими в диапазоне  $0,1 < U(1) < 1$  для первых трех антирезонансных частот. С ростом номера частоты значения  $\bar{U}(1)$ , соответствующие антирезонансным колебаниям верхнего сечения, монотонно убывают.

В системе с демпфированием экстремальные зоны АЧХ смещаются по оси частот, причем сдвиг вниз по частоте резонансных и антирезонансных экстремумов слабо ощутимый при  $\gamma_k = 0,628$  и резко возрастает при увеличении демпфирования. Так, при  $\gamma_k = \pi$  имеет место смещение экстремумов в зоны  $\alpha_n = \pi/2, 3\pi/2$  без заметного уменьшения амплитуд колебаний нижнего сечения. Аналогичные сдвиги характерны и для АЧХ верхнего сечения столба.

В рассматриваемом случае динамическое давление в столбе можно выразить в виде следующей функции безразмерной координаты  $\xi$  и времени  $t$ :

$$P(\xi, t) = \frac{f_{\parallel}}{S} \tilde{P}(\xi) \cos[\omega t - \psi_p(\xi)], \quad (4.44)$$

$$\text{где } \tilde{P}(\xi) = \alpha_n \sqrt{\tilde{P}_1^2(\xi) + \tilde{P}_2^2(\xi)}; \quad \psi_p(\xi) = \arctg\left(\frac{P_2(\xi)}{P_1(\xi)}\right);$$

$$P_1(\xi) = -\bar{A} \sin \alpha_n \xi + \bar{B} \cos \alpha_n \xi; \quad P_2(\xi) = -\bar{c} \sin \alpha_n \xi.$$

Анализ выражения (4.44) свидетельствует о том, что при наличии демпфирования на нижней границе колебания давления в произвольных сечениях столба подаваемой жидкости имеют фазовые сдвиги по отношению к функции периодического возбуждения.

Анализ зависимостей давления на забое скважины от частотного параметра  $\alpha_n$  свидетельствует о наличии экстремальных зон при  $\alpha_n = n\pi/2$  ( $n = 0, 1, 2, \dots$ ), при этом амплитуды давления существенно изменяются при вариации параметра  $\gamma_k$ .

#### 4.4 Динамика столба жидкости в скважине с учетом параметров пневмогидравлического генератора импульсов

В предыдущем разделе рассматривались параметры моногармонических колебаний поршневым генератором эксцентрикового типа. Разработанная в нем теория позволяет проанализировать процесс колебаний в скважине при использовании испытанного в натуральных условиях пневмогидравлического генератора, в котором поршень, сжимающий воду в скважине, приводится в движение не эксцентриком, а пневматическим ударным механизмом, аналогичным отбойному молотку, или гравитационным механизмом – для длинных вертикальных скважин.

Несмотря на то, что процессы в таком генераторе сложнее, его параметры все же допускают достаточно точное аналитическое описание. Это делает возможным достоверный теоретический прогноз параметров нагнетания. Для этого в системе уравнений, описанных в предыдущем подразделе, необходимо учесть усилия воздействия поршня ударника и реакцию массива.

Тогда, используя выражение (4.20) и учитывая возможность суперпозиции, уточним сформулированную ранее задачу о динамике столба жидкости, как начально-краевую, со следующими граничными условиями [74]:

$$\frac{\partial u(0,t)}{\partial x} = R(t)/E_S, \quad (4.45)$$

$$-\frac{\partial u(l,t)}{\partial x} = R_M(t)/E_S. \quad (4.46)$$

Начальные условия при  $t = 0$ :

$$u(x,0) = u_0(x), \quad (4.47)$$

где  $E$  и  $\rho$  – приведенный объемный модуль и плотность жидкости;  $R(t)$  и  $R_M(t)$  – соответственно главные векторы усилия воздействия поршня и реакции массива.

Для поршня массой  $m$ , размещенного в герметизирующих упруго-вязких связях с суммарной жесткостью и коэффициентом вязкого сопротивления  $\mu_1$ , выражение реакции, найденное из условия динамического равновесия, имеет вид:

$$R(t) = m\ddot{Z}_n + \mu_1 c_1 Z_n + c_1 Z_n + \sigma [c_n (Z_n - Z) + \mu_n (Z'_n - Z')], \quad (4.48)$$

где  $c_{\Pi}$ ,  $\mu_{\Pi}$  – коэффициенты жесткости и вязкости сопротивления неударивающей эластичной связи на границе «поршень – привод»;  $\sigma$  – нерелейная функция контакта в неударивающей связи  $c_{\Pi}$ .

Реакция может быть представлена в виде:

$$R_M(t) = m_M \ddot{Z}_{\Pi} + \mu_M c_M Z_M + c_M Z_M, \quad (4.49)$$

где  $m_M$ ,  $c_M$ ,  $\mu_M$  – соответственно инерционный, упругий и вязкий (диссипативный) параметры модели массива.

Для случая гравитационного генератора импульсов (рис. 4.14, а) к указанным соотношениям присоединяется уравнение движения ударника:

$$MZ = -Mg - c'_a(\lambda_a + Z) + F_{\Pi} - \sigma[c_{\Pi}(Z - Z_{\Pi}) + \mu_{\Pi}c_{\Pi}(\dot{Z} - \dot{Z}_{\Pi})] - c_{\Pi.K}Z, \quad (4.50)$$

где  $c'_a$  и  $\lambda$  – жесткость и предварительное сжатие приводной основной упругой связи;  $c_{\Pi.K}$  – жесткость поддерживающей связи;  $F_{\Pi}$  – приводное усилие, выражение которого соответствует конкретному типу привода генератора импульсов.

Соотношения (4.45–4.50) описывают поведение рассматриваемой системы в переменной структуре, возбуждаемой периодически во времени усилием  $F_{\Pi}(t)$ .

Конечномерная модель столба жидкости в виде  $j^*$ -звенной цепочки инерционных элементов  $m_j$ , соединенных между собой упругими связями  $c_j$ , приводит к расчетной схеме, представленной на рис. 4.14 (б).

Число элементов  $j^*$  определяется соотношением длины волны и высоты столба. Для этого случая система обыкновенных дифференциальных уравнений (дискретный аналог соотношений (4.45–4.50)) может быть представлена в виде:

$$\begin{aligned} MZ &= Mg - c'_a(\lambda_a + Z) + F_{\Pi} - \sigma[c_{\Pi}(Z - Z_{\Pi}) + \mu_{\Pi}c_{\Pi}(Z' - Z'_{\Pi})] - c_{\Pi.K}Z, \\ m_{\Pi} \ddot{Z}_{\Pi} &= -c_1 Z_{\Pi} - c_2(Z_{\Pi} - Z_1) - \mu_1 c_1 Z'_{\Pi} - \sigma[c_{\Pi}(Z_{\Pi} - Z) + \mu_{\Pi}c_{\Pi}(Z_{\Pi} - Z)], \\ m_1 \ddot{Z}_1 &= -c_2(Z_1 - Z_{\Pi}) - c_3(Z_1 - Z_2), \\ m_j \ddot{Z}_j &= -c_{j+1}(Z_j - Z_{j-1}) - c_{j+2}(Z_j - Z_{j+2}) \quad (j = 1, 2, \dots, j^* - 1), \\ m_{j^*} \ddot{Z}_{j^*} &= -c_{j^*+1}(Z_{j^*} - Z_{j^*-1}) - c_{j^*+2}(Z_{j^*} - Z_M), \\ m_M \ddot{Z}_M &= -c_M Z_M - \mu_M \dot{Z}_M - c_{j^*+2}(Z_M - Z_{j^*}). \end{aligned} \quad (4.51)$$

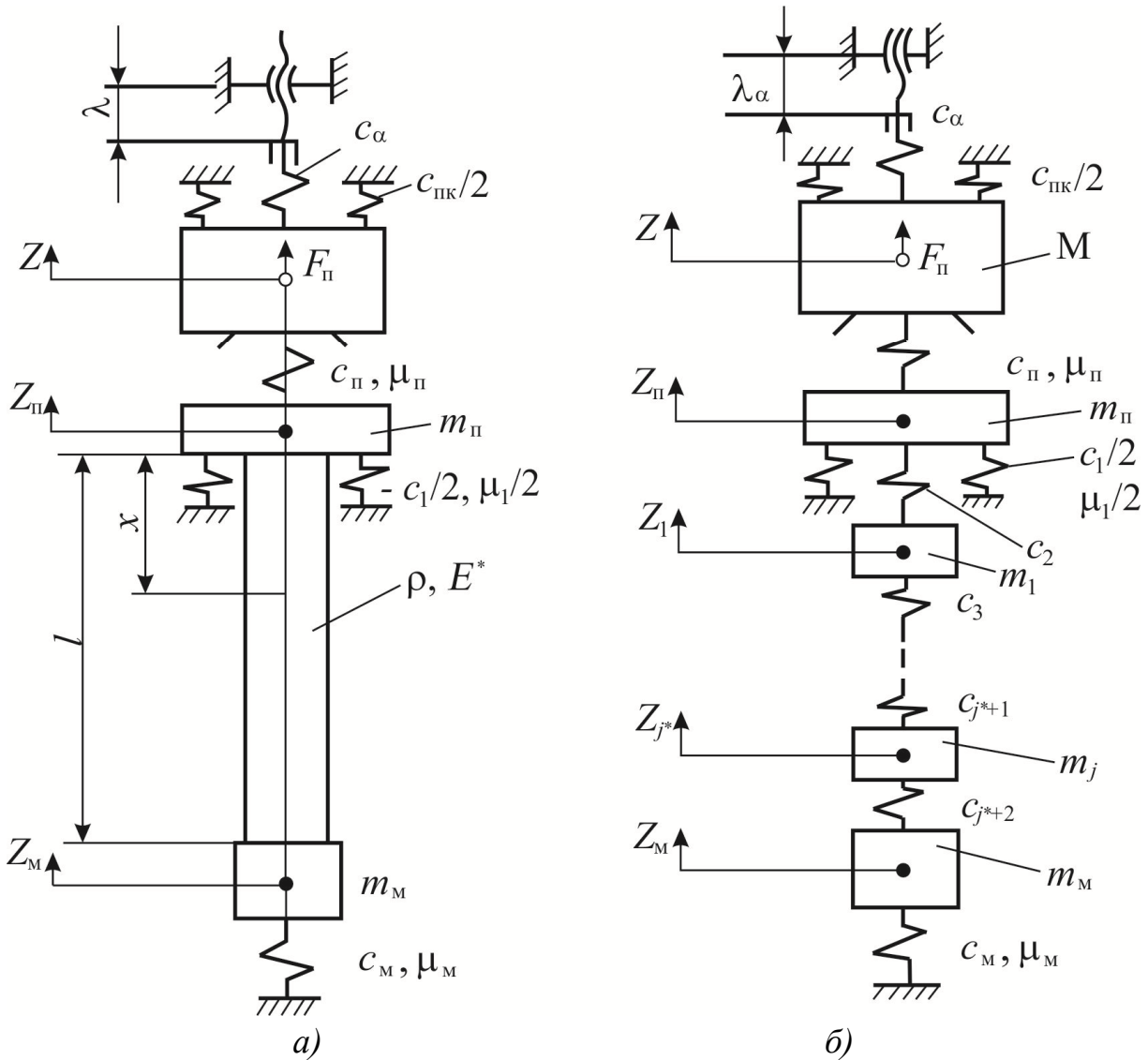


Рис. 4.14 – Расчетные схемы:

а) дискретно-континуальной системы «генератор импульсов – столб жидкости – массив»; б) дискретной системы «генератор импульсов – столб жидкости – массив»

Упрощенное выражение для усилия  $F_{\Pi} = F_{\Pi}(\tau)$  в пневматическом приводе генератора импульсов может быть записано в виде:

$$F_{\Pi} = \sigma_1 \{ (F_{\Pi, \text{M}} - P_{\Pi}) [1 - \exp(-\alpha_{\text{вп}} \tau)] + P_{\Pi} \} + (1 - \sigma_1) P_{\Pi} \exp(-\alpha_{\text{вых}} r), \quad (4.52)$$

где  $F_{\Pi, \text{M}} = (P_{\text{M}} - P_0) S_0$  – максимальное приводное усилие;  $r = t - t_{\Pi}$  – промежуток времени с момента  $t_{\Pi}$  последнего переключения отсечного клапана;  $P_{\Pi}$  – значение приводного усилия в момент последнего переключения клапана;  $S_0$  – эффективная площадь поперечного сечения камеры пневмопривода;  $\alpha_{\text{вп}}$  и  $\alpha_{\text{вых}}$  – параметры впуска и выхлопа соответственно;

$\sigma_1$  – реальная функция, равная «1» при впуске сжатого воздуха из магистрали в пневмокамеру привода (здесь приведено допущение о мгновенном срабатывании отсечного клапана пневмопривода).

Численное решение для квазистационарного предельного цикла может быть найдено из нулевых начальных условий при  $\sigma = \sigma_1 = 1$ .

Границы этапов движения рассматриваемой системы переменной структуры определяют следующие условия:

– условие отрыва ударника от рабочего органа (начало полета) может быть представлено в виде:

$$R = M(\ddot{Z} + g) + c'_a(\lambda_a + Z) + c_{п.к}Z - F_{п} < 0 \text{ при } \sigma = 1; \quad (4.53)$$

– условие начала контакта ударника с поршнем:

$$Z - Z_{п} < 0 \text{ при } \sigma = 0; \quad (4.54)$$

– условие начала выхлопа сжатого воздуха на пневмокамеры:

$$Z \geq d_{СТ} \text{ при } \sigma_1 = 1; \quad (4.55)$$

– условие начала впуска сжатого воздуха в пневмокамеру:

$$\tau > \tau_0 \text{ при } \sigma_1 = 0, \quad (4.56)$$

где  $d_{СТ}$  – установка магнитоуправляемого контакта электропневмоклапана;  $\tau_0$  – установка интервала выхлопа воздуха из пневмокамеры.

Дальнейшее упрощение рассматриваемой системы может быть выполнено, когда масса поршня пульсатора существенно меньше массы ударника и жесткость опорных связей  $c_{п.к} \ll c_a$ , что справедливо для конструкции стенда П-827 [75].

Кроме того, при глубине забоя скважины, соответствующей добыче рудных песков россыпного месторождения, выполняется соотношение для длины волны  $\lambda > 8l$ , что гарантирует относительную погрешность в определении динамических параметров столба  $\delta < 10\%$  уже при  $j^* = 1$ .

Указанные упрощения приводят исходную модель к эквивалентной трехмассной динамической схеме переменной структуры (рис. 4.15), описываемой следующей существенно нелинейной системой обыкновенных дифференциальных уравнений в нормальной форме относительно перемещений и скоростей:

$$\begin{aligned} Z &= y_1, \quad \dot{Z} = y_2, \quad \ddot{Z} = y_3, \quad \ddot{\lambda} = y_4, \quad \dot{\lambda} = y_5, \quad \lambda = y_6, \\ y_1 &= y_2, \quad \dot{y}_2 = -g + \tilde{F}_{п}(t) - \{c_a(y_1 + \lambda_a) + \sigma[c_1 y_1 + c_2(y_1 - y_3)]\} / M - 2\pi y_2, \end{aligned} \quad (4.57)$$

$$\dot{y}_3 = y_4, \quad y_4 = -\{c_3(y_3 - y_5) - \sigma c_2(y_3 - y_1)\}/m_1, \quad \dot{y}_5 = y_6, \\ y_6 = -[c_3(y_5 - y_3) + c_M y_5 - \mu_M c_M y_6]/m_M,$$

где  $\tilde{F}_\Pi(t) = F_\Pi M^{-1}$ ;  $2\pi = \mu_1 c_1/M$ .

В этом случае:

– условие отрыва ударника при  $\sigma = 1$  принимает вид:

$$\tilde{R} = y_2 + g - \tilde{F}_\Pi + c_a(\lambda_a + y_1)M^{-1} \leq 0; \quad (4.58)$$

– условие начала контакта ударника с поршнем при  $\sigma = 0$ :

$$y_1 - y_3 \leq 0; \quad (4.59)$$

– условие начала выхлопа воздуха из пневмокамеры при  $\sigma = 1$

$$y \geq d_{ST}. \quad (4.60)$$

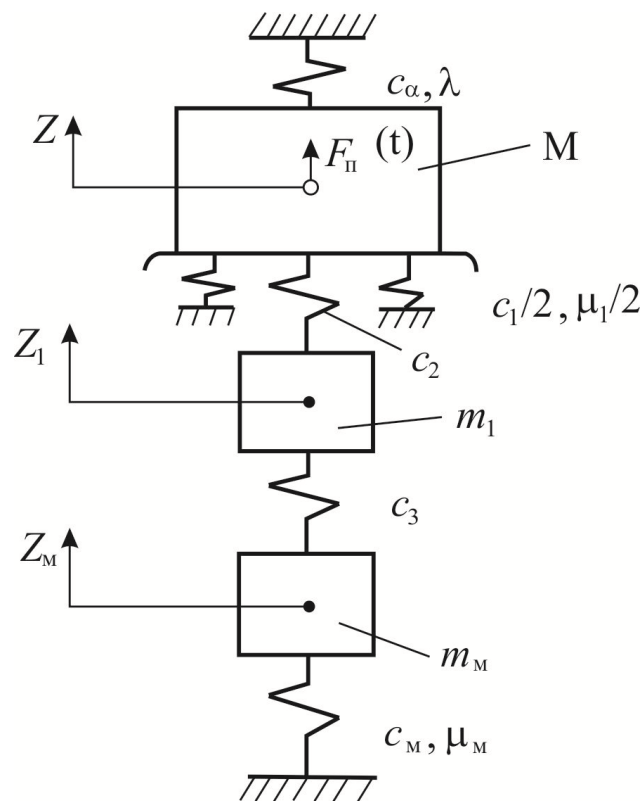


Рис. 4.15 – Трехмассная расчетная схема системы «генератор импульсов – столб жидкости – массив»

Результаты численного моделирования системы «генератор импульсов – столб – массив» представлены на рис. 4.16, где приведены осциллограммы параметров установившихся режимов соответственно при  $\alpha_{\text{вп}}$ ,

равном 3 и  $5 \text{ с}^{-1}$ . Значения остальных параметров:  $M = 2300 \text{ кг}$ ;  $F_{\text{п.м}} = 46 \text{ кН}$ ;  $c_a = 4 \cdot 10^5$ ;  $c_1 = 5 \cdot 10^6$ ;  $c_2 = c_3 = 6 \cdot 10^6$ ;  $c_M = 5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}$ ;  $\tau_0 = 0,3 \text{ с}$ ;  $d_{ST} = 20 \text{ мм}$ ;  $m_M = 5000$ ;  $m_1 = 3000 \text{ кг}$ ;  $\alpha_{\text{вых}} = 60 \text{ с}^{-1}$ .

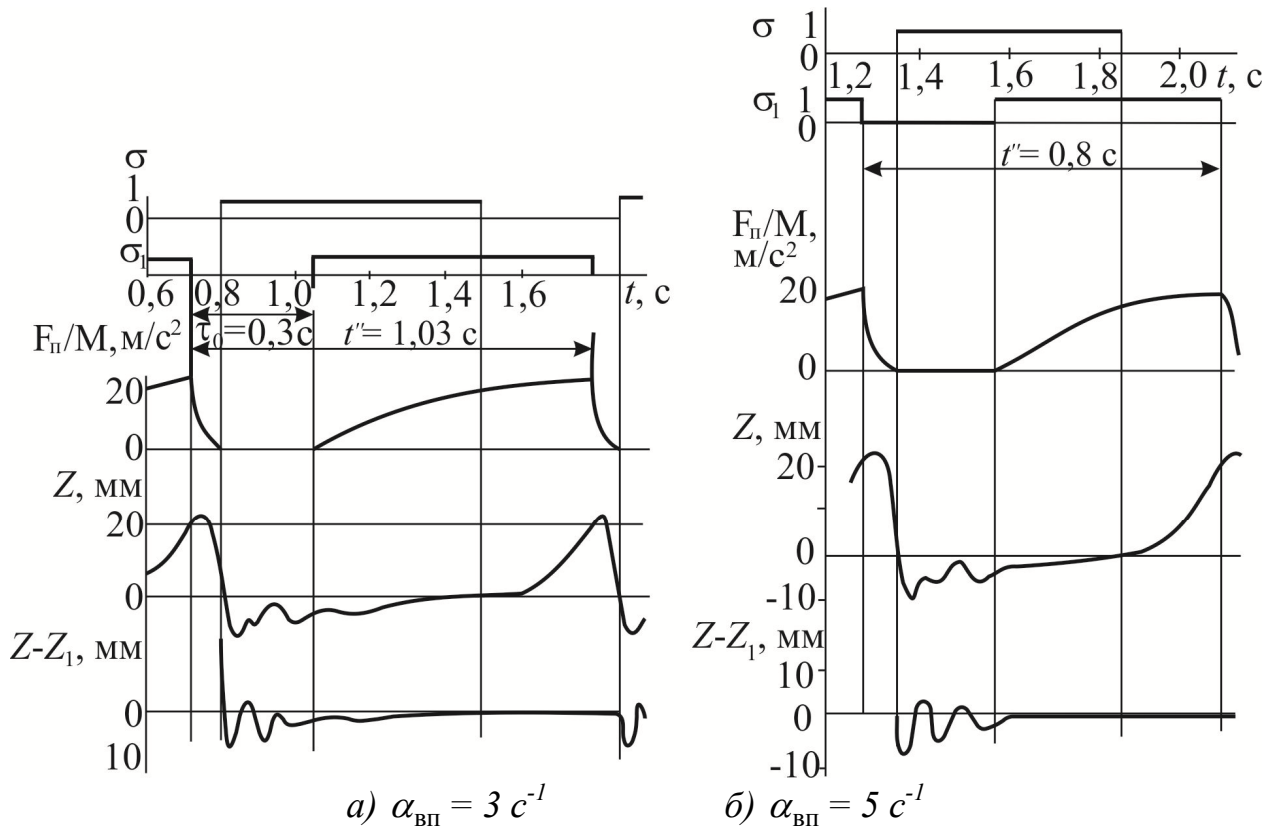


Рис. 4.16 – Временные диаграммы функции переключения  $\sigma_1, \sigma_2$ , перемещения ударника  $Z$ , относительного приводного усилия  $F_{\text{п}}/M$ , относительного давления в пульсаторе  $P/c_2 = (Z - Z_1)$

Как видно из осциллограмм, установившийся режим соответствует второму–третьему периоду движения массы ударника. Уровень давлений в гидропульсаторе  $|c_2 (y_3 - y_1) / S|$  соответствует с небольшой относительной погрешностью экспериментальным значениям характеристик работы виброударной установки, рассмотренной выше.

Погрешности вычисления максимального ускорения ударника пневматического генератора импульсов, достигающие  $3g$ , обусловлены использованием в данном рассмотрении упрощенного соотношения (4.52) для приводного усилия  $F_{\text{п}}(t)$ , не учитывающего эффектов инерционности и взаимодействия в пневмоприводе, а также конечности промежутка времени переключения золотника отсечного клапана.



## 4.5 Метод непосредственного пересчета результатов стендовых измерений гидравлических колебаний в напряжения на контуре скважины в реальном массиве

### 4.5.1 Формула непосредственного пересчета результатов стендовых измерений гидравлических колебаний в напряжения на контуре скважины в реальном массиве

Рассмотренными выше примерами традиционных подходов к определению амплитуды колебаний контура скважины в массиве под действием источника колебаний с точно определенными параметрами генератора круг решаемых задач практически исчерпан. Дальнейшее применение традиционных подходов сталкивается с двумя основными проблемами.

Первая проблема заключается в том, что характеристики других устройств создания гидравлических импульсов точно не известны. Они определяются стендовыми измерениями со значительными погрешностями амплитуд элементарных гармоник стандартного разложения Фурье.

Вторая проблема заключается в негармоническом характере гидравлических импульсов. Задать их точное описание по результатам измерений не представляется возможным. Но даже если бы это удалось, то не существует методов решения задач вынужденных колебаний для негармонических источников. Разложение негармонического сигнала в спектр Фурье еще больше увеличит погрешность и обесценит решение, получение которого требует очень больших математических усилий.

Перечисленные проблемы указывают на актуальность разработки метода оценки динамических усилий в угольном массиве на контуре скважины по результатам стендовых испытаний генератора колебаний без привлечения сложных математических расчетов [76, 77].

Идея такого метода состоит в использовании для непосредственного пересчета свойств деформационных датчиков точно определять характерные внутренние динамические эквивалентные напряжения (ДЭН) их чувствительных элементов.

Проанализируем 3 типа чувствительных элементов деформационных датчиков: пружинный, мембранный и кольцевой (рис. 4.17).

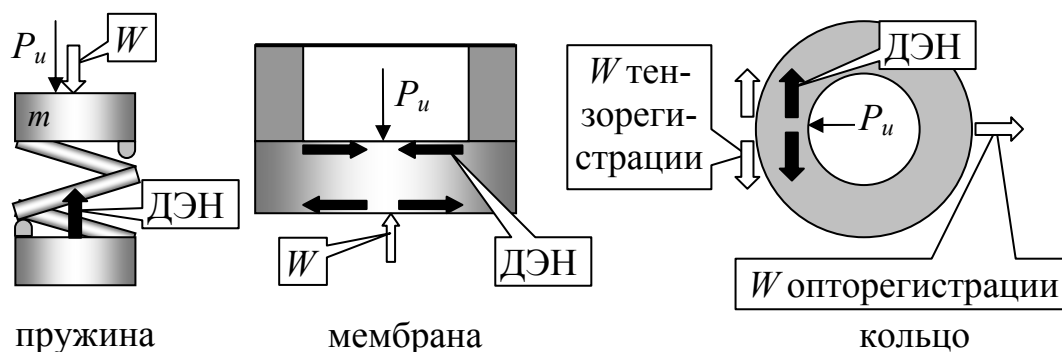


Рис. 4.17 – Направление деформаций  $W$  и компонент динамических напряжений (ДЭН) чувствительных элементов датчиков различных форм

В пружинном датчике направления воздействия измеряемой нагрузки  $P_u$ , регистрируемые перемещения  $W$  чувствительного элемента – массы  $m$  – и результирующий вектор динамических эквивалентных напряжений пружины (ДЭН) совпадают.

В мембранном и кольцевом датчиках направления воздействия измеряемой нагрузки  $P_u$  перпендикулярны напряжениям ДЭН и перемещениям  $W$  чувствительных элементов, если регистрация перемещений в кольцевом элементе  $W_T$  производится тензодатчиком.

Если в кольцевом чувствительном элементе перемещения  $W_0$  определяются оптическим методом, то они совпадают по направлению с измеряемой нагрузкой. Но это отличие не носит принципиального характера для наших рассуждений.

Нам важно то, что регистрируемые перемещения однозначно и определенно связаны с характерными напряжениями ДЭН для любого из типов деформационных датчиков известными классическими зависимостями механики твердого тела. Поэтому нет никакой необходимости определять по результатам стендовых измерений истинные характеристики гидравлических колебаний, возбуждаемых в столбе жидкости тем или иным генератором колебаний. Достаточно пересчитать измеренные напряжения ДЭН на стенде в напряжения ДЭН реального массива сравнительно простыми методами теории колебаний.

Ниже излагаются выкладки, позволяющие получить формулу такого пересчета для простейшего деформационного датчика – массы на пружине. В силу постулата о подобии колебательных процессов, можно будет без доказательства распространить полученные выводы на другие типы

датчиков деформации, и в том числе на скважину в угольном пласте, как одну из разновидностей деформационного датчика.

Во всех классических курсах теории колебаний рассмотрена задача о вынужденных колебаниях простейшего деформационного датчика в виде подпружиненной массы на невесомой пружине под действием вынуждающей силы  $F(t)$ , представленной в виде разложения в комплексный ряд Фурье:

$$F(t) = \sum F_j e^{i(\Theta_j)t}, \quad (4.61)$$

где  $F_j$  – коэффициенты разложения вынуждающей силы  $F(t)$ ;  $i$  – мнимая единица;  $j$  – индекс суммирования;  $\Theta_j$  – компонента частотного тригонометрического разложения негармонической внешней силы;  $t$  – время.

Решение этой задачи имеет вид (формула (2.57) работы [2]):

$$W(t) = \sum (F_j / m) \beta_j e^{i(\Theta_j)t}, \quad (4.62)$$

где  $W(t)$  – перемещения чувствительного элемента датчика (пружины);  $m$  – масса датчика;  $\beta_n$  – гармонический коэффициент влияния частоты, зависящий от собственной частоты датчика  $\omega_\delta$ , коэффициента затухания  $n$  и частоты вынужденных колебаний.

Для рассматриваемого датчика в виде подпружиненной массы без затухания колебаний ( $n = 0$ ):

$$\beta_j = 1 / (\omega_\delta^2 - \Theta_j^2). \quad (4.63)$$

Для датчиков других типов (стержневого, мембранного, кольцевого) выражения для  $\beta_j$  будут другими, однако по-прежнему будут определяться параметрами  $\omega_\delta$ ,  $\Theta$  и  $n$ . Это обстоятельство имеет важное значение для дальнейших рассуждений.

Формула (4.62) позволяет решить не только прямую, но и обратную задачу – по компонентам разложения перемещения чувствительного элемента датчика (пружины)  $W_j$  определить компоненты разложения вынуждающей силы  $F_j$ .

Разлагая левую часть (4.62) в такой же комплексный ряд Фурье и учитывая, что чисто вынужденные колебания датчика происходят с частотой вынуждающей силы  $j\Theta$ , получим:

$$\sum W_j e^{ij\Theta t} = \sum (F_j / m) \beta_j e^{i(\Theta_j)t}. \quad (4.64)$$

Сравнивая между собой члены с одинаковыми индексами  $j$  в левой и правой частях (4.64), запишем:

$$W_j = (F_j / m) \beta_j$$

или

$$F_j = W_j m / \beta_j. \quad (4.65)$$

Умножая обе части (4.65) на  $e^{i(\Theta_j)t}$ , производя суммирование и заменяя сумму в левой части символом  $F(t)$  по формуле (4.61), получим:

$$F(t) = \sum W_j (m / \beta_j) e^{i(\Theta_j)t}. \quad (4.66)$$

В правую часть последнего выражения входит масса  $m$ , которая связана с собственной частотой датчика  $\omega_\delta$  и жесткостью его пружины  $k$  общеизвестным выражением:

$$m = k / \omega_\delta^2. \quad (4.67)$$

Подставляя в (4.66) массу из (4.67) и параметр  $\beta_j$  из (4.63), получим:

$$F(t) = \sum W_j k [(\omega_\delta^2 - \Theta_j^2) / \omega_\delta^2] e^{i(\Theta_j)t}$$

или

$$F(t) = \sum W_j k (1 - \Theta_j^2 / \omega_\delta^2) e^{i(\Theta_j)t}. \quad (4.68)$$

Произведение первых двух сомножителей в правой части формулы (4.68) представляет собой амплитуду усилий в пружине – чувствительном элементе датчика  $F\delta_j$ , соответствующую  $j$  компоненте разложения в ряд. Это прямо следует из пропорциональности перемещений внутренним усилиям в твердом теле.

Причем указанная ниже формула справедлива не только для пружинного, но и для любого другого деформационного датчика:

$$W_j k = F\delta_j. \quad (4.69)$$

Подставляя (4.69) в (4.68) и вводя величину

$$\beta\delta_j^* = (1 - \Theta_j^2 / \omega_\delta^2) \quad (4.70)$$

запишем:

$$F(t) = \sum F\delta_j \beta\delta_j^* e^{i(\Theta_j)t}. \quad (4.71)$$

Формула (4.71) позволяет определить заранее неизвестные компоненты внешней силы  $F(t)$  по результатам стендовых измерений компонент усилий, возникающих в чувствительном элементе деформационного датчика  $F\delta_j$ .

Более того, формула (4.71) позволяет определить расчетным путем компоненты внутренних усилий, возникающих под действием той же внешней силы  $F(t)$  любого датчика с другой собственной частотой, в том числе самого горного массива.

Для этого достаточно записать (4.71) для горного массива с теми же частотами вынужденных колебаний  $j\Theta$ , частотой собственных колебаний  $\omega_m$  и неизвестными компонентами его усилий  $F_{Mj}$ :

$$F(t) = \sum F_{Mj} \beta_{Mj}^* e^{i(\Theta j)t} \quad (4.72)$$

и приравнять правые части (4.72) и (4.71). Получим:

$$\sum F_{Mj} \beta_{Mj}^* e^{ij\Theta t} = \sum F\delta_j \beta_{\delta j}^* e^{i(\Theta j)t}. \quad (4.73)$$

Сравнивая каждый член разложения в левой и правой части, получим:

$$F_{Mj} = F\delta_j \beta_{\delta j}^* / \beta_{Mj}^*. \quad (4.74)$$

Компоненты внутренних усилий деформационного датчика  $F\delta_j$  определяются по результатам статического тарирования с применением формулы (4.69). Записав ее для перемещений  $W_m$  при действии постоянного усилия тарирования  $Fm$ :

$$W_m k = F\delta_m \quad (4.75)$$

и разделив (4.69) на (4.75), получим:

$$F\delta_j = (F\delta_m / W_m) W_j. \quad (4.76)$$

Точность определения  $F\delta_j$  весьма высока, поскольку определяется точностью измерения статической тарировочной нагрузки  $F\delta_m$ , соответствующего ей статического перемещения  $W_m$  и текущего динамического перемещения  $W_j$ .

Подставляя  $F\delta_j$  из (4.76) в (4.74) и суммируя компоненты  $F_{Mj}$ , получим выражение для характерных внутренних усилий в горном массиве  $F_M(t)$ :

$$F_M(t) = (F\delta_m / W_m) \sum (\beta_{\delta j}^* / \beta_{Mj}^*) W_j e^{i(\Theta j)t}, \quad (4.77)$$

где  $F\delta_m$  – величина статической тарировочной нагрузки датчика;  $W_m$  – регистрируемое датчиком перемещение его чувствительного элемента при статической тарировочной нагрузке;  $W_j$  – регистрируемое датчиком перемещение его чувствительного элемента при частоте  $\Theta j$ ;  $\beta_{\delta j}^*$ ,  $\beta_{Mj}^*$  – частотные коэффициенты влияния датчика и массива, определяемые формулой (4.70);  $i$  – мнимая единица;  $j$  – индекс суммирования;

$\Theta_j$  – компонента частотного тригонометрического разложения негармонических колебаний.

Компоненты внутренних усилий в горном массиве, соответствующие компонентам  $\Theta_j$  частотного тригонометрического разложения негармонических колебаний, определяются подстановкой в (4.74) уравнения (4.63):

$$F_{M_j} = F\delta_j (1 - \Theta_j^2 / \omega_\delta^2) / (1 - \Theta_j^2 / \omega_m^2). \quad (4.78)$$

Введем коэффициент  $K_\omega$ , который характеризует влияние частотных параметров на величину  $F_{M_j}$ :

$$K_\omega = (1 - \Theta_j^2 / \omega_\delta^2) / (1 - \Theta_j^2 / \omega_m^2). \quad (4.79)$$

И перепишем (4.78) в виде:

$$F_{M_j} = K_\omega F\delta_j. \quad (4.80)$$

Полученная расчетная формула связи компонент внутренних усилий в горном массиве  $F_{M_j}$  и деформационном датчике на стенде  $F\delta_j$ , которые определяются выражением (4.76), носит универсальный характер.

#### 4.5.2 Выбор типа датчиков деформации и параметров трубы-имитатора скважины

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что с точки зрения теории колебаний нет никакой разницы между мембранными и кольцевыми датчиками деформации (рис. 4.17) для прогноза напряжений на контуре скважины по результатам стендовых испытаний генератора колебаний.

Однако на практике различия могут быть весьма существенными. Они связаны с влиянием способов крепления датчиков к трубе-имитатору скважины на параметры стендового определения амплитуды колебаний.

В качестве примера приведем результаты стендовых испытаний кавитационного генератора ГК-25 в трубе-имитаторе диаметром 45 мм и длиной  $\sim 0,5$  м. Для измерения амплитуды колебаний использовался мембранный датчик ДДИ-20, который размещался непосредственно в стенке трубы-имитатора (как показано на рис. 4.18, а) или в специальном гнезде (рис. 4.18, в).

Малозаметное, на первый взгляд, отличие в размещении датчика существенно повлияло на результат регистрации колебаний. Импульсы от

датчика в стенке трубы (рис. 4.18, б) оказались заметно слабее, чем от датчика в гнезде (рис. 4.18, з).

Максимальные значения импульсного давления достигаются при уровне среднего давления в скважине  $P_k = 6$  МПа (блок № 6 на рис. 4.18, б). Их величина составляет примерно 9 МПа. В то же время минимальные значения импульсов в этом блоке находятся на уровне 4 МПа. Таким образом, размах колебаний  $\sim 5$  МПа, а амплитуда – 2,5 МПа. При этом амплитуда пульсаций давления от насоса без генератора  $\sim 0,7\text{--}0,8$  МПа, что всего в 3–4 раза меньше амплитуды генератора.

Совершенно иная картина наблюдается для датчика, размещенного в гнезде (рис. 4.18, в). Максимальная величина импульсов достигает 14 МПа (блок № 1 на рис. 4.18, б) при среднем давлении в скважине  $P_k = 1$  МПа. Размах колебаний отдельных импульсов достигает  $\sim 15$  МПа (амплитуда  $\sim 7$  МПа). При этом размах пульсаций давления от насоса без генератора  $\sim 0,5$  МПа, что в 30 раз меньше размаха импульсов генератора.

Таким образом, проведенные нами эксперименты показали, что изменение закрепления одного и того же датчика серьезно погасило амплитуду импульсов кавитационного генератора. Кроме того, изменился диапазон средних значений давления в скважине, при котором достигаются максимальные амплитудные показатели.

Для датчика в гнезде самые высокие максимальные значения и самая высокая амплитуда наблюдались при давлении в скважине 1 МПа. Несколько меньшие, но все же достаточно высокие амплитуды, наблюдаются и при давлениях в скважине 2 МПа и 4 МПа. И только начиная с давлений в скважине выше 5 МПа, амплитуда импульсов заметно снижается.

Для датчика в трубе, наоборот, амплитуды импульсов увеличиваются при возрастании давления в скважине до 5–6 МПа. То есть при изменении закрепления датчика меняется не только амплитуда, но и характер влияния на нее среднего давления в трубе-имитаторе.

Приведенный пример показывает, что к размещению мембранных датчиков необходимо подходить с большой осторожностью.

Кольцевые датчики деформации также имеют особенности. Чувствительным элементом таких датчиков является сама труба-имитатор скважины. А ее деформации измеряются либо тензодатчиками, наклеенными на ее поверхность, либо бесконтактными измерителями.

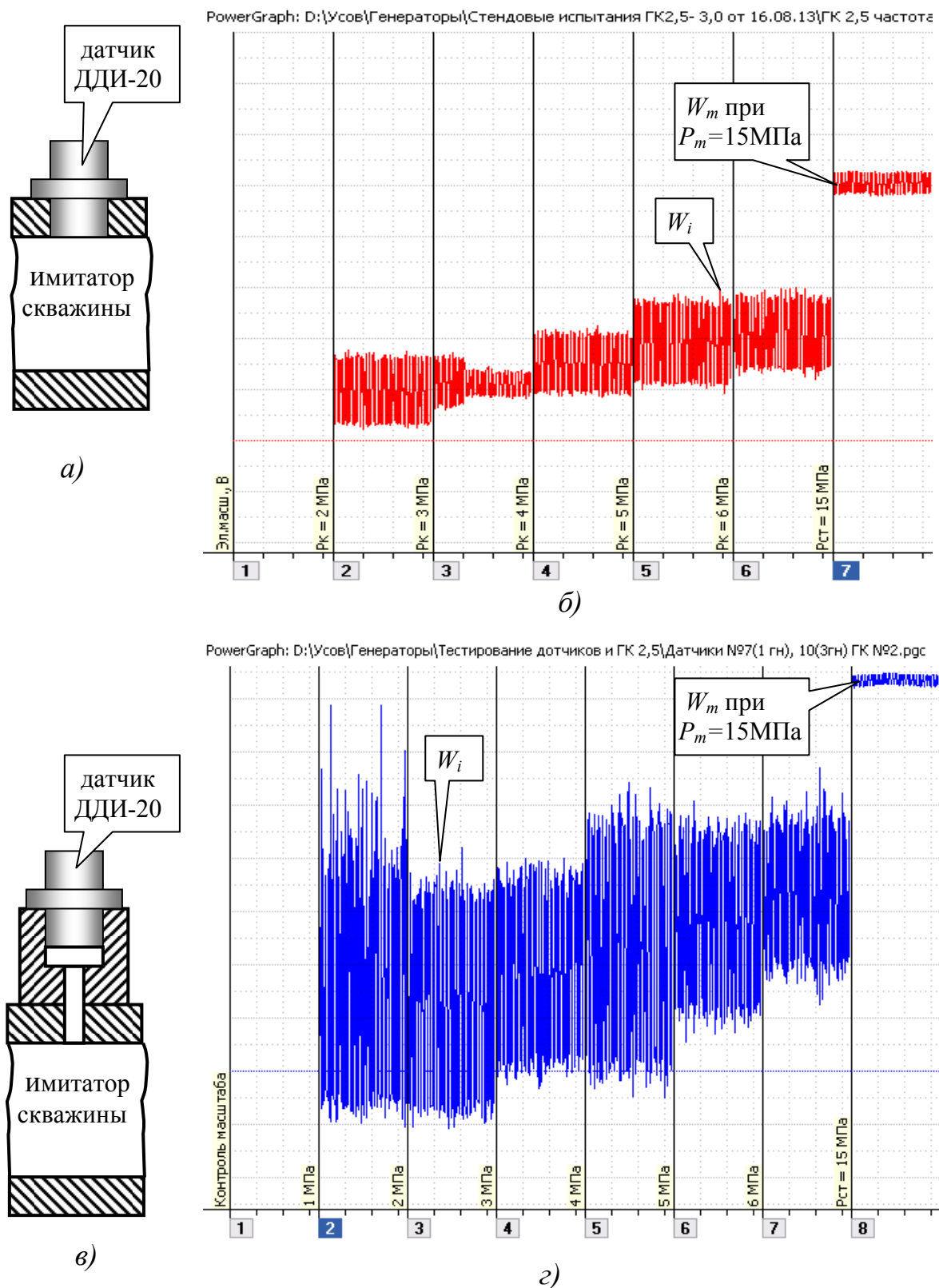


Рис. 4.18 – Амплитуда импульсов кавитационного генератора ГК-2,5 по показаниям мембранных датчиков ДДИ-20:

а, в – формы гнезда датчика ДДИ-20; б, г – амплитуды импульсов

Бесконтактные измерители – оптимальный вариант, также как и гибкий тензодатчик (при условии, что после наклейки на цилиндрическую



поверхность трубы он сохранит точность измерений). А для наклейки жесткого плоского тензодатчика на поверхности трубы нужно выточить плоский участок. Перемещения на поверхности плоской выточки будут отличаться от перемещений цилиндрической поверхности трубы. Насколько сильно это повлияет на точность измерений – авторам достоверно не известно.

Кроме рассмотренных выше, существует еще один фактор выбора датчиков деформации, который в большинстве случаев играет более важную роль.

Анализируя формулу (4.80), нетрудно заметить, что при коэффициенте влияния частотных параметров  $K_\omega \rightarrow 1$  напряжения на контуре скважины в массиве практически совпадут с напряжениями в стенках трубы-имитатора.

Обращаясь к (4.79), связывающей коэффициент  $K_\omega$  с частотами колебаний, можно сразу сказать, что кроме тривиального случая равенства между собой частот собственных колебаний скважины в угольном массиве и ее трубы-имитатора,  $K_\omega$  близок к «1», если эти частоты заметно больше частот колебаний генератора:

$$\omega_\partial, \omega_m > 3\Theta j.$$

Для генераторов с частотами колебаний 100–200 Гц напряжения в массиве совпадают с напряжениями в чувствительном элементе датчика.

Если низшая значимая частота  $\Theta j$  источника колебаний заметно больше собственных частот датчика  $\omega$  и массива  $\omega_m$ :

$$\omega_\partial, \omega_m < \Theta j / 3,$$

то

$$K_\omega = \omega_m^2 / \omega_\partial^2. \quad (4.81)$$

Последняя формула актуальна для ультразвуковых генераторов, у которых низшая значимая частота ( $\sim 20000$  Гц) намного больше частот собственных колебаний горного массива. Для удобства рассмотренные варианты сведены в табл. 4.1.

Для частот массива и датчика в диапазоне  $3\Theta < \omega_\partial, \omega_m < \Theta / 3$  придется пользоваться (4.80) для определения коэффициента пересчета амплитуд «стенд – массив»  $K_\omega$ .

Заканчивая раздел, остановимся на важной особенности динамических режимов обработки пласта, которая определяет ее эффективность. Это

сильная зависимость собственных частот колебаний массива на контуре скважины  $\omega_m$  от модуля упругости угля  $E$ , определяемая формулой (4.32).

Таблица 4.1 – Значения  $K_\omega$  при разных частотах собственных колебаний

№ п/п	$\omega_\delta$	$\omega_m$	$K_\omega$
1	$= \omega_m$	$= \omega_\delta$	$= 1$
2	$> 3\Theta$	$> 3\Theta$	$= 1$
3	$> 3\Theta$	$< 3\Theta$	$= \omega_m^2 / (\omega_m^2 - \Theta^2)$
4	$< 3\Theta$	$< 3\Theta$	$= (\omega_m / \omega_\delta)^2$

С учетом этой формулы коэффициент пересчета амплитуд тоже весьма сильно зависит от модуля упругости угля. Например, для ультразвуковых колебаний (строка № 4 табл. 4.1)  $K_\omega \sim E / \omega_\delta^2$ .

Приводимые в справочной литературе значения модуля упругости угля отличаются в 100 раз ( $10^2 \div 10^4$  МПа). Допустим, такой разброс значений обусловлен разными определениями этого параметра в лабораторных и натуральных условиях. Но все равно, даже всего лишь двукратная вариация модуля упругости для разных пластов уже вдвое изменяет амплитуду их колебаний, по сравнению со стендовыми значениями.

Значит генератор колебаний, успешно примененный в конкретной выработке, может совершенно не проявить себя в другой выработке с другой акустикой пласта, если он не способен регулироваться по частоте в весьма широких пределах, сохраняя при этом приемлемую амплитуду импульсов.

Этим, по нашему мнению, объясняется отсутствие широкого распространения генераторов колебаний, не вышедших из стадии опытно-экспериментальных работ.

Приведенные результаты теоретических и экспериментальных работ по гидрорыхлению угольных пластов в динамическом режиме показали, что процесс разработки таких способов и средств значительно усложняется, по сравнению со статическим нагнетанием.

Это обусловлено, с одной стороны, гораздо более сложными физическими процессами динамического нагнетания, а с другой – гораздо более сложным взаимовлиянием акустических характеристик испытательного оборудования и контура скважины в угольном пласте.

Тем не менее, можно сформулировать несколько выводов, способствующих успеху создания в будущем эффективных и универсальных способов и средств динамического гидрорыхления.

Воздействие гидравлических импульсов давления характеризуется весьма быстрым затуханием их амплитуды по мере удаления от контура скважины. Поэтому гидросиловое воздействие импульсов ограничивается приконтурной областью скважины размерами несколько ее диаметров. Исключения могут наблюдаться при наличии в пласте зон с аномальными акустическими характеристиками.

Правильный выбор длины скважины и частотных параметров генератора в ее устье позволяет добиться усиления амплитуды импульсов давления на забое скважины (в глубине пласта) и за счет этого согласовать распределение гидроимпульсного и горного давления по глубине скважины.

Непосредственный пересчет амплитуды импульсов давления, измеренных на стенде в трубе-имитаторе, в амплитуды импульсов давления на контуре скважины в угольном пласте производится с помощью коэффициента пересчета амплитуд «стенд – массив». Коэффициент зависит от нижних собственных частот массива и трубы-имитатора, а также от частот генератора. Достаточно точно спрогнозировать амплитуды импульсов давления генераторами негармонических колебаний на контуре скважины в угольном пласте возможно только этим методом.

Добиться высокой эффективности гидросиловой и частично горно-силовой разгрузки пласта можно только генераторами, допускающими регулировку в широких пределах частотных характеристик без существенного падения амплитуды импульсов. Это необходимо для согласования частотных характеристик генератора с изменчивой акустикой (собственными частотами) разных пластов. Очень желательно при этом разработать методики и средства измерения импульсов давления в натуральных условиях – на контуре скважины в угольном пласте.

По поводу влияния динамического гидрорыхления на эффективность горно-деформационной разгрузки пласта – ничего определенного утверждать нельзя. Отсутствует достаточная для достоверных оценок база данных по изменению упругих и фильтрационных характеристик пласта при нагнетании воды в динамическом режиме. Не исключено, что по мере накопления таких данных обнаружатся положительные эффекты и в этом направлении.

## РАЗДЕЛ 5

### ПЕРСПЕКТИВЫ ГИДРОРЫХЛЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

#### | 5.1 Обобщение опыта применения гидрорыхления

Идея нагнетания воды в угольные пласты впервые была реализована при забойке шпуров при взрывных работах [36]. Начиная с 30-х годов прошлого века, нагнетание воды стало широко применяться во всех угледобывающих странах Европы [37–39].

В Советском Союзе исследования относительно нагнетания воды в угольные пласты начались в МакНИИ в 1935 году, а с 1954 года увлажнение и дегазация стали применяться на шахтах Донбасса, Кузбасса, Карагандинского, Челябинского и других бассейнов [1, 88-96].

Обобщение опыта столь длительного периода применения гидрорыхления позволяет достаточно достоверно спрогнозировать тенденции его развития в ближайшем будущем.

Начнем с распределения применения гидрорыхления в проходческих и очистных забоях. Казалось бы, в количественном отношении гидрорыхление очистных забоев должно значительно опережать гидрорыхление проходческих забоев. Однако многолетняя практика показала, что это не так. Причина заключается в том, что трудоемкость гидрорыхления очистных забоев в разы больше, чем проходческих.

Очистные выработки обрабатываются шпурами, пробуренными ручным сверлом в лаве перпендикулярно линии очистного забоя. На тонких пластах это очень трудоемкий и низко производительный процесс. Попытки внедрить технологии гидрообработки пласта через длинные скважины, пробуренные по углю из подготовительных выработок, к настоящему времени практически сошли на нет.

Здесь мы сталкиваемся с парадоксальным, на первый взгляд, явлением – невозможностью пробурить длинную скважину в легко буримом угле мощным буровым станком.

Авторам неоднократно приходилось наблюдать картину зажима в скважине бурового инструмента станка НКР-100 МА (вес станка 420 кг, мощность электродвигателя 4,5 кВт) на 9÷11 метре скважины диаметром 75 мм.

Хотя в кровле пласта этим станком свободно бурились скважины длиной 60÷80 метров. При этом, использование для бурения этим станком бурового става под диаметр 42 мм сразу увеличивало длину скважины до 30÷40 м в том же пласте. Однако (по наблюдениям авторов) и длина скважины малого диаметра (42 мм) по углю редко превышала 50÷60 м, хотя в паспорте станка БЖ-45Э указана длина скважины до 100 м.

Такое положение с бурением «похоронило» увлажнение угольных пластов через длинные скважины еще на исходе прошлого века.

А что касается гидрорыхления, то даже если бы удалось решить проблему бурения длинных скважин по углю, это не привело бы к существенному снижению выбросоопасности (об этом подробнее сказано в 3 разделе).

Не удивительно, что к настоящему времени гидрорыхление очистного забоя применяется только в крайних случаях – либо на особо выбросоопасных пластах, либо эпизодически (при весьма неблагоприятном сейсмическом прогнозе). При этом доля таких крайних случаев систематически сокращается по двум причинам: во-первых, в свете сформировавшейся в последние годы устойчивой мировой тенденции снижения генерации электроэнергии угольными электростанциями у компаний снижается необходимость в разработке выбросоопасных пластов; во-вторых, увеличивается длина высокомеханизированных очистных забоев.

Со времен интенсивного освоения гидрорыхления типичная длина лавы в СНГ увеличилась ~ в 1,5 раза (с 200 до 300 м). Увеличение длины лавы ведет к сокращению циклов «нагрузка – разгрузка» вмещающих пород при передвижке механизированной крепи и увеличению временных интервалов между посадками кровли. И хотя подвигание забоя между посадками кровли остается тем же, увеличение временных интервалов способствует релаксации опасного горного давления. То есть увеличение длины лавы также способствует снижению вероятности возникновения выбросов на тех опасных пластах, которые еще остаются в разработке.

Сокращение потребности в разработке весьма выбросоопасных пластов и объемов проведения подготовительных выработок при отработке пласта длинными лавами сокращают потребность и в объемах гидрорыхления проходческих забоев.

Но низкая трудоемкость (за сутки нужно обработать всего 2 шпура) способствует сохранению актуальности гидрорыхления проходческих

забоев. Тем более, что пласты, угрожаемые по выбросам, допускают только эпизодическое, а не постоянное проведение этого мероприятия.

Достаточность проведения противовыбросных мероприятий на протяжении проходки 100÷200 м из общей протяженности выработки ~ 1200 м делает гидрорыхление, выполняемое двумя рабочими в ремонтную смену, вполне конкурентоспособным, в сравнении с альтернативой – сотрясательным взрыванием.

Исходя из проведенного анализа, можно утверждать, что в ближайшем будущем гидрорыхление будет применяться в проходческих забоях.

Кроме того, поскольку динамические технологии не вышли из стадии опытно-экспериментальных работ, следует ожидать, что и дальше гидрорыхление будет проводиться в традиционном статическом режиме.

Разумеется, категорически исключать появление и бурное распространение эффективных динамических технологий никак нельзя. Но современное состояние вопроса в этой области дает основания для консервативного прогноза – гидрорыхление будет применяться в основном в проходческих забоях и проводиться через шпуров длиной до 7 м в статическом режиме.

## | 5.2 Перспективные параметры гидрорыхления

### 5.2.1 Темп и давление нагнетания

Выбор перспективной области применения гидрорыхления – проходческие забои – влечет за собой и корректировку параметров процесса. В первую очередь это касается темпа нагнетания – показателя, определяющего длительность процесса.

Темп нагнетания  $Q$  (л/мин) связан с объемом воды, поданной в пласт  $V$  (л), и временем нагнетания  $t$  (мин) очевидной зависимостью:

$$Q = V / t. \quad (5.1)$$

В свою очередь, объем поданной в пласт воды  $V$  (м<sup>3</sup>) выражается через размеры зоны увлажнения – ширину  $C$  (м) и глубину  $L_c$  (м) (принимается, что она совпадает с длиной скважины) – широко используемой зависимостью:

$$V = \gamma h C L_c q, \text{ л}, \quad (5.2)$$

где  $\gamma$  – плотность угля, т/м<sup>3</sup>;  $h$  – мощность пласта, м;  $q$  – удельный расход воды, л/т.

Подставив (5.2) в (5.1), получим зависимость ширины обработанной полосы угля  $C$  от темпа нагнетания  $Q$  и времени обработки  $t$  (мин):

$$C = Q t / (\gamma h L_c q), \text{ м}, \quad (5.3)$$

Полученная формула вполне может быть использована для прогнозной оценки достаточного темпа нагнетания. Для других целей ее и распространенную формулу (5.2) нужно применять с большой осторожностью.

Формула (5.2) рассматривает увлажненную область как параллелепипед шириной  $C$ , высотой  $h$  и глубиной, равной длине скважины  $L_c$ . Такое представление мало соответствует коллекторским свойствам угольных пластов в призабойной зоне. Их проницаемость уменьшается в направлении от устья до забоя скважины. Поэтому в плоскости простираения пласта увлажненная зона имеет грушевидную форму, обращенную широкой частью к устью скважины.

Кроме того, хотя забой скважины и расположен в зоне низкой проницаемости, определенная часть воды фильтруется из него не только в стороны, но и дальше в глубину массива. Напомним, что оценка реальной формы и размеров фронта увлажнения может быть получена на основании представлений, изложенных в подразделе 2.3.

Помимо чисто геометрической погрешности, есть и более весомый фактор, влияющий на оценку ширины фронта фильтрации. Он связан с некоторой задержкой насыщения пласта влагой. Уголь «полностью» насыщается влагой не сразу после того, как до него дошел фронт нагнетания, а только через некоторое время. За время насыщения угля фронт перемещается дальше.

В разделе 3.3.1 в пояснении к графикам рисунка 3.9 (а) говорится, что влажность образца 40 x 40 x 40 мм через 1,5 часа насыщения при избыточном давлении 0,05 МПа выросла на 0,9 %, а еще через 3,25 часа – до 2 %.

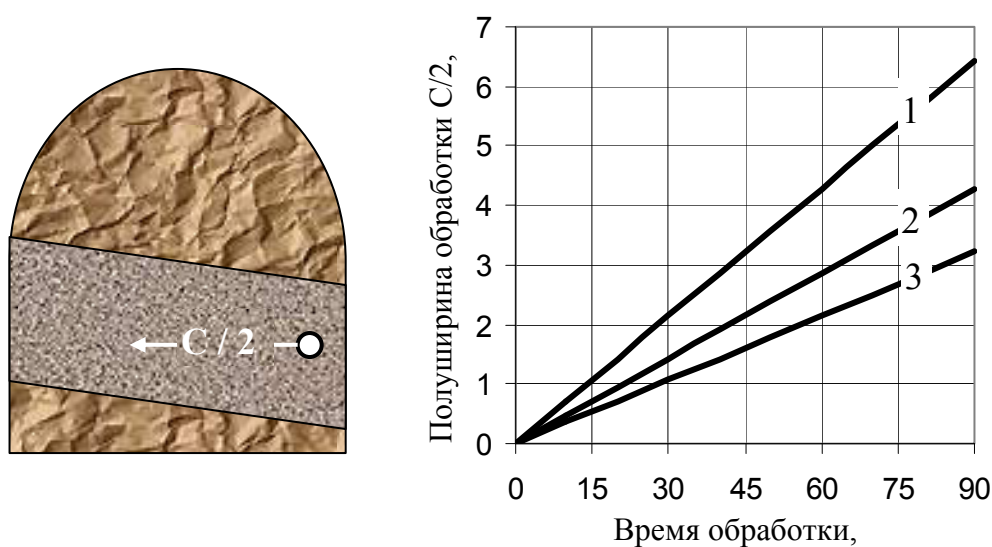
То есть для того, чтобы образец угля насытился влагой до нормативного значения 20 л/т (2 %), понадобилось почти 5 часов (правда при весьма малом давлении на контуре нагнетания 0,05 МПа).

Понятно, что при больших давлениях в скважине насыщение массива влагой произойдет гораздо быстрее, чем в нашем эксперименте.

Но все равно, насыщенность влагой всего объема увлажненного угля будет неравномерной: у скважины она будет больше, а на контуре – меньше. А максимальное насыщение влагой контура скважины ограничено началом деформационной разгрузки пласта.

Таким образом, использование формулы (5.3) дает заниженные значения ширины обработанной полосы угля. И она определяет темп нагнетания с запасом.

На рис. 5.1 представлена зависимость полуширины увлажненной зоны от времени обработки с темпом нагнетания 30 л/мин.



а) схема проходческого забоя

б) графики для  $C/2$

Рис. 5.1 – Зависимость полуширины обработанной зоны  $C/2$  от времени обработки с темпом нагнетания  $Q = 30$  л/мин пластов с удельным водопоглощением  $q = 20$  л/т, плотностью  $\gamma = 1,5$  т/м<sup>3</sup>, мощностью  $h$ :  
1 – 1 м; 2 – 1,5 м; 3 – 2 м

Сопоставим приведенные расчетные значения с наблюдениями авторами за гидрорыхлением в промышленных условиях. Так, авторам ни разу не встречались случаи гидрорыхления проходческих забоев с длительностью обработки одного шпура более 1 часа (в основном время нагнетания в один шпур не превышает 40 минут). Наблюдения велись на пластах мощностью 0,8–1,2 м. Темп нагнетания колебался от 20 л/мин до 40 л/мин.

По графику рисунка 5.1 (б) полуширина увлажненной полосы для этих условий составляет  $\sim 3$  м. Правда длина скважин в наших наблюдениях была меньшей (4÷6 м). Но в целом проведенный расчет неплохо



согласуется с натурными наблюдениями. Исходя из графика, даже для пласта двухметровой мощности нагнетание с темпом 30 л/мин позволяет за 1,5 часа (90 мин) пропитать пласт на расстояние 3 м от скважины. А обработка двух шпуров позволяет надежно пропитать пласт по всей ширине проходческого забоя и обеспечить зону законтурного увлажнения в соответствии с требованиями нормативных документов. При этом оценка проведена «с запасом»: во-первых, как говорилось выше, за счет заниженной ширины увлажненной полосы; во-вторых, за счет получасового запаса по допустимому времени обработки одного шпура. Даже ее 2-х часовая длительность позволяет обработать 2 шпура за одну ремонтную смену с учетом затрат 1 часа времени на бурение, герметизацию и разгерметизацию каждого шпура.

Из сказанного следует вывод, что темп нагнетания 30 л/мин вполне обеспечивает потребности гидрорыхления пластов мощностью до 2 м как в настоящее время, так и в перспективе.

Горнотехническая оценка максимального давления нагнетания для выбора параметров насосной установки проведена в подразделе 3.1 (формула (3.46) и рисунок 3.5). Оно составляет 45 МПа без учета потерь в герметизаторе скважины и напорной гидравлической магистрали.

### 5.2.2 Параметры скважины

Длина скважины  $L_c$  и глубина ее герметизации  $L_2$  (рис. 5.2) для перспективных проходческих забоев останутся прежними  $L_c = 5 \div 7$  м;  $L_2 = 3 \div 5$  м.

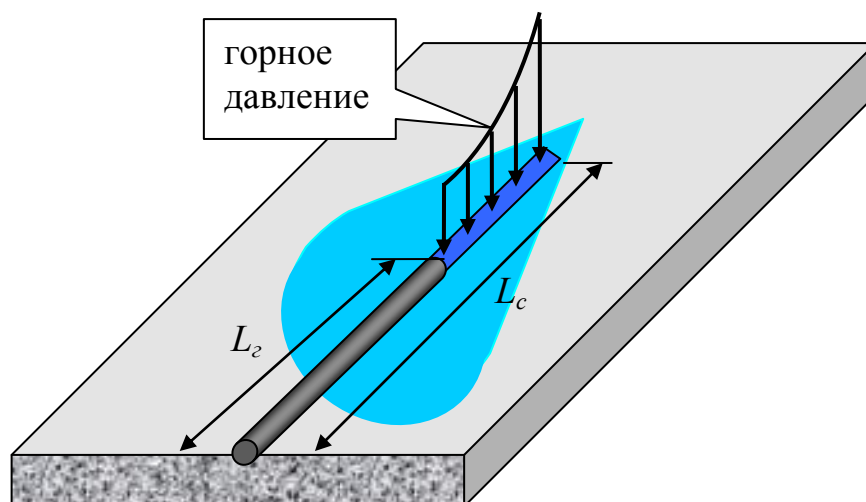


Рис. 5.2 – Форма увлажненной зоны для стандартной скважины

В настоящее время скважины гидрорыхления в проходческих забоях бурятся ручным сверлом и поэтому имеют примерно постоянный диаметр 43÷45 мм, определяемый диаметром бурового резца ~ 42 мм, который позволяет пробурить скважину длиной ~ 7 м ручными усилиями двух рабочих.

Если учесть, что горное давление распределяется вдоль оси скважины неравномерно, увеличиваясь от ее устья к забою, а проницаемость падает в том же направлении, то понятно, что контур увлажнения в плоскости простирания пласта имеет грушевидную форму, изображенную на рис. 5.2. Этот вопрос исследован в подразделе 2.3.1.

С технологической точки зрения меньшая ширина увлажненной полосы у забоя скважины невыгодна. Из-за этого и горно-силовая, и горно-деформационная разгрузка пласта на глубине забоя скважины выражена не так интенсивно, как могла бы, если бы ширина увлажнения у забоя скважины была увеличена.

В перспективе увеличить ширину зоны увлажнения на глубине забоя скважины можно гидрорыхлением в динамическом режиме с фокусировкой амплитуды импульсов давления на забое скважины (подраздел 4.3; рис. 4.5, а). Но в настоящее время отсутствуют работоспособные апробированные генераторы колебаний с нужными параметрами.

А при статическом нагнетании можно попробовать расширение забойной части скважины. Схема скважины представлена на рис. 5.3.

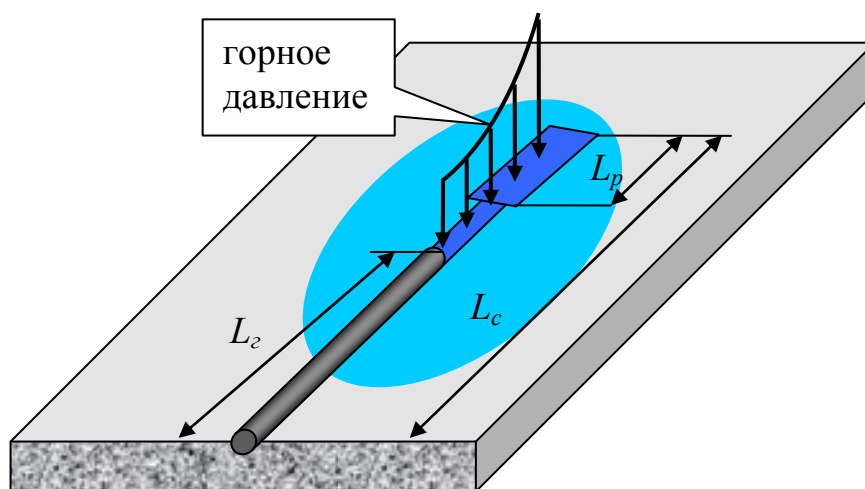


Рис. 5.3 – Форма увлажненной зоны для скважины с расширением

При одном и том же давлении в обеих частях скважины скорость фильтрации из расширения несколько выше за счет ее увеличенной

площади. Эта разница в скоростях фильтрации до некоторой степени компенсирует более низкую проницаемость массива на контуре расширенной части скважины. Заниматься подробными расчетами фильтрации из ступенчатой скважины, наверное, преждевременно. Но перспектива такого метода существует.

На уровне патентов известно достаточно много конструкций механического расширения скважин. Авторы не располагают достаточной информацией об их работоспособности при бурении скважин малого диаметра по углю.

Еще одним вариантом является расширение скважины устройствами для вымывания полостей в угле, иногда применявшимися для снижения выбросоопасности. Одно из таких устройств, разработанное в ИГТМ НАН Украины, было апробировано в промышленных условиях для размыва полостей при вскрытии угольных пластов. Ниже приводится его краткое описание.

Способ вскрытия угольных пластов с предварительным гидровыванием применяется на выбросоопасных пластах, имеющих мягкие пачки с коэффициентом крепости  $f \leq 1$  и боковые породы не ниже средней устойчивости.

При вскрытии с помощью гидровывания угольных пластов тонких и средней мощности впереди забоя квершлага создается полость, контур которой выходит на 1,5 м за проекцию на пласт сечения этого квершлага. Гидровывание осуществляется 3–9 скважинами диаметром 105–200 мм в зависимости от сечения выработки и принятой технологии гидровывания. Его осуществляют специальной передвижной насосной установкой при давлении воды у насадки 4–7 МПа, расходе не менее  $18 \text{ м}^3/\text{ч}$  и диаметре насадки 6–10 мм [1, 21, 79].

Размыв угольного массива посредством скважин осуществляют первоначально одноструйными насадками, а затем при необходимости полость расширяют до требуемого диаметра двух-, трехструйными насадками. Эффективность применения способа контролируют по изменению снижения давления газа в контрольных скважинах. Причем безопасный уровень давления газа в пласте после выполнения способа должен быть меньше 0,4 МПа [1].

В случае применения этого способа для вскрытия пластов средней прочности и монолитных, ненарушенных трещиноватостью,

гидровывывание полости значительно удлиняется во времени, а в некоторых случаях становится просто невозможным.

Поэтому ИГТМ НАН Украины совместно с МакНИИ предложено усовершенствование способа, направленное на повышение производительности выполнения мероприятия, заключающееся в том, что гидравлическое воздействие на угольный массив в скважинах осуществляют пульсирующими и вращающимися вокруг своей оси струями жидкости.

Для повышения эффективности гидроразрушения угля рекомендуется на забой скважины воздействовать передовой струей, а на боковую ее поверхность – одновременно, по меньшей мере двумя рядами струй жидкости. При этом, как показывает опыт, наиболее целесообразно боковую поверхность и забой скважины омыwać струями жидкости равномерно по всей площади.

Для повышения эффективности применения гидромероприятий при ведении горных работ принципиальное значение имеют вопросы создания новых, более прогрессивных и экономически целесообразных насадок, формирующих струи жидкости в скважинах.

В связи с этим в ИГТМ НАН Украины разработано самовращающееся устройство, предусмотренное для скважинного гидроразмыва полостей в угольном массиве пульсирующими струями жидкости [71].

Данное устройство (рис. 5.4) содержит в себе трубопровод 1, подводящий жидкость, переходник 2, полый корпус 3, выполненный в виде тела вращения с выходным отверстием в торце 9. На корпусе 3 с помощью втулки 4 установлен конический коллектор 5. Корпус и коллектор образуют между собой подшипник скольжения. В корпусе предусмотрены (не менее двух–трех) ряды сквозных радиальных отверстий 10 (по восемь в каждом ряду), представляющие собой конические расходящиеся отверстия. В коллекторе 5 имеется столько же рядов сопел 7, наклоненных в одну сторону (по четыре сопла в каждом ряду), причем два из них смещены соосно на половину диаметра входного отверстия сопла 7. Большее число отверстий в корпусе и смещение двух сопел выполнены для того, чтобы в каждый момент времени было открыто не менее двух отверстий в каждом ряду корпуса.

Угол наклона сопел 7 к секущей поверхности плоскости, проходящей через центр окружности коллектора и центр входного отверстия сопла, составляет от  $25^\circ$  до  $50^\circ$ . Сопла представляют собой конические

сходящиеся отверстия с углом конусности около  $13^\circ$ . По центральной оси корпус заканчивается коническим отверстием 9, а коллектор – отверстием 8 с аналогичной конусностью.

На выходе из отверстия 8 может быть установлен генератор колебаний давления жидкости. Отверстия 10 корпуса и сопла 7 коллектора могут располагаться по винтовой образующей в шахматном порядке параллельными рядами и т.д.

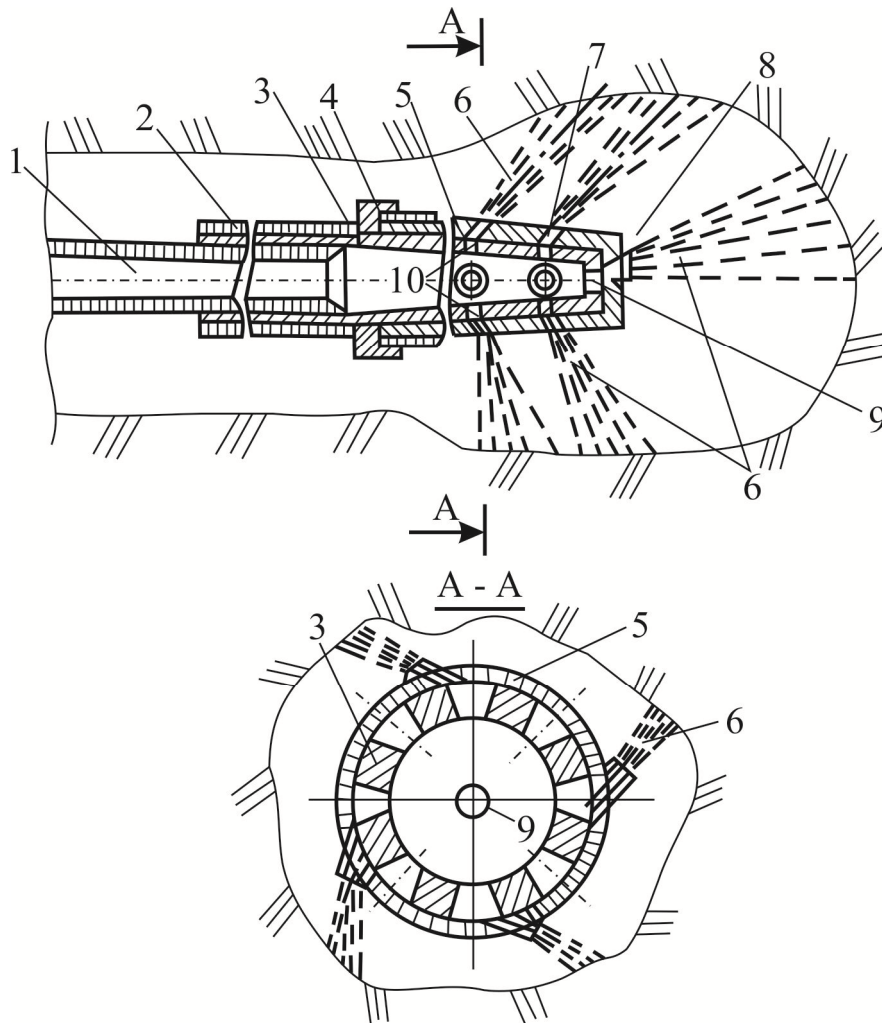


Рис. 5.4 – Схема скважинного устройства для размыва полостей в массиве через скважину

При подаче жидкости от насосной установки по трубопроводу 1 она поступает в полость корпуса 3. Оттуда, через боковые 10 и центральное 9 отверстия жидкость поступает в сопла 7 и торцевое отверстие коллектора 8. При этом, под воздействием струи жидкости на наклонную боковую поверхность сопел коллектора и за счет реактивных сил струй, выходящих

из сопел, коллектор проворачивается, перекрывая одни и открывая другие отверстия в корпусе устройства. Поэтому выход жидкости из устройства носит импульсный характер и позволяет попеременно воздействовать на стенки и забой скважины.

Для уменьшения вероятности «заштыбовки» устройства в скважине и облегчения его последующего извлечения корпус с коллектором имеет коническую форму. Жидкость, неизбежно попадая между корпусом и коллектором в местах их сопряжений, выступает в качестве смазки, улучшая скольжение коллектора по корпусу.

При воздействии струй жидкости на массив в струе происходит резкое повышение давления. Кроме этого, в массиве распространяется ударная волна, которая отражается волной разряжения от имеющихся внутри массива неоднородностей, а также от обнаженной поверхности. Это в целом приводит к появлению растягивающих напряжений, в результате которых уголь дополнительно отрывается от поверхности массива в полость скважины.

Растягивающие напряжения могут возникать и при отражении ударных волн от границ контакта в системе «угольный пласт – породы кровли и почвы». Это обстоятельство диктует необходимость задания соответствующего направления пульсирующим струям жидкости, которое можно определять, например, по образованию отраженных волн на контакте пород кровли и почвы пласта.

При растекании струи жидкости по неровной поверхности угольного массива в размываемой полости за выступами угля, как правило, возникают зоны пониженного давления, учитывая, что скорость растекания струи жидкости может намного превышать скорость удара. В результате в момент действия пульсирующих струй жидкости на стенки размываемой полости будет происходить отрыв кусочков угля, который сопровождается локальными микроударами, способствующими существенной интенсификации процесса разрушения угля.

Кроме того, способствовать разрушению будет имеющий место эффект «гидравлического клина». Жидкость при действии струи на стенки полости под большим давлением проникает в трещины и откалывает таким образом частицы угля. Эксперименты показали, что минимальная энергоемкость разрушения (для угля она составляет порядка 7–8 МДж/м<sup>3</sup>)

соответствует периоду воздействия, когда давление пульсирующей струи превышает прочность угля не менее чем в 10–15 раз.

Помимо отмеченных закономерностей, следует учитывать проявление усталостных эффектов в угольном массиве.

Таким образом, для повышения эффективности предлагаемого устройства его пульсирующие струи следует ориентировать так, чтобы максимально способствовать отрыву потока растекающейся жидкости непосредственно от массива и образованию в нем (потоке) каверн, а также максимально использовать эффект «гидравлического клина», то есть, чтобы давление в струе жидкости, воздействующей на массив, существенно превышало его прочность.

С целью дальнейшего усовершенствования конструкций насадок для размыва скважин струями жидкости в ИГТМ НАН Украины разработано и изготовлено гидроимпульсное устройство, предусматривающее повышение КПД его работы за счет уменьшения сил трения в узлах и существенного повышения технологичности изготовления [79].

Устройство имеет следующие технологические параметры: расход жидкости 10–15 м<sup>3</sup>/ч; давление 6–8 МПа; диаметр скважины 105 мм.

Конструкция устройства (рис. 5.5) состоит из полого корпуса 1 и самовращающегося коллектора 2, имеющего четыре поперечных сопла 7 в три ряда. Четыре сопла в каждом ряду тела коллектора по своему местоположению соответствуют восьми коническим отверстиям 8 в ряду полого статора 3. Втулка 11 формирует центральную струю с помощью торцевого сопла 10. Переходник 4 предназначен для соединения трубопроводов, подающих жидкость, с рассматриваемым устройством, а втулочное соединение 5, 6 предусмотрено для уменьшения сил трения при вращении коллектора 2 относительно статора 3, а также нейтрализации реакции от действия центральной струи, формируемой в отверстии 9.

При работе устройства жидкость под давлением поступает в полость статора, а затем через центральное и боковые отверстия – в сопла, и в пульсирующем режиме воздействует на размываемый угольный массив.

Параметры описанного устройства явно избыточны для расширения скважины гидрорыхления с диаметра 42÷45 мм до диаметра ~ 70 мм на интервале ее длины ~ 1 м. Расход воды для расширения скважины будет раз в 10 меньше, чем для гидровывывания. Понятно, что и диаметр

устройства должен быть в 3 раза меньше. Но сам принцип представляется вполне работоспособным.

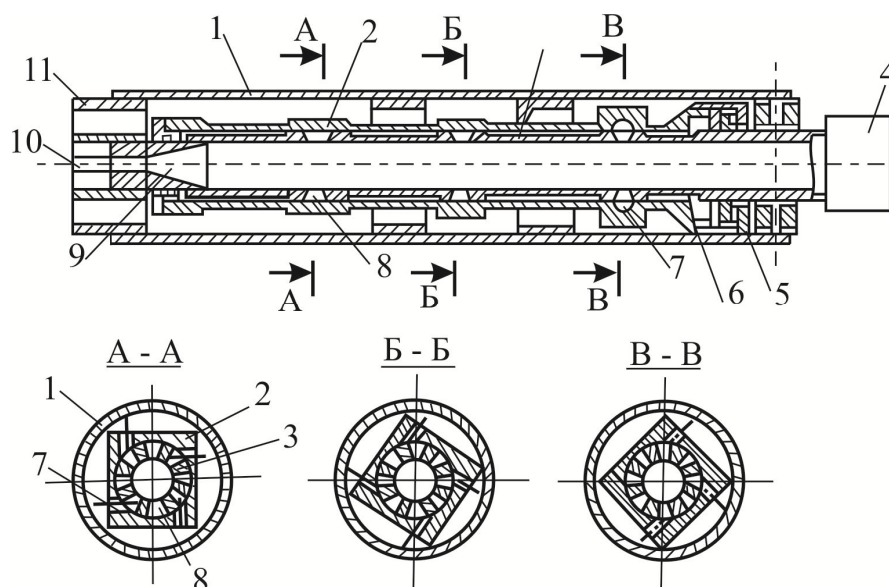


Рис. 5.5 – Схема скважинного самовращающегося устройства

Перспектива применения гидрорасширителя скважины зависит, во-первых, от затрат времени на эту операцию, и, во-вторых, от пропускной способности дренажной системы подготовительной выработки (чтобы не допустить ее обводнения в результате применения гидрорасширителя).

Возможно, для расширения скважины более эффективной окажется какая-то механическая конструкция, но сама идея расширения забойной части скважины представляется перспективной.

### 5.3 Средства герметизации нагнетательных скважин при подаче жидкости в пласт

Для эффективной гидрообработки призабойной части угольного массива необходим комплекс гидрооборудования, состоящий из высоконапорного насоса, водопровода для передачи жидкости под высоким давлением, контрольно-измерительной аппаратуры и устройств герметизации скважин при нагнетании жидкости в пласт.

Элементом этого комплекса, лидирующим по производственным «неприятностям» в виде отказов при выполнении процесса гидравлической обработки угольного массива, являются герметизирующие устройства (гидравлические затворы).



Начиная с шестидесятих годов прошлого века, на угольных шахтах СССР применялась масса гидрозатворов различного принципа действия и конструкции: ГУ-3, ПермНИУИ, АНВ-1, ГА, АГ-4, ГАМ, ГАС-45 (ГШ-16), ГАС-60 (ГШ-25). Большинство этих гидрозатворов отечественной конструкции пригодны для нагнетания жидкости в пласт при давлении, не превышающем 20 МПа; рассчитаны, в основном, на скважины диаметром 42–45 мм и имеют массу от 2 до 18 кг.

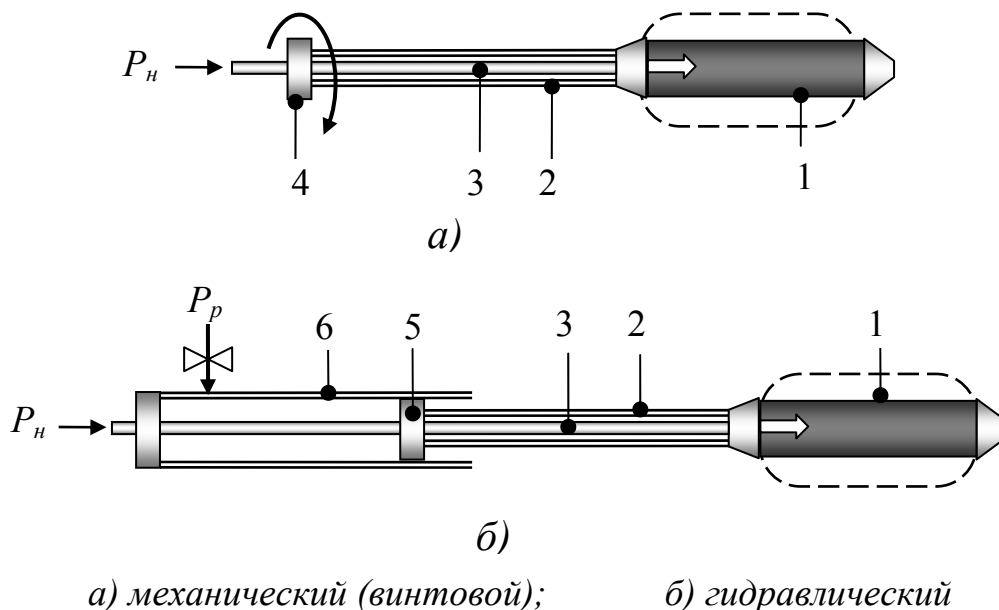
Анализ опыта их эксплуатации позволяет выявить наиболее актуальные проблемы и оценить перспективные направления развития герметизаторов.

Работа всех известных извлекаемых герметизаторов основана на двух основных принципах герметизации скважины:

– осевого сжатия упруго-уплотняющего элемента (обычно резина), которое приводит к радиальному расширению (распору) уплотнителя до плотного контакта со стенками скважины – распорные герметизаторы;

– радиальное расширение упруго-уплотняющего элемента осуществляется нагнетанием жидкости или наддувом газа в замкнутый объем под ним до плотного контакта со стенками скважины – надувные герметизаторы.

В распорных гидрозатворах уплотнительные манжеты распираются с помощью винтового устройства (рис. 5.6, а) или гидравлического цилиндра (рис. 5.6, б).



а) механический (винтовой); б) гидравлический

Рис. 5.6 – Схемы распорных герметизаторов:

1 – распорный элемент (резиновый); 2 – втулка; 3 – шток; 4 – гайка;  
5 – шток гидроцилиндра; 6 – корпус гидроцилиндра

Механические гидрозатворы просты и надежны в процессе их применения на шахтах. Однако, ручное вращение гайки осевого перемещения 4 ограничивает ее ход по штоку 3 по эргономическим соображениям – тяжело долго вращать гайку с большим усилием. А короткий ход сжатия не дает возможности использовать распорный элемент 1 большой длины.

Обозначим начальную длину распорного элемента символом  $l$ , его диаметр –  $d$ , а диаметр скважины –  $D$ . Тогда можно записать условие равенства объема распорного элемента в свободном и сжатом состоянии в виде:

$$\pi l d^2 / 4 = \pi (l - \Delta l) D^2 / 4,$$

где  $\Delta l$  – сокращение длины распорного элемента в расширенном состоянии.

Выражая из него величину  $\Delta l$ , получим для  $d = 40$  мм и  $D = 45$  мм:

$$\Delta l = l (1 - d^2 / D^2) \approx 0,2l. \quad (5.4)$$

При длине распорного элемента  $l = 1$  м ход гайки по штоку  $\Delta l$  составит 20 см. Понятно, что крутить гайку с большим усилием на длину 20 см вручную нереально (долго и трудно). Поэтому, в настоящее время простые и надежные винтовые герметизаторы (ЗГ-1) с длиной распорного элемента ~ 20 см применяются только для прогноза газовыделения.

Главный недостаток винтовых распорных герметизаторов проявляется гораздо меньше в гидравлических распорных герметизаторах (рис. 5.6, б). В них сжатие распорной втулки осуществляется гидравлическим цилиндром б под давлением воды.

Ход штока 5 гидроцилиндра длиной 20 см – не проблема, поэтому распорная втулка длиной 1 м может нормально применяться в гидравлических распорных герметизаторах.

На рис. 5.6 (б) показан вариант с выносным гидроцилиндром. Корпус гидроцилиндра не входит в скважину. Это позволяет осуществить распор за счет подачи воды под давлением от насосной установки до начала нагнетания. После герметизации скважины напорный шланг отсоединяется от гидроцилиндра б, присоединяется к штоку 3 герметизатора, и начинается нагнетание.

Для компенсации возможных капельных утечек воды из гидроцилиндра, которые могут привести к ослаблению распора распорной

штулки, шток герметизатора 3 в полости гидроцилиндра 6 может быть оснащен кольцевым клапаном.

Этот вариант гидравлического распорного герметизатора обладает важным полезным свойством – для создания и поддержания распора ему не нужно избыточное давление, превышающее давление нагнетания в скважину. Поэтому отпадает необходимость в установке подпорного клапана между штоком герметизатора и фильтрующей камерой скважины, которым оснащаются герметизаторы всех других типов.

Отсутствие подпорного клапана устраняет элемент искажения гидравлических импульсов при динамическом гидрорыхлении. Это сохраняет определенную перспективу использования гидравлического распорного герметизатора с выносным гидроцилиндром в будущем, когда могут быть созданы эффективные генераторы гидравлических импульсов.

Стендовые испытания такого типа герметизаторов, оснащенных двумя распорными штулками длиной 0,5 м каждая, расположенных на штоке 3 на расстоянии 1 м друг от друга в комплекте с кавитационным генератором, проводившиеся с участием авторов, показали хорошую работоспособность всех элементов.

Однако, при обычном статическом гидрорыхлении выносной гидроцилиндр уступил место гидроцилиндру, размещенному в скважине. Он имеет меньшую массу и общую длину, что позволяет увеличить глубину герметизации за счет использования трубы, досылающей герметизатор в скважину.

Немаловажной особенностью эффективной работы герметизатора являются параметры и тип материала, используемого при изготовлении герметизирующих элементов (уплотнителей). Результаты таких исследований приведены в работе [78, 79], где на лабораторном стенде были испытаны 42 образца герметизирующих элементов диаметром 40 мм, изготовленных из семи марок резиновой смеси (УА-1; У-2К; 3909; 8ЛТИ; 62-52; КР-125; Кз 109-13р). Длина герметизирующих образцов в каждой группе из шести штук изменялась от 45 до 145 мм (через 20 мм), а их испытания проводили в макете скважины при изменениях давления масла в системе от 0 до 14 МПа.

В результате проведения эксперимента [88] установлено, что при длине герметизирующего элемента 145 мм и 125 мм (независимо от марки резиновой смеси) распорные усилия максимальны на концах элемента

и минимальны в средней части. При длине герметизирующих элементов 85 мм и диаметре 41–45 мм они более или менее равномерно нагружены по всей длине, а при сокращении длины элемента наибольшие усилия возникают в его середине.

При диаметре экспериментального шпура 47–51 мм длина равномерно герметизирующего элемента составляет уже 100–105 мм. При этом наибольшая неравномерность распределения интенсивности распорных усилий по длине герметизирующего элемента проявляется при его изготовлении из наиболее жёсткой резины УА-1, а наименьшая – из резины 8ЛТИ.

Шахтный опыт использования герметизирующих элементов позволил установить следующее. Срок службы герметизирующих элементов длиной 175 мм из резины 8ЛТИ в 1,4 раза превышает срок службы уплотнителей, изготовленных из резины КР-125. При длине уплотнителей 90 мм из резиновой смеси 8ЛТИ гидрозатворы не заклинивались, а уплотнители изнашивались значительно равномернее.

Но все же, недостаток всех гидравлических герметизаторов распорного типа – относительно небольшая длина сплошной герметизации скважины – полностью неустраняем. Увеличение суммарной длины распорных элементов до 3–5 м приводит к усложнению общей конструкции за счет необходимости делать ее составной (из отрезков 1–2 м). А увеличение хода размещенного в скважине гидроцилиндра до 0,6–1 м при его малом наружном диаметре (~ 38 мм) и посадке на шток герметизатора 3 приведет к ненадежной работе его сальниковых уплотнений и заклиниваниям при снятии давления распора.

Поэтому в настоящее время повсеместное распространение получили надувные герметизаторы на основе упруго расширяющихся резиновых рукавов, армированных одним или несколькими слоями капронового или металлического корда 4 (рис. 5.7).

Эти герметизаторы имеют достаточно простую конструкцию, они надежны в работе, у них нет сальниковых уплотнений и движущихся узлов.

Герметизация шпуров и скважин при использовании таких герметизаторов осуществляется самим рукавом при его расширении от имеющегося в нем подпора нагнетаемой жидкости, создаваемого подпорным шариковым клапаном 6 или калиброванным дросселирующим отверстием, которые располагаются в торце гидрозатвора.

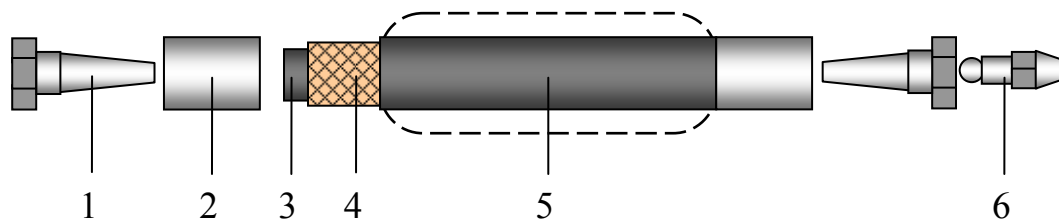


Рис. 5.7 – Схема надувного герметизатора:

1 – втулка; 2 – обойма; 3 – внутренний резиновый слой; 4 – металлический корд;  
5 – внешний резиновый слой; 6 – подпорный пружинный шариковый клапан

Этот тип герметизаторов состоит из упругого уплотнительного элемента в виде упруго расширяющегося рукава, разборной концевой арматуры 1, 2 и клапана 6 (рис. 5.7). В комплект герметизатора также входят удлинители, предназначенные для досылки герметизатора в скважину на глубину необходимой герметизации.

Упруго расширяющийся рукав (рис. 5.7) состоит из внутреннего резинового канала 3 двухслойного силового каркаса 4, изготовленного из стальных тросиков, уложенных под определенным углом, при котором рукав приобретает способность расширяться под действием распора и наружного резинового слоя 5, которыми рукав прижимается к стенкам скважины по всей длине и герметизирует ее.

При подаче напорной жидкости в герметизаторе возникает давление предварительного распора (герметизации скважины), соответствующее настройке клапана 6, равное 6–7,5 МПа. Такое давление увеличивает диаметр упруго расширяющегося рукава на наиболее возможную величину.

Регулирование сопротивления (срабатывания) клапана обеспечивает различное усилие первоначального расширения гидрозатвора. Движение расширения прекращается, когда рукав окончательно жестко прижмется к стенкам скважины и надежно загерметизирует ее. При дальнейшем повышении давления нагнетания жидкости (более 7,5 МПа) открывается клапан 6, и жидкость начинает поступать в скважину, увлажняя уголь.

Благодаря такой конструкции клапана у герметизатора давление жидкости в самом герметизаторе превышает давление в скважине в процессе всего цикла нагнетания. Это превышение давления поддерживается примерно на одном уровне за счет удержания клапана в открытом положении статическим напором нагнетаемой жидкости, который компенсирует

усилие сжатия подпорной пружины шарика. Таким же образом поддерживается давление осевого сжатия ранее рассмотренных гидравлических распорных герметизаторов с гидроцилиндром, размещенным в скважине.

Из зарубежных конструкций широкое распространение получили гидрозатворы типа «Хельтер», «Гесбо» (ФРГ) и «Таурус» (Венгрия.) В последнее время появились гидрозатворы формы «Петрометалик» (Франция) типа «RIMAR-4», подобные известной конструкции «Таурус». В СССР производились гидрозатворы типа ГАС.

Для практических расчетов гидрозатворов из упруго расширяющихся рукавов (конструкции типа фирмы «Таурус») В. В. Ивашиным [88] предложены расчетная зависимость по определению максимального перемещения стенки герметизирующего элемента у места его зажима:

$$\bar{y}_{\max} = 1,044 \frac{P_{\text{ж}} r_{\text{рук}}^2}{E_{\text{м.у}} h_{\text{рук}}}, \quad (5.5)$$

где  $P_{\text{ж}}$  – давление нагнетаемой жидкости;  $r_{\text{рук}}$  – радиус средней линии рукава;  $E_{\text{м.у}}$  – модуль упругости материала уплотнительного рукава;  $h_{\text{рук}}$  – толщина стенки уплотнительного рукава.

В 1976 году в условиях шахт ПО «Донецкуголь» были испытаны опытные образцы герметизаторов скважин диаметром 45 мм, разработанных и изготовленных НИИРП и ДГУМ.

Технико-эксплуатационные данные гидрозатворов из упруго расширяющихся рукавов, установленные на основе опыта их эксплуатации в шахтных условиях и при лабораторных исследованиях, приведены в табл. 5.1.

Данные табл. 5.1 свидетельствуют о том, что гидрозатворы типа «Хельтер» или подобных типов «Таурус» и «RIMAR-4» по своим техническим данным удовлетворяют требованиям, предъявляемым не только к действующим, но и к перспективным параметрам гидрорыхления угольных пластов в статическом режиме нагнетания жидкости. При испытаниях герметизатор прочно закрепляется в скважине и надежно герметизирует ее на заданной глубине. Не зафиксировано ни одного случая отрыва заделок или отказа в работе клапана.

А для иллюстрации типичных технологических проблем, возникающих с эксплуатацией надувных герметизаторов, приведем результаты широких

испытаний опытных образцов отечественных герметизаторов, разработанных НИИРП и ДГУМ, на трех шахтах ПО «Донецкуголь»: им. газеты «Социалистический Донбасс», им. Калинина и «Кировская» [79]. По устройству и принципу действия опытные образцы герметизаторов не имеют существенных принципиальных отличий от широко известных в Донбассе и ранее рассмотренных герметизаторов типа «Хельтер» и «Таурус».

Таблица 5.1 – Основные технические характеристики гидрозатворов

Показатель	Тип гидрозатвора				
	ГАС-45 (ГШ-16)	ГАС-60 (ГШ-25)	Фирмы «Гесбо»	«Хельтер» («Таурус»)	НИИРП и ДГУМ*
Диаметр, мм					
наружный	35	45	39	39	42
внутренний	16	25	14	22	22
максимальный	65	70	60	52	54
Давление разрыва, МПа	12,5	10,0	20,0	<b>65,0</b>	35–53
Пропускная способность, л/мин	60–65	60–65	65–75	95	–
Расчетное количество нагнетаний, шт.	1–5	1–5	100–200	200–300	–
Расчетный ресурс, ч	2–8	2–8	150–300	300–450	–

\* Примечание: НИИРП – Научно-исследовательский институт резиновой промышленности; ДГУМ — Донгипроуглемаш.

На шахте им. газеты «Социалистический Донбасс» герметизаторы испытывались в четвертой восточной лаве выбросоопасного угольного пласта  $h_{10}$  «Ливенский» мощностью 1,3–1,4 м с углом падения  $5^\circ$ . В лаве длиной 330 м при испытаниях работал выемочный комплекс КМ-87 с двумя комбайнами 2К-52 при их среднесуточной добыче около 1000 т и суточным подвиганием забоя 1,2–1,5 м. Методикой испытаний предусматривался удельный расход жидкости 10–20 л/т.

На шахте им. Калинина герметизаторы применялись в третьей, второй восточных и второй западной лавах длиной по 100 м и 300 м на выбросоопасном пласте  $h_{10}$  «Ливенский». В лавах работал комбайн 1К-101 с индивидуальной крепью и комплексы КМ-87 с комбайнами 1К-101. Скважины бурились ручными электросверлами СЭР-19Д. Удельный расход

жидкости при нагнетании составлял 20 л/т при 6–7 циклах нагнетания в смену.

На шахте «Кировская» герметизаторы испытывали в 24-й восточной и первой западной лавах длиной 120 м и 185 м на выбросоопасном пласте  $h_7$  «Смоляниновский». В лавах работали комбайны 1К-101 в комплекте с крепями «Спутник» при среднесуточном подвигании забоя 1,6 м. Порядок использования герметизатора при испытаниях был следующий. Герметизатор вводился в предварительно прочищенную от угольного штыба скважину и при включении насосной установки за счет саморасширения рукава герметизировал ее. После окончания цикла нагнетания в пласт жидкости насосная установка выключалась, и жидкость из герметизатора сбрасывалась (при этом давление жидкости в герметизаторе падало до нуля). Герметизатор принимал свои первоначальные размеры и самостоятельно выбрасывался из скважины или извлекался из скважины вручную.

Однако в процессе проведения испытаний нередко фиксировались случаи зажатия герметизаторов в скважинах. Извлечение зажатых герметизаторов довольно часто приводило к их повреждению, а в некоторых случаях их извлечение оказывалось невозможным без разрушения конструкции герметизатора.

К основному недостатку гидрозатворов этого типа следует отнести их трудное извлечение из шпуров и скважин (особенно после гидрорыхления в зонах перемятых выбросоопасных угольных пластов).

Практикой установлено, что в равных горно-геологических условиях короткие герметизаторы значительно чаще зажимаются в скважинах и имеют соответственно гораздо меньшую долговечность, чем длинные.

Основная причина зажатия герметизатора в скважине – неупругая деформация ее контура силами горного давления. Неупругие деформации контура скважины с течением времени (~ сутки) часто наблюдается даже при отсутствии какого-либо воздействия на нее. В теоретическом плане они рассмотрены в подразделе 3.1, где сделан вывод о том, что контур скважины находится в предельном напряженном состоянии, начиная с расстояния  $\sim 2$  м от ее устья при глубинах залегания пластов 500 м и выше.

А во время увлажнения угля его условный предел текучести снижается, податливость увеличивается, и деформация контура скважины



происходит гораздо быстрее – в течение длительности процесса гидрорыхления. Причем в неупругое состояние переходит и тот первый интервал скважины (~ 2 м от устья), который до увлажнения еще находился в упругом состоянии. Таким образом, зажатие герметизаторов в скважине – это проявление изменения физико-механических свойств пласта в результате его насыщения влагой.

Полностью ликвидировать зажатие герметизатора в скважинах, по-видимому, невозможно. Как показывает практика, оптимальной длиной герметизатора будет длина, равная глубине герметизации. При этом вероятность зажатия уменьшается, поскольку герметизатор, находящийся в скважине, является своеобразной сплошной крепью контура скважины, противодействующей его деформациям. Если пауза между окончанием гидрорыхления со сбросом давления и извлечением герметизатора минимальна, то его извлечение не требует чрезмерных усилий (разумеется, если за это время не произойдет зажима самого рукава на большой длине).

А при испытаниях опытных герметизаторов, длина которых была меньше участка герметизации, основную негативную роль играет свободная неупругая деформация контура скважины между герметизатором и устьем скважины. Через этот деформированный участок необходимо протащить весь герметизатор. Кроме того, зажатие во время гидрорыхления могла подвергнуться стальная обойма 2 (рис. 5.7), расположенная со стороны устья скважины. Поэтому, укороченные герметизаторы чаще выходили из строя, чем аналогичные герметизаторы длиной 5 м.

В процессе испытаний была предпринята попытка увеличения длины испытываемых герметизаторов путем соединения и установки в одну скважину 2–3 коротких отрезков. В этом случае свободные неупругие деформации во время гидрорыхления возникали уже на 2–3 участках стыков герметизаторов; зажатие подвергались 4–5 обойм. И герметизаторы извлекались с еще большими трудностями и затратами времени, и еще чаще повреждались.

Деформация контура скважины из-за увеличения податливости увлажненного угля – основная, но не единственная причина зажима герметизаторов. Гибкие шланги высокого давления, соединяющие короткий герметизатор, заглубленный в скважину, вибрируют под действием пульсирующего потока нагнетаемой под давлением жидкости, и вибрируя, ударяются о стенки скважины и частично их разрушают.

При практическом применении гидрозатворов небольшой длины с целью исключения этих повреждений предложено использование жестких удлинителей. В качестве удлинителя обычно используют металлические высоконапорные трубы с внутренним (20–22 мм) и внешним (не более 35 мм) диаметром в виде секций длиной 1,5 м. Жесткие металлические удлинители не вибрируют при прохождении по ним потока жидкости и могут передавать довольно значительные усилия.

Свою лепту вносят также небольшой зазор между рукавом и стенками скважины, ее прямолинейность, засорение буровой мелочью и штыбом, а также высыпание со стенок в процессе подачи герметизатора в скважину.

Ущерб от зажатия герметизаторов в скважине при гидрорыхлении очистных забоев можно оценить на примере шахты им. 60-летия Советской Украины ПО «Донецкуголь», где отрабатывался особо выбросоопасный угольный пласт  $h_8$  «Прасковиевский». В условиях второй и пятой восточных и второй западной лав этой шахты пласт отрабатывался с применением в качестве противовыбросного мероприятия метода гидрорыхления угольного массива. Герметизация нагнетательных скважин осуществлялась герметизаторами фирмы «Таурус». В течение 1989 года в условиях данных лав было потеряно 33 гидрозатвора при добыче угля из них в объеме 190÷200 тыс. тонн, то есть средний расход гидрозатворов в этих лавах составлял 1 шт на 6 тыс. тонн добычи угля.

При гидрорыхлении проходческих забоев – основной перспективной области мероприятия – расход герметизаторов будет гораздо меньше. Результаты проведенных испытаний опытных образцов отечественных герметизаторов конструкции НИИРП и ДГУМ показали, что всеми 18 испытываемыми герметизаторами отработано 1 554 цикла. В среднем это соответствует примерно 90 циклам нагнетаний. Однако следует иметь в виду, что опытные образцы имели достаточно щадящие условия работы в процессе испытаний. А вот среднее число циклов нагнетаний с помощью одного гидрозатвора фирмы «Таурус» до его выхода из строя составило в среднем 60.

В принципе, 60 циклов нагнетаний одним герметизатором – вполне приемлемая цифра для проходческого забоя. В сутки происходит два нагнетания. Значит одного герметизатора хватит на месяц работы – на 150÷200 м проходки выработки. Этого в общем-то достаточно для преодоления выбросоопасной зоны. То есть зажатие надувных герметизаторов

не является критичным в аспекте перспективы применения гидрорыхления.

Однако следует иметь в виду, что с увеличением глубины ведения горных работ неупругое деформирование контура скважин будет только усиливаться. А значит в перспективе частота зажатий герметизаторов будет только нарастать.

Еще одним существенным недостатком надувных герметизаторов является необходимость постоянно поддерживать избыточное давление, обеспечивающее требуемые усилия, необходимые для надежного прижатия уплотняющего элемента к стенкам скважины.

В герметизаторах применяется металлическая (или другая) жесткая оплетка для предохранения резиновых слоев от разрыва вследствие свойства уплотнителя течь в свободное пространство (между стенками скважины и заделкой уплотнителя в металлическую часть герметизатора). Поэтому, избыточное давление наддува герметизатора должно быть значительным и исчисляться десятками атмосфер. К примеру, герметизаторы фирмы «Таурус» обеспечивают герметизацию шпура или скважины при давлении жидкости не менее 5–7,5 МПа.

Выше уже говорилось, что давление наддува регулируется подпорным клапаном 6 (рис. 5.7). Однако опыт авторов свидетельствует о том, что такая настройка на шахтах производится далеко не всегда. При работе с герметизатором «Таурус», переданном ИГТМ НАН Украины после его эксплуатации на шахте, давление настройки клапана составило даже не 7,5 МПа, а 10 МПа. Крышка клапана была закручена в шток 1 (рис. 5.7) до упора вероятно еще на заводе изготовителе. Но даже если клапан отрегулирован, потеря 7,5 МПа составляет 25 % от максимального давления современной насосной установки для гидрорыхления.

Потери давления на наддув герметизатора с увеличением глубины разработки угольных пластов могут привести к тому, что давление, необходимое для гидрорыхления, может превысить рабочее давление питания механизированных крепей.

Если к спрогнозированному в подразделах 3.1 и 5.2.1 максимальному давлению гидрорыхления на глубине 1200 м в 45 МПа добавить потери давления в герметизаторе – 5÷7,5 МПа, то давление, развиваемое насосной установкой, должно быть на уровне 50÷53 МПа. На такое же давление должен быть рассчитан и шланг, передающий его в герметизатор.

А рабочее давление питания механизированных крепей для большинства шахт СНГ не превышает 40 МПа. И получается, что сложившаяся унификация шлангов высокого давления для питания механизированных крепей (основная потребность шахты) и гидрорыхления в перспективе будет нарушена.

Отмеченные выше технологические проблемы применения для гидрорыхления извлекаемых герметизаторов скважины хотя и не носят критического характера, но побуждают искать альтернативные способы герметизации.

Одной из очевидных альтернатив является обсадка устья скважины. Еще до появления извлекаемых герметизаторов после бурения первого интервала скважины на глубину ее герметизации резцом увеличенного диаметра производилась ее обсадка стальной обсадной трубой в цементном растворе. После застывания цемента через обсадную трубу производилось добуривание скважины на проектную глубину резцом проектного диаметра. Герметизация дегазационных скважин обсадными трубами применялась до начала 80-х годов прошлого века.

При подходе очистного забоя лавы к дегазационной скважине стальная обсадная труба вырубывалась из пласта отбойными молотками в процессе подготовки комбайновой ниши. Молотковое извлечение обсадной трубы предохраняло резцы комбайна от повреждений [99].

Понятно, что в комбайновых проходческих забоях цементная обсадка скважины стальной трубой не применялась раньше и не применяется в настоящее время (цемент долго сохнет, а стальную трубу долго извлекать отбойными молотками).

Но за прошедшие почти полвека появилась и получила распространение новая технология химического анкерования горных выработок полимерной анкерной крепью. Полимерные анкеры закрепляются в шпурах ампулизированными клеевыми смесями с коротким временем схватывания (несколько минут). А полимерная обсадная труба не нуждается в извлечении из пласта – она не повреждает комбайновые резцы. Прочность сцепления обсадки с массивом вполне достаточна для нагнетания – усилие выдергивания анкера превышает 10 тонн (это усилие соответствует давлению в скважине ~ 60 МПа).

Поэтому химическая полимерная обсадка лишена основных недостатков цементной обсадки стальной трубой, но сохраняет ее главное

достоинство – отсутствие потерь давления нагнетания на герметизацию скважины. А отсутствие необходимости ее извлечения из шпура после гидрорыхления снижает трудоемкость этого мероприятия.

Несмотря на отсутствие у авторов информации о серьезных конструкторских и технологических работах в этом направлении, несомненно оно является весьма перспективным. Разумеется, перспективность химической полимерной обсадки скважины не исключает возможности совершенствования извлекаемых герметизаторов.

## 5.4 Насосные установки для гидрорыхления

### 5.4.1 Параметры насосных установок

Длительный период освоения и применения гидрорыхления сопровождался применением насосных установок с самыми разнообразными характеристиками. В табл. 5.2 приведены основные параметры последнего поколения насосов.

Таблица 5.2 – Параметры насосных установок

№ п/п	Тип	Подача, л/мин	Давле- ние, МПа	Мощ- ность, кВт	Масса, кг	Размеры, мм		
						ширина	высота	длина
1	<b>УН-35*</b>	35	30	18,5	<b>330</b>	<b>510</b>	660	1350
2	УНР-02**	4÷55	30	18,5	390	700	760	1500
3	УНШ-01**	5÷40	30	18,5	780	760	650	1540
4	УНВ-2	50	16	18,5	813	990	671	1500
5	УН-63/320	66	40	40	1540	1064	802	1610
6	УН-100/320	100	40	62	1680	1064	824	1700
7	УНГЛ-90/32**	0÷90	32	55	1700	1000	890	1850

Примечание: \* – заменена в производстве насосной установкой УНР-02;

\*\* – автоматическое регулирование расхода по величине давления за счет сжатия воды (газа) в межклапанных емкостях.

Приведенные в таблице насосы (за исключением двух: УН-35 и УНВ-2) были освоены в середине 80-х годов прошлого века. Насосы УН-35 и УНВ-2 создавались раньше, а насос УНГЛ-90/32 – позднее.

Первые два насоса в таблице проектировались только для нагнетания воды. Остальные являются универсальными и могут использоваться как для нагнетания воды в пласт, так и для нагнетания эмульсии в механизированную крепь.

При работе с крепями насосы используются 24 часа в сутки, поэтому основные требования к ним – надежность и долговечность.

Считается, что насос для крепей должен работать без перерывов на мелкий ремонт в течение  $\sim 1\ 000$  часов (примерно месяц). А ресурс насоса до капитального ремонта должен быть не ниже  $12\ 000$  часов (примерно год работы, а лучше – два).

Для гидрорыхления такие высокие показатели надежности и долговечности совершенно не нужны. В проходческих забоях продолжительность гидрорыхления составляет  $\sim 2$  часа в сутки. То есть, если насос будет работать без перерывов на мелкий ремонт всего 100 часов, а не тысячу, то этого хватит на 50 циклов гидрорыхления (1,5 месяца). За это время будет пройдено 200–250 м выработки и весьма вероятно, что выбросоопасная зона будет преодолена вообще без текущего ремонта насоса.

Таким же образом можно оценить долговечность насоса для гидрорыхления, в сравнении с насосом механизированной крепи. Длина подготовительных выработок ( $\sim 1\ 000$  м) определяет длину выемочного столба. При суточном темпе проходки 5 м продолжительность гидрорыхления выработки составит  $(1\ 000 / 5) \cdot 2 = 400$  часов. Если ресурс до капитального ремонта будет всего 4 000 часов (втрое меньше, чем при работе на крепь), то его хватит на обработку 10 подготовительных выработок. А ресурса работы насоса для механизированных крепей хватает на отработку двух, максимум трех выемочных столбов.

Проведенный краткий анализ требований к надежности и долговечности специализированных насосов для гидрорыхления показал, что они на порядок ниже, чем для универсальных насосов (и для гидрорыхления, и для крепей). Поэтому массогабаритные характеристики специализированных насосов для гидрорыхления существенно меньше, чем универсальных.

В первых четырех строках табл. 5.2 приведены насосы одинаковой мощности, с одинаковым максимальным давлением и примерно одинаковым темпом нагнетания. Масса специализированных насосов для нагнетания УН-35 и УНР-02 вдвое меньше универсальных насосов УНШ-01

и УНВ-2. Ширина специализированного насоса УН-35 в полтора раза меньше, чем универсального УНШ-01 при сопоставимой подаче. Точно также специализированный шестицилиндровый насос УНР-02 примерно в полтора раза уже, чем универсальный трехцилиндровый УНВ-2.

Ежедневные технологические неудобства, создаваемые присутствием габаритных и тяжелых универсальных насосов в проводимой подготовительной выработке, значительно перекрывают эффект от их более высокой надежности и долговечности. Ведь помимо них ежедневно доставляются к забою арки крепи, ее затяжка и рештаки забойного конвейера (при его наличии), а периодически – секции ленточного конвейера. И если самые легкие специализированные насосы УН-35 и УНР-02 размещаются под стенкой выработки в стороне от рельсового пути и без проблем передвигаются лебедкой, то УНШ-01 и УНВ-2 передвигаются значительно тяжелее. А «настоящие» насосы для механизированных крепей, приведенные в строках 5–7 табл. 5.2, постоянно установлены на рельсах (из-за их полуторатонного веса).

В одной из подготовительных выработок авторам приходилось буквально протискиваться между насосом УН-100/320 и рамой ленточного конвейера. Можно только представить себе, с какими трудностями в ней происходила доставка арок и рештаков забойного конвейера.

В противоположность этому, в другой проходческой выработке той же шахты специализированный насос УНР-02 был установлен прямо на проходческий комбайн. Установка насоса на проходческий комбайн не только решила проблему доставки арок и рештаков к забою, но и избавила персонал от периодических перемещений насоса по мере подвигания забоя.

Так обстоят дела с насосами для гидрорыхления забоя проходческих выработок.

При гидрорыхлении очистного забоя картина несколько иная. Насос размещается в уже пройденной выработке – как правило, в конвейерном штреке в составе энергопоезда. Энергопоезд состоит из сцепленных между собой рельсовых тележек с размещенным на них габаритным электрооборудованием для питания очистного комбайна и минимум двумя насосами для питания механизированной крепи. Добавление к ним однотипного насоса для гидрорыхления на рельсовой тележке никак не отражается на возможности перемещения грузов по штреку. Зато появляется возможность

использования для нагнетания насоса от механизированной крепи, который уже практически выработал свой ресурс до капитального ремонта.

Это обстоятельство, вместе с определенными конъюнктурными соображениями головной проектной организации ДГУМ (Донгипроуглемаша), в конце 80-х годов прошлого века привело к возникновению «моды» на использование дорабатывающих свой ресурс мощных насосов механизированных крепей для нагнетания воды в угольный пласт, поддержанной головным научно-исследовательским институтом МакНИИ. Явно (почти в три раза) избыточный для гидрорыхления темп нагнетания таких насосов обосновывался возможностью их использования не только для гидрорыхления через шпуры, но и для целей нагнетания воды в пласт через длинные скважины. Хотя уже к тому времени было понятно, что нерешенные проблемы с бурением длинных скважин по углю и отсутствие работоспособных средств оперативной герметизации пробуренных скважин на большой глубине делают этот способ нежизнеспособным.

Кроме того, МакНИИ, опираясь на представления о гидросиловом механизме воздействия воды на угольный пласт, утверждало, что высокий темп нагнетания повышает эффективность гидрообработки не только для длинных, но и для коротких скважин в призабойной части пласта. Хотя, как показано нами в подразделе 3.2, гидросиловой механизм играет основную роль только при гидроотжиме пласта, а эффективность гидрорыхления определяется, в первую очередь, горно-силовым и горно-деформационным (подраздел 3.3) механизмами.

Кстати, примерно в тот же период та же организация (МакНИИ) запретила применение гидроотжима на шахтах Украины и тем самым ликвидировала единственную область применения мощных насосов от механизированных крепей, в которой они имели потенциальное преимущество перед специализированными насосами для гидрорыхления.

Из прежних лозунгов относительно эффективности применения для гидрорыхления мощных насосов от механизированных крепей осталась только возможность группового нагнетания – одновременно в три коротких скважины.

Групповое нагнетание действительно позволяет сократить суммарное время гидрорыхления, допустим, шести шпуров, пробуренных из забоя



лавы, в 2–3 раза и тем самым свободно обработать бригадой из трех человек эти шесть шпуров за ремонтную смену.

Но авторы не знакомы с примерами систематического применения группового нагнетания на шахтах бывшего СССР. Видимо, сокращение времени обработки за счет группового нагнетания все-таки не решает проблему общей чрезмерно высокой трудоемкости гидрорыхления очистного забоя через шпуры.

Кроме того, специфика оценки эффективности гидрорыхления при групповом нагнетании не отражена в нормативных документах. В соответствии с ними, разгрузка пласта считается эффективной, если давление в конечной стадии гидрорыхления в каждом шпуре снижается не менее чем на 30 % от максимума, и в него подано нормативное количество воды.

Понятно, что при одновременном нагнетании в три шпура первым разгрузится от горного давления только один из них. И повышение его проницаемости приведет к подаче в этот шпур сверхнормативного количества воды. А в два других шпура нормативное количество воды подано не будет. И хотя суммарное количество воды, поданное во все три шпура, будет соответствовать нормативу, эффективное гидрорыхление произойдет только в одном из трех шпуров.

Поэтому, если в будущем решатся вопросы нормативного обеспечения группового нагнетания, или возродятся технологии гидрорыхления очистных забоев через длинные скважины, то применение для этого мощных насосов механизированных крепей будет иметь технологические преимущества перед малогабаритными специализированными насосами для гидрорыхления.

А пока эффект от максимально полного использования ресурса мощных насосов механизированных крепей сопровождается дополнительными сложностями, связанными с необходимостью глубокого ограничения их подачи при гидрорыхлении очистных забоев тонких пластов. Об этом пойдет речь в следующем подразделе.

В качестве итога проведенного анализа подчеркнем, что специализированные насосные установки для гидрорыхления по совокупности параметров имеют неоспоримые преимущества перед насосами для механизированных крепей.

### 5.4.2 Регулирование темпа нагнетания насосных установок

Каждый угольный пласт имеет свое индивидуальное значение проницаемости. Поэтому и темп гидрорыхления разных пластов будет различным. А поскольку гидрорыхление всего многообразия пластов производится ограниченной номенклатурой насосных установок, темп нагнетания насоса должен регулироваться.

Существуют несколько способов регулирования темпа нагнетания воды кривошипными плунжерными насосами высокого давления. Самый распространенный из них – дроссельный сброс подачи из напорной магистрали. Тройниковый кран сбрасывает часть воды из выходящей напорной магистрали во всасывающую. Количество сбрасываемой воды регулируется поворотом рукоятки крана.

По простоте устройства и удобству ручного регулирования подачи насосной установки способ дроссельного сброса подачи из напорной магистрали не имеет себе равных. Поэтому он применяется везде, где используются кривошипные насосы высокого давления, а не только при гидрорыхлении угольных пластов.

Поскольку принцип регулирования дроссельным сбросом не связан с внутренней конструкцией насосной установки, он не упоминается в справочных перечнях характеристик насосных установок.

Естественно, у этого способа есть и недостаток. Он связан с расходом энергии, затрачиваемой на сжатие насосом той части воды, которая из напорной магистрали сбрасывается во всасывающую магистраль. Эта энергия переходит в температуру воды, возвращающейся в насос из напорной магистрали, и способствует его перегреву.

Проанализируем с этой точки зрения ситуацию, описанную в конце предыдущего подраздела. Насос с подачей 90 л/мин используется для гидрорыхления пласта с темпом нагнетания 30 л/мин. Для этого из его напорной магистрали необходимо сбросить обратно во всасывающую магистраль 60 л/мин. Это означает, что  $2/3$  электрической мощности затрачивается не на нагнетание, а на нагрев воды, поступающей в насос. То есть  $2/3$  затраченной энергии не просто теряются, а вредят температурному режиму насоса.

Этого недостатка лишен способ дросселирования всасывающей магистрали – так называемое голодание насоса. По этому способу подача воды в насос ограничивается краном, расположенным на всасывающей магистрали. В этом случае вся энергия расходуется только на подачу воды в пласт. Способ широко применяется для регулирования подачи воздуха поршневыми компрессорами и центробежными насосами. Но на практике перекачки жидкостей поршневыми насосами он распространения не получил из-за опасений повреждения цилиндра и плунжера кавитационными ударами, возникающими при недозаполнении цилиндра водой.

В свое время авторы наблюдали такой режим регулирования при лабораторных испытаниях насоса, которые длились часов 30. И надо сказать, что за это время кавитационных повреждений в насосе не было обнаружено. Тем не менее, дальнейшие экспериментальные работы в этом направлении не велись.

Еще один способ дискретного уменьшения темпа нагнетания насосной установки – отключение одного из цилиндров насосной установки. Для трехцилиндровой насосной установки отключается средний цилиндр. Для его отключения извлекается всасывающий клапан. Расход насоса уменьшается на  $1/3$  часть.

Авторы один раз воспользовались этим способом для снижения темпа нагнетания насоса УН-100/320 до  $\sim 60$  л/мин при импульсном гидрорыхлении пласта кавитационным генератором. Несмотря на то, что отключение одного из трех цилиндров серьезно нарушило равномерность пульсации давления в шлангах напорной гидромагистрали, и эти пульсации хорошо ощущались на расстоянии  $\sim 50$  м, шланги выдержали 40-минутное гидрорыхление. Правда давление в них было не 32 МПа, а 20 МПа. Мы не стали испытывать прочность шлангов при следующих циклах гидрорыхления с отключенным цилиндром, а воспользовались способом дроссельного сброса из напорной магистрали.

Универсальным способом дискретного регулирования подачи насосных установок, лишенным любых недостатков, является замена их плунжерных пар. Способ широко практикуется производителями насосов с длительными циклами непрерывной работы (например, для подачи бурового раствора в нефтяные и газовые скважины).

Однако в специализированных насосах для гидрорыхления этот способ не применяется из-за необходимости расширения номенклатуры манжетных уплотнений плунжеров и плунжерных втулок, требующих высокой чистоты обработки.

Для таких насосов способом, получившим широкое применение, стало регулирование подачи путем сжатия воды в межклапанных емкостях. Способ защищен авторским свидетельством ВостНИИ и реализован в серийной насосной установке УНР-02, разработанной конструкторскими бюро Теплогорского завода гидрооборудования и ИГТМ НАН Украины (строка 2 табл. 5.2). Руководил научной частью проекта доктор технических наук ИГТМ НАН Украины Л. М. Васильев [99, 100].

На рис. 5.8 представлен общий вид насоса УНР-02 и схема его устройства, объясняющая принцип регулирования подачи за счет сжатия воды в межклапанной емкости.

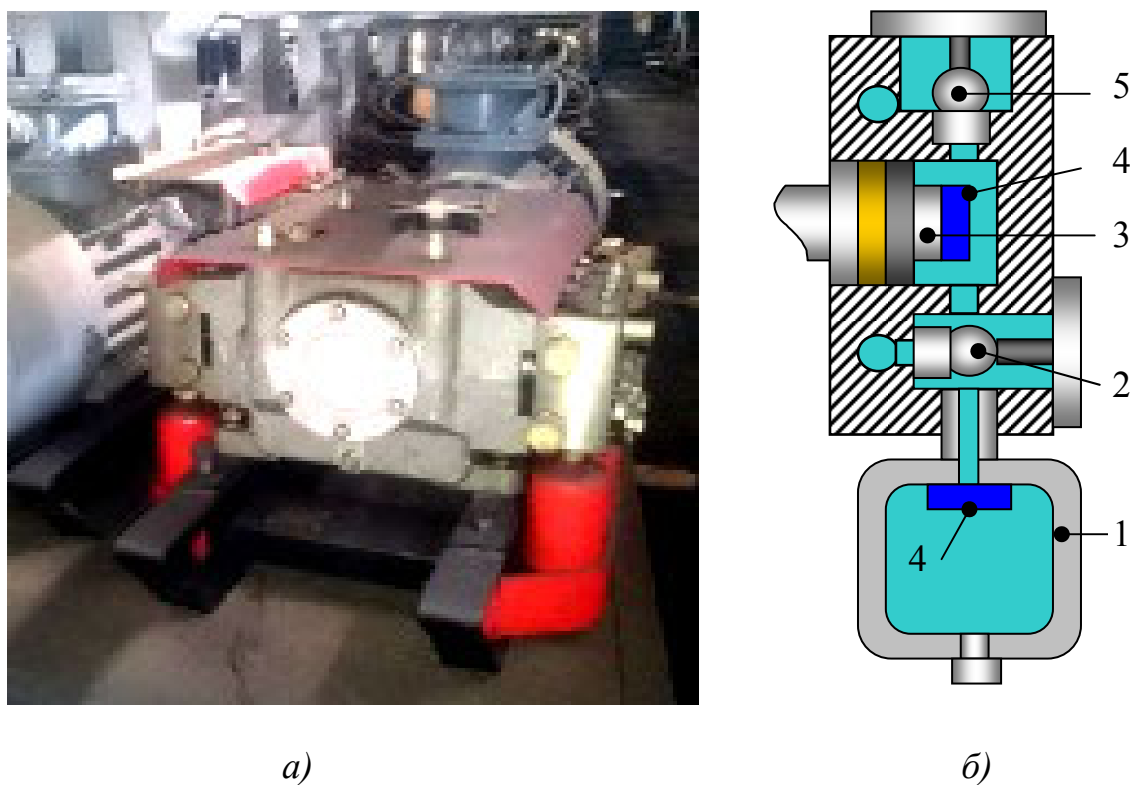


Рис. 5.8 – Общий вид (а) и схематический разрез блока клапанов (б) насосной установки УНР-02 с регулированием подачи за счет сжатия воды в межклапанных емкостях:

1 – емкость; 2 – всасывающий клапан; 3 – плунжер; 4 – объем воды, вытесняемой плунжером на такте сжатия; 5 – нагнетательный клапан

Оба клапана на рис. 5.8 (б) показаны в закрытом положении – это соответствует нулевой подаче при максимальном давлении.

При такте сжатия плунжер 3 постепенно вытесняет геометрический объем 4. Но до тех пор, пока давление в цилиндре не поднимется до уровня давления в напорной магистрали, нагнетательный клапан 5 остается закрытым. Всасывающий клапан 2 тоже закрыт из-за того, что давление в цилиндре с началом хода плунжера становится выше, чем давление во всасывающей магистрали.

Таким образом, в начале такта сжатия оба клапана закрыты. По мере дальнейшего движения плунжера вода в цилиндре и емкости 1 сжимается, а ее плотность увеличивается пропорционально росту давления. Увеличение плотности воды компенсирует геометрический объем вытеснения 4. При достаточной величине емкости 1 весь геометрический объем вытеснения 4 компенсируется повышением плотности воды в цилиндре и емкости 1. Это состояние условно показано объектом 4 внутри емкости 1.

После окончания такта сжатия плунжер 3 начинает двигаться в обратную сторону. Давление в цилиндре и емкости начинает снижаться, а плотность воды уменьшается. Вода в емкости расширяется и компенсирует геометрический объем, высвобождаемый в цилиндре при обратном движении плунжера. Грубо говоря, объект 4 из емкости 1 перемещается обратно в цилиндр.

Важно, что в результате расширения воды из емкости она подталкивает плунжер и возвращает ему почти всю энергию, которую она поглотила на такте сжатия. Кстати, оба клапана остаются закрытыми и на такте расширения.

Получается, что для каждой конкретной величины межклапанной емкости 1 существует свое значение максимального давления в напорной магистрали, при котором процесс вытеснения воды через нагнетательный клапан 5 уже не происходит.

Не происходит при этом давлении и процесс поступления воды в цилиндр через всасывающий клапан 2. При этом давлении вода перемещается из цилиндра в емкость на такте сжатия и в обратном направлении на такте расширения. Нагнетание останавливается, хотя максимальное давление сохраняется, а насос работает. Потребление электроэнергии снижается до

уровня потерь холостого хода (а при дроссельном сбросе подачи насосной установки до «0» при сохранении максимального давления потребление электроэнергии оставалось бы максимальным).

Если давление нагнетания меньше максимального, то емкость  $I$  не в состоянии поглотить весь геометрический объем  $4$ , вытесняемый плунжером на такте нагнетания. И часть этого объема, не «вместившаяся» в емкость  $I$ , открывает нагнетательный клапан  $5$  и поступает в напорную магистраль. Чем меньше давление нагнетания, тем больше воды поступает в напорную магистраль.

При холостой работе (когда давление во всасывающей и напорной магистрали одинаковое) насос развивает максимальную подачу. Зависимость подачи от давления имеет вид падающей прямой линии.

Максимальное давление нагнетания, при котором подача становится нулевой, зависит от объема емкости: чем больше объем емкости, тем меньше максимальное давление. Если емкости  $I$  нет, то максимальное давление весьма высоко, и практически весь геометрический объем вытеснения плунжерами поступает в напорную магистраль. Потери подачи за счет сжатия воды в объеме цилиндров невелики и оцениваются величиной объемного КПД насоса, которую можно найти в справочной литературе.

В машиностроительной гидравлике эффект потери подачи за счет сжатия жидкости в цилиндрах считается вредным явлением. А для регулирования темпа нагнетания при гидрорыхления пластов он играет полезную роль.

Разумеется, только наличие межклапанных емкостей фиксированного объема не гарантирует гидрорыхления с оптимальными параметрами всего многообразия пластов. И насос с межклапанными емкостями тоже нуждается в дополнительном регулировании. Но дополнительное регулирование не приводит к потерям энергии электродвигателя и значительному повышению температуры насоса.

Таких способов дополнительного регулирования два: изменение объема межклапанных емкостей и дросселирование напорной магистрали. Дросселирование напорной магистрали производится вращением вентиля обычного крана. При закручивании крана давление в насосе увеличивается,

а темп нагнетания и давление за дросселем уменьшается из-за работы межклапанных емкостей. При этом вода, нагретая дросселем, не возвращается в насос, а уходит в пласт.

Совместное применение обоих способов обеспечивает очень широкий охват одним насосом эффективных параметров гидрорыхления разных пластов. На рис. 5.9 линиями показаны параметры нагнетания насоса при дополнительном регулировании подачи (линия 2), а точками – эффективные параметры гидрорыхления разных пластов. Тройная линия соответствует базовым параметрам насоса  $Q_0$  и  $P_{max}$  при базовом объеме межклапанных емкостей  $V_0$ .

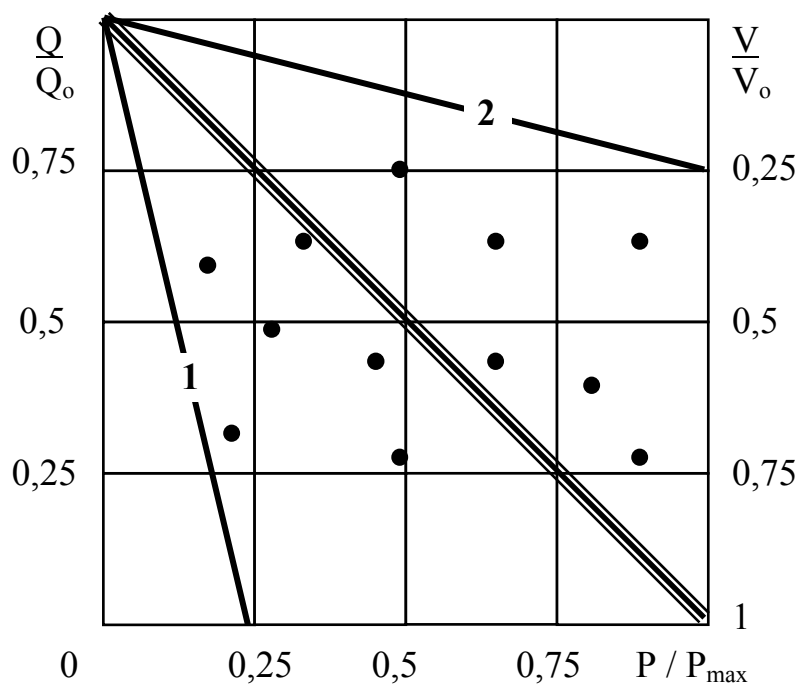


Рис. 5.9 – Зависимость подачи насосной установки от давления в напорной магистрали при дополнительном регулировании:

1 – дросселированием напорной магистрали; 2 – уменьшением объема межклапанных емкостей

Уменьшать объем межклапанных емкостей можно разными способами: предусмотреть в конструкции насосной установки возможность изменения продольного размера или заполнять ее балластом в виде сыпучего материала.

При проектировании насосной установки УНР-02 было принято решение не усложнять конструкцию емкости, а снабдить комплект поставки

алюминиевыми стержнями, которые при необходимости закладывались в емкости через нижнюю пробку. Эти стержни удобно заталкивать в емкости насоса, но для их извлечения емкости надо отсоединять.

Этот мелкий недостаток до сих пор не устранен. Правда со времен начала серийного выпуска УНР-02 в 1985 году авторам на шахтах Украины ни разу не попался насос с уменьшенным объемом емкостей.

Иной способ регулирования рабочего объема межклапанных емкостей применил Донгипроуглемаш в своей установке УНШ-01 (строка 3 табл. 5.2), созданной на волне «моды», порожденной появлением УНР-02. Вместо водяной емкости они использовали газовые гидравлические аккумуляторы. Объем воды, поступающей на такте сжатия в аккумулятор, определяется давлением его зарядки.

Чуть позднее появилась модель универсальной насосной установки большой мощности УНГЛ-90/32 (строка 7 табл. 5.2) Людиновского агрегатного завода. Проблема больших размеров межклапанных емкостей для насоса с базовой подачей 90 л/мин решилась путем их совмещения с рамой насоса (рис. 5.10). Это решение является оптимальным для использования мощного насоса и для механизированной крепи, и для гидрорыхления в очистном забое. При отключенных емкостях насос работает на крепь, а после выработки ресурса – на групповое гидрорыхление. Подключение емкостей обеспечивает эффективное рыхление одного шпура.

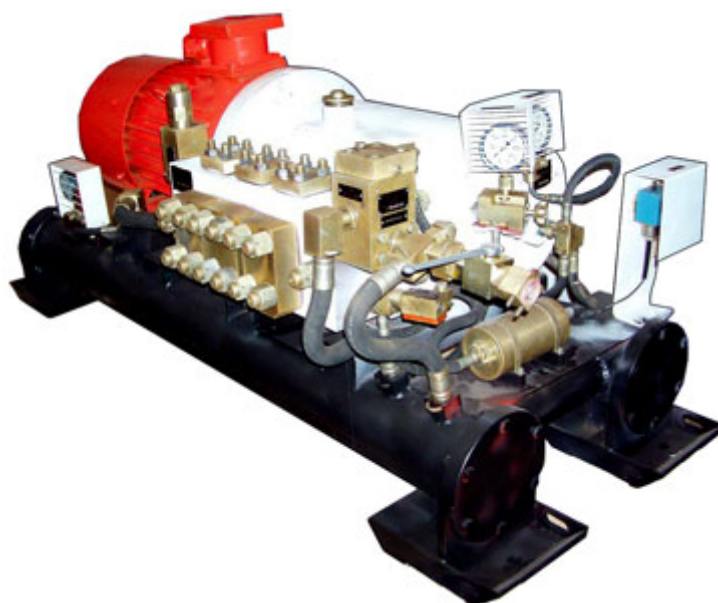


Рис. 5.10 – Общий вид насосной установки УНГЛ-90/32



Несмотря на то, что способ регулирования подачи путем сжатия жидкости в межклапанных емкостях имеет значительные преимущества перед другими рассмотренными выше способами, он обладает одним общим с ними недостатком – регулирование подачи возможно только в сторону ее уменьшения. А регулирование подачи, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения, возможно либо при замене плунжерных пар, либо при изменении частоты вращения эксцентрикового вала насоса. Изменение частоты вращения вала насоса применяется, если он снабжен двигателем внутреннего сгорания, пневматическим или гидравлическим двигателем, а также электрическим двигателем с регулируемой частотой вращения. Применяется также нерегулируемый электродвигатель в сочетании с коробкой передач.

Для подземных условий угольных шахт из этого перечня могут применяться только гидравлический двигатель, регулируемый электродвигатель или коробка передач.

Оборудование коробкой передач специализированной насосной установки для гидрорыхления с короткими периодами работы вряд ли имеет смысл из-за усложнения конструкции. Регулируемые электродвигатели, несмотря на впечатляющие успехи в течении последних лет, до применения для взрывоопасных подземных выработок пока не дошли, но имеют определенную перспективу.

Привод насосных установок от гидравлических двигателей до настоящего времени не применялся, поскольку гидродвигатель питается маслом под высоким давлением. А масло под давлением циркулирует только в гидросистемах проходческих и очистных комбайнов. В середине прошлого века значительная часть проходки, например, велась буровзрывным способом. В этих проходческих забоях комбайнов просто не было, и приводной гидродвигатель насоса для гидрорыхления питать можно было только дополнительным масляным насосом высокого давления с электрическим приводом. Понятно, что в этих условиях применение гидродвигателя для привода насоса гидрорыхления лишено всякого смысла. Поэтому насосы для нагнетания просто оснащались электродвигателями.

Сейчас ситуация совершенно иная. Проходческие забои оборудованы выемочной техникой с гидравлическими системами высокого давления, а очистные – гидравлическими механизированными крепями. В этих условиях питание гидродвигателя в приводе насоса для нагнетания не является проблемой – достаточно подключиться к гидросистеме, например, проходческого комбайна. А выигрыш от гидропривода очень значителен. Во-первых, гидродвигатель в десятки раз легче и компактнее своего электрического аналога. Замена гидродвигателем электрического двигателя самой легкой насосной установки УН-35 снизила бы ее вес минимум на 130 кг. Во-вторых, нагрузки на подшипники насоса можно рассчитывать не по максимальной подаче, а по средней. Это позволяет снизить вес насоса и еще больше снизить вес насосной установки. Если не облегчать вес эксцентриковой группы, то для насоса УН-35 можно было бы поднять максимальное давление с 30 МПа до 50 МПа. А сокращение длины насосной установки примерно на 0,5 м упрощает ее размещение на проходческом комбайне.

В свете изложенного, замена электрического привода на гидравлический, которая решает сразу две задачи – регулирования подачи насосной установки и оптимального ее расположения на проходческом комбайне – представляется весьма перспективной.

---

Основной перспективной областью применения гидрорыхления являются комбайновые проходческие выработки. В очистных забоях сохранится перспектива гидрорыхления небольших концевых участков лавы протяженностью 30–50 м при условии корректировки нормативных документов процесса.

Параметры скважин для гидрорыхления останутся без существенных изменений – длина до 7 м, номинальный диаметр 42 мм. Перспективно расширение концевой участка скважины на глубине 6–6,5 м до диаметра 60–70 мм.

Перспективным средством герметизации скважин при переходе к отработке более глубоких горизонтов является обсадка полимерными трубами на быстро сохнувших клеевых растворах.

Перспективные насосные установки для гидрорыхления должны иметь подачу на уровне 30 л/мин с возможностью ее регулирования и максимальное давление до 50 МПа. Особенную перспективу имеют насосные установки с гидроприводом, интегрированные с проходческими комбайнами.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенные во втором и третьем разделах результаты основаны на аналитических методах решения классической системы уравнений, описывающих фильтрационные и геомеханические процессы при нагнетании жидкости в угольные пласты.

Этот подход позволил построить расчетную модель для наиболее распространенной в практике технологии нагнетания воды через одну короткую скважину, пробуренную из горных выработок по пласту на глубину, меньшую чем расстояние до зоны максимума опорного давления, и дать в руки практикам метод оценки изменчивой проницаемости пласта в призабойной зоне и изменения в ней горного давления в зависимости от расстояния до забоя и времени гидрообработки по параметрам опытного нагнетания в экспериментальные скважины.

Проведенный аналитический анализ индикаторных и бародинамических кривых натурального гидрорыхления позволил раскрыть влияние на этот процесс деформационной разгрузки пласта, вызванной снижением модуля упругости увлажненного пласта.

Таким образом, использование классической системы уравнений, которые противоречат лабораторным исследованиям, но допускают аналитические решения, можно считать оправданным с практической точки зрения.

Разработанная бародинамическая модель позволяет выбрать оптимальные технологические и режимные параметры гидрорыхления конкретного пласта и сформулировать требования к перспективным характеристикам применяемого оборудования.

Однако представленными в этих разделах результатами исследований возможности аналитических методов практически исчерпаны.

Дальнейшее усложнение задач подземной гидравлики угольных пластов неизбежно приводит к необходимости привлечения целого ряда упрощающих предположений, которые сведут исходные уравнения к виду, поддающемуся решению в замкнутой форме известными аналитическими методами.

Например, попытка описания аналитическими методами бародинамики одновременного нагнетания через две, а тем более 3–5 коротких

скважин в режиме их интерференции столкнется, по нашему мнению, с практически не преодолимыми математическими трудностями. А возможное упрощение исходных уравнений (его еще необходимо сформулировать!) обесценит достоверность полученного решения, которое будет выглядеть настолько громоздко, что для его анализа необходим какой-то численный алгоритм.

Поэтому, можно только приветствовать использование многими авторами численных методов расчета сложных задач фильтрации, которые снимают барьер ограниченности аналитических решений.

Однако дальнейшее использование подходов Дарси-Дюпюи для решения численными методами задач подземной гидравлики угольных пластов (в свете экспериментальных результатов раздела 1) превращается в виртуозное упражнение для повышения индивидуального мастерства исследователя. И не более того. Ни практической пользы, ни прогресса научных представлений о предмете оно уже дать не в состоянии.

Например, никакие точные вычислительные методы при решении самых сложных задач двумерной фильтрации не позволят получить ограниченную по давлению бародинамическую линию для большой продолжительности нагнетания с малыми темпами в бесконечный пласт нулевой кривизны, если использованы классические исходные уравнения.

Пока вычислительные возможности, которыми могли свободно пользоваться обычные исследователи, были весьма ограничены, применение классического подхода было в чем-то оправданным. Это был компромисс между желаниями и возможностями получать хоть какие-то решения. Сейчас ситуация совершенно другая.

На первый план выдвигается проблема адекватной экспериментам с угольными образцами связи скорости фильтрации с разностью давлений между источником и стоком (хотя бы в статическом режиме фильтрации).

**То, что эта связь нелинейна, а описывается (в первом приближении) одночленным степенным законом с показателем степени  $> 1$ , доказано в материалах раздела 1.**

Однако, этот показатель имеет разные значения для разного времени фильтрации через один и тот же образец в одинаковых условиях. Это говорит о том, что одночленная степенная зависимость скорости фильтрации от градиента давления не полностью передает суть процесса фильтрации. Вполне возможно, что в эту связь будут входить параметры,

характеризующие скин-эффекты (предположительно кольматацию и суффозию), а может быть и что-то еще.

По фильтрации в динамических режимах в угольных образцах вразумительных экспериментальных данных практически нет. И пока не очень понятно, какими техническими средствами и как проводить соответствующие эксперименты.

Эти проблемы касаются лабораторных испытаний угольных образцов. При подобных экспериментах весьма сложно проверить практическое соответствие применяемого чаще всего второго фундаментального уравнения подземной гидравлики – условия неразрывности потока.

Между тем, из априорного анализа специфики угольного пласта вытекает еще одна недостаточно исследованная проблема. Она касается разной степени заполнения объема поровых каналов нагнетаемой жидкостью на разном расстоянии от скважины и вызвана процессом вытеснения газа, заполнявшего пласт до нагнетания, с его частичной консервацией.

Поскольку начальное давление газа достигает существенных значений (порядка 1 МПа в призабойной зоне и до 8–10 МПа в нетронутом массиве), эта особенность также может серьезно влиять на характер бародинамики.

Авторы монографии будут и дальше прилагать усилия для решения хотя бы первой из перечисленных проблем, и надеются на вовлечение в этот процесс более широкого круга исследователей. Тогда новое понимание процессов фильтрации жидкости в угольном пласте наступит гораздо быстрее.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Минеев С. П. Повышение эффективности гидравлического рыхления выбросоопасных угольных пластов: монография / С. П. Минеев, А. А. Потапенко, Т. Я. Мхатавари, А. В. Никифоров, С. В. Кузьяра, Э. И. Тимофеев. – Донецк: ТОВ «Східний видавничий дім», 2013, – 216 с.

2. Усов, О. А. Оценка соответствия линейного закона фильтрации воды реальной динамике изменения ее давления при нагнетании в угольные пласты / О. А. Усов // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр./ ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2015. – Вып. 120. – С. 93–101.

3. Пыхачев Г. Б. Подземная гидравлика: Учебное пособие/ Г. Б. Пыхачев, Р. Г. Исаев. – М.: Недра, 1972. – 360 с.

<https://www.twirpx.com/file/203341/> (дата обращения 13.05.2021);

<https://urss.ru/cgi-bin/db.pl?lang=Ru&blang=ru&page=Book&id=37856>

4. Анпилогов Ю. Г. Оперативная оценка эффективности гидродинамического воздействия на угольный пласт по изменению его проницаемости. Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск № 8 «Экология, безопасность». – М.: МГГУ, 2011. – С. 137–145.

5. Чернов О. И. Подготовка шахтных полей с газовыбросоопасными пластами. / О. И. Чернов, Е. С. Розанцев М.: Недра, 1975. – 287 с.

6. Пат. № 2276780, RU МПК8 G 01 N 15/08. Способ определения коэффициента фильтрации горных пород / Сюзев О. Б., Головенко Е. А. и др.; заявитель и патентовладелец ООО «Уренгойгазпром». – 6 с.

7. Пат. № 108627 Україна МПК Е 21 F 5/00 Стенд визначення рідинних та фільтраційних характеристик зразків гірських порід / О. О. Усов, М. Я. Трохимець, О.С. Мінеєв та ін. – З-ка u201600642, від 27.01.16 – 6 с.

8. Лабораторные исследования двумерной фильтрации воды через угольные образцы / О. А. Усов, С. П. Минеев, Р. А. Дякун, Ю. Е. Поляков, Н. Я. Трохимец, А. С. Янжула, В. П. Рудь.// Форум гірників – 2017: матеріали між нар. конф., 4–7 жовтня 2017 р., м. Дніпро. – Д.: Національний гірничий університет, 2017. С. 298–307

9. Минеев С. П. Свойства газонасыщенного угля. – Днепропетровск: НГУ, 2009. – 200 с.

10. Боганик В. Н. Расчет скин-эффекта сжатия и кольматации по реальным данным эксплуатации // Экспозиция нефть газ, 2011. – № 5. – С. 33–34.

11. Щелкачев В. Н. Подземная гидравлика: Учебное пособие / Г. Б. Пыхачев, Б. Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.

12. Усов, О. А. Установление закономерностей фильтрации жидкости для повышения эффективности увлажнения угольных пластов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.11 / О. А. Усов. – Днепропетровск: ИГТМ, 1985. – 21 с.

13. Ромм, Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. – 240 с.

14. Совершенствование способов и средств безопасной разработки угольных пластов, склонных к газодинамическим явлениям / В. П. Коптиков, Б. В. Бокий, С. П. Минеев, И. А. Южанин, А. В. Никифоров. – Донецк: Проминь, 2016. – 480 с.

15. Круковский А. П. Изменение поля напряжений вокруг выработки с различными видами крепи при ее сохранении после прохода лавы. Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – № 121. – С. 39–47.

16. Минеев С. П. Горные работы в сложных условиях на выбросоопасных угольных пластах / С. П. Минеев, А. А. Рубинский, О. В. Витушко, А. Г. Радченко. – Донецк: Східний видавничий дім, 2010. – 603 с.

17. Минеев С. П. Активация десорбции метана в угольных пластах / С. П. Минеев, А. А. Прусова, М. Г. Корнилов. – Днепропетровск: Вебер, 2007. – 252 с.

18. Экспериментальное определение допустимого давления гидрорыхления угольного пласта по импульсной индикаторной диаграмме / О. А. Усов, С. П. Минеев, Ю. Е. Поляков // Форум гірників – 2018 : матеріали міжнар. наук.-техн. конф., 10–13 жовтня 2018 р., м. Дніпро – Д.: Національний гірничий університет, 2017. С. 251–256.

19. Тимошенко С. П., Гудьер Дж. Теория упругости. М.: Наука, 1975. – 576 с.

20. Минеев С. П., Усов О. А. Расчет давления гидрорыхления угольных пластов / С. П. Минеев, О. А. Усов // Український гірничий форум – 2020: матеріали міжнар. конф., 4-5 листопада 2020 р. – Дніпро: Журфонд, 2020. – С. 140–149.



21. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля, породы и газа. – Москва: Минуглепром СССР: 1987. – 191 с.

22. Савин Г. М. Распределение напряжений вокруг отверстий: – К.: Наукова думка, 1968. – 887 с.

23. Численное моделирование гидроимпульсного воздействия на выбросоопасные угольные пласты / А. Ф. Булат, В. В. Круковская, А. П. Круковский, В. В. Зберовский // Геотехническая механика : Межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2012. – Вып. 105. – С. 14–25.

24. Васильев, Л. М. Метод расчета предела прочности горных пород на одноосные сжатия при линейной связи между контактными напряжениями / Л. М. Васильев, Д. Л. Васильев // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2003. – Вып. 42. – С. 73–80.

25. Шашенко А. Н., Сдвижкова Е. А., Гапеев С. Н. Деформируемость и прочность массивов горных пород: – Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 224 с.

26. Мхатвари Т. Я. Оптимизация параметров и технологии гидрорыхления угольных пластов / Т. Я. Мхатвари, А. А. Потапенко, С. П. Минеев. – Уголь Украины, 2013. – № 4. – С. 25–28.

27. Усов О. А., Поляков Ю. Е. //Факторы влияния гидрообработки угля на разгрузку призабойной части массива Геотехническая механика. Межвед. сб. науч. трудов. – Дн-вск: – 2016. – № 129. – С. 166–172.

28. Горные удары и борьба с ними на шахтах Кизеловского бассейна / Петухов И. М., Литвин В. А., Кучерский Л. В. и др. – Пермь: Пермское книжное издательство, 1969. – 337 с.

(<http://fccland.ru/gornye-udary/3104-izmenenie-svoystv-uglya-v-rezultate-ego-uvlazhneniya.html>)

29. Артамонов В. Н., Николаев Е. Б. Прогнозирование изменения пылеобразования гидровоздействием при ведении буровзрывных работ в угольных шахтах. Донбас-2020: наука і техніка . виробництву: Матеріали ІV науково-практичної конференції. м. Донецьк, 27-28 травня 2008 р. – Донецьк, ДонНТУ Міністерства освіти і науки, 2008. – 597 с.

30. Минеев С. П. Прогноз и предотвращение выбросов угля и газа на шахтах Украины / С. П. Минеев. – Мариуполь: Східний видавничій дім, 2016. – 254 с.

31. Влияние водонасыщения угольных образцов с центральным отверстием на их модуль упругости при одноосном сжатии вдоль оси отверстия / С. П. Минеев, О. А. Усов, Ю. Е. Поляков, А. А. Боднарь, Т. М. Уколова // Физико-технические проблемы горного производства: Сб. научн. тр. – 2020. – Вип. 22. – С. 19–30.

32. Исследование свойств угля при его газо- и водонасыщении / С. П. Минеев, Р. А. Дякун, А. А. Потапенко, П. Ю. Моисенко // Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработках – Материалы ХХІУ Международной научной школы им. академика С. А. Христиановича. Алушта, 22–28 сентября 2014 г. – Симферополь: ТНУ им. В. И. Вернадского, 2014. – С. 136–140.

33. Петухов И. М. Механика горных ударов и выбросов / И. М. Петухов, А.А. Линьков. – М.: Недра, 1983. – 280 с.

34. Исследование свойств угля при его бурении и газо-водонасыщении / С. П. Минеев, Р. А. Дякун, А. А. Потапенко, П. Ю. Моисенко // Форум горняков – 2014: Матеріали міжнар. конф., М.: Дніпропетровськ: ТОВ «Лізунов Прес», 2014. – Т. 2 – С. 67–80.

35. Поляков, Ю. Е. Деформационная модель разгрузки увлажненного угольного массива // Геотехническая механика. Межвед. сб. науч. трудов. – Дн-вск: 2016. – № 130. – С. 125–136.

36. Foam Injection // Coll. Guard. – 1960. – Vol. 200, № 5154. – P. 98–100.

37. Хорстман, Ф. Нагнетание воды в пласт под высоким давлением на шахтах Саара / Ф. Хорстман // Глюкауф. – 1965. – № 6. – С. 22–29.

38. Борьба с пылью на угольных шахтах за рубежом. – М.: Углетехиздат, 1959. – 56 с.

39. Борьба с пылеобразованием в очистных забоях путем предварительного увлажнения угольного массива // Зарубежная техника. – М.: ЦИТИУгля, 1960. – С. 21–23.

40. Ломоносов, Г. Г. Гидровзрывной способ разрушения негабаритных кусков скальных пород / Г. Г. Ломоносов // Технология разработки рудных месторождений Заполярья. – М.-Л.: Наука, 1964. – С. 127–136.

41. Головкин, Г. В. Развитие и совершенствование методов нагнетания воды в угольный массив за рубежом / Г. В. Головкин, А. Л. Лев // Вопросы техники безопасности в горной промышленности. – М.: Недра, 1965. – С. 35–45.

42. Кузнецов, Ю. В. Взрывание шпуров с водой как средство повышения эффективности и безопасности взрывных работ / Ю. В. Кузнецов // Уголь. – 1959. – № 3. – С. 48–50.

43. Cochet, V. Tir sous pression d'eau et belier : Publ. techn. Charborn / V. Cochet. – FRANCE, Bull. informs. techn. – 1965. – № 8. – P. 405–407.

44. Сергеев, И. В. Новые направления совершенствования способов дегазации угольных пластов / И. В. Сергеев, В. Г. Рыжков, Р. Г. Багдасаров // Проблемы горного дела. – М.: Недра, 1974. – С. 34–40.

45. Пономаренко, Ю. Ф. Насосы и насосные станции механизированных крепей / Ю. Ф. Пономаренко. – М.: Недра, 1983. – 183 с.

46. Торский, П. Н. Импульсный метод как средство повышения эффективности нагнетания / П. Н. Торский, Ю. В. Кузнецов // Борьба с силикозом. – М.: Недра, 1967. – т. 7. – 242 с.

47. Онтин, Е. И. Исследование пульсирующего нагнетания воды в угольный пласт / Е. И. Онтин, И. Г. Легкодух, Ю. П. Свириденко // Безопасность работ в угольных шахтах : Труды ВостНИИ. – М.: Недра, 1971. – т. X. – С. 175–183.

48. А.с. 112449 СССР. Устройство для увлажнения угольного пласта / Ю. В. Кузнецов, Ю. Р. Роганов (СССР). – опубл. 1957, Б.И. № 12.

49. Mickstadt, H. Die Apparatur fur die Hochdruck-trankuog der Konlenstosse / H. Mickstadt // Bergfreiheit. – 1962. – № 2. – P. 49–62.

50. А.с. 174586 СССР. Способ предварительного рыхления и увлажнения крепких угольных пластов / Ю. В. Кузнецов, П. Н. Торский (СССР). – опубл. 1965, Б. И. № 18.

51. Кузнецов, Ю. В. Исследование импульсно-волнового способа нагнетания воды в пласт : Автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.15.11 / Кузнецов Ю. В. – Новочеркасск, 1968. – 23 с.

52. А.с. 219510 СССР. Устройство для импульсного нагнетания воды в угольный пласт / Ю. В. Кузнецов, П. А. Колеватов, Л. А. Софьин (СССР). – опубл. 1968, Б. И. № 19.

53. Turski, A. V. A study of hydraulic bursting of rock and coal / A. V. Turski // Colliery Engineering. – 1965. – Vol. 42. – № 493. – P. 197–201.

54. Пат. 1404222 Франция. Способ нагнетания воды в пласт / Pleiqu Paul Maschinenfabrik. – опубл. 1965.

55. Пат. 555882 Бельгия. Комбинированный метод отбойки угля / Calinet T. – опубл. 1966.

56. А.с. 199065 СССР. Способ гидравлического воздействия на массив / В. Н. Потураев, А. Н. Волошин, С. П. Минеев и др. (СССР). – опубл. 15.05.989, Б. И. № 18.

57. Гадиев, С. М. Воздействие на призабойную зону нефтяных и газовых скважин / С. М. Гадиев, И. С. Лазаревич. – М.: Недра, 1966. – 98 с.

58. А.с. 160133 СССР. Устройство для обработки призабойной зоны скважины методом имплозии / Ю. Д. Качмар, Я. Н. Калинин (СССР). – опубл. 1964, Б. И. № 3.

59. А.с. 173171 СССР. Способ обработки призабойной зоны продуктивного пласта скважины / С. М. Гадиев (СССР). – опубл. 1969, Б. И. № 10.

60. Пат. 374301 США. Применение генератора колебаний давления текучей среды для возбуждения подземных пластов / Clarence A. Fast; Lawrence; Ralph. Veatch. – опубл. 26.06.73.

61. А.с. 622988 СССР. Устройство для импульсного нагнетания жидкости в скважины / И. Г. Легкодух, К. К. Буймов, А. А. Бикмулин (СССР). – опубл. 1978, Б. И. № 33.

62. Генератор импульсов давления: ВДНХ СССР / ТатНИПИнефть. – М.: ВНИИ ОЭНГ, 1980. – 2 с.

63. Свириденко, О. П. Исследование и разработка способа нагнетания воды в пласт с использованием ультразвуковых колебаний : Автореф. дис.... канд. техн. наук / Свириденко О. П. – Новочеркасск, 1970. – 21 с.

64. А.с. 616419 СССР. Устройство для герметизации шпуров и скважин / Ю. П. Свириденко, Е. И. Онтин, В. Н. Енохин (СССР). – опубл. 1978, Б. И. № 27.

65. Камышацкий, О. Ф. Обоснование параметров устройства и технологии для приготовления промивочных растворов при бурении скважин : Автореф. дис. ...канд. техн. наук / Камышацкий О. Ф. – Днепропетровск, НГУ. – 2006. – 19 с.

66. Пилипенко, В. В. Кавитационные автоколебания / В. В. Пилипенко. – К.: Наукова думка, 1989. – 316 с.

67. Родин, А. В. Обоснование параметров и разработка погружного кавитационного генератора импульсов давления, обеспечивающего повышение эффективности предварительного увлажнения угольных пластов : дис. ... канд. техн. наук: 05.05.06 / Родин А. В. – Днепропетровск, 1983. – 254 с.

68. Гидроимпульсное воздействие на выбросоопасный угольный пласт / В. В. Зберовский, Л. М. Васильев, Д. Л. Васильев, Ю. Е. Поляков // Зб. наук. пр. / НГУ. – Дніпропетровськ: РВК НГА, 2012. – № 37. – С. 47–54.

69. Ержанов Ж. С. Теория ползучести горных пород и ее приложения. – Алма-Ата; Наука, 1964. – 175 с.

70. Справочник по механике и динамике грунтов / В. Б. Швец, Л. К. Гинзбург, В. М. Гольдштейн и др. – К.: Будівельник, 1987. – 232 с.

71. Сейсморазведка. Справочник геофизика / Под ред. И. И. Гуревича, В. П. Номокнова. – М.: Недра, 1981. – 464 с.

72. Певзнер Л. А., Покидов В. Л., Циммер В. А. Сейсмическое просвечивание сложных сред. – Алма-Ата, 1984. – 84 с.

73. Шагинян А. С. Теория согласования поверхностных невзрывных источников сейсмических сигналов с геологической средой // Тр. XXVI геофиз. симпоз. – Л.: ВНИМИ, 1981. – Т. I. – С. 16–33.

74. Зорин А. Н. Управление состоянием горного массива / А. Н. Зорин, В. Г. Колесников, С. П. Минеев, А. А. Прусова, Е. Д. Ковтун. – К.: Наук. думка 1986. – 216 с.

75. Работнов Ю. Н. Элементы наследственной механики твердых тел. – М.: Наука, 1977. – 384 с.

76. Зорин А. Н., Халимендик Ю. М., Колесников В. Г. Механика разрушения горного массива и использование его энергии при добыче полезных ископаемых. – М.: Недра. 2001. – 413 с.

77. А.с. № СССР (МКИ С -01) № 3/30. Способ определения динамических характеристик материала, обладающего реологическими свойствами / В. Н. Потураев, И. И. Круш, Ю. Я. Ободан, Н. В. Герасимова, А. Н. Зайцев. – Оpubл. 12.03.91. – Бюл. № 20. – 6 с.

78. Потураев В. Н., Минеев С. П. Пульсационные и волновые эффекты в горном массиве. – К.: Наукова думка, 1993. – 144 с.

79. Потураев В. Н., Минеев С. П. Использование волновых и вибрационных эффектов при отработке выбросоопасных пластов. – Киев: Наук. думка, 1992. – 219 с.

80. Москвитин В. В. Некоторые вопросы длительной прочности вязкоупругих сред // Пробл. прочности. – 1971. – № 2. – С. 55–58.

81. Ободан Ю.Я. Динамика возбуждения столба рабочего агента в задаче интенсификации скважинных методов добычи полезных

ископаемых // Вибрационные эффекты в горных машинах и технологиях. – Киев: Наук. думка, 1990. – С. 111–116.

82. Пановко Я. Г. Основы прикладной теории упругих колебаний. – М.: Машиностроение, 1967. – 316 с.

83. Ободан Ю. Я. Динамика системы генератор импульсов – рабочий агент – горный массив // Вибрационные и волновые транспортно-технологические машины. – Киев: Наук. думка, 1991. – С. 83–88.

84. Режимы, воздействия на анализ динамики виброударных систем для обработки горного массива / Ю. Я. Ободан, С. П. Минеев, В. А. Ленда, А. Н. Зайцев // Вибрационные эффекты в горных машинах и технологиях. – 1990. – С. 49–53.

85. Усов О. А. Оценка динамических напряжений в горном массиве при его скважинной виброобработке погружным кавитационным гидравлическим генератором / О. А. Усов // Потураєвські читання : Матер. XIII Всеукр. наук.-практ. конф. 20–21 января 2015 г. / ДВНЗ «НГУ». – Днепропетровськ. – 2015. – С. 16–17.

86. Usov O. Estimation of the amplitude of dynamic stresses on the contour of the well in the mountain range by the parameters of bench tests of hydraulic oscillators / O.Usov // *E3S Web of Conferences 109*, 00106 (2019). *Essays of Mining Science and Practice* DOI: 10.1051/e3sconf/201910900106.

87. Васильев Л. М. Механика образования форм разрушения образцов горных пород при их сжатии / Л. М. Васильев, Д. Л. Васильев, И. Г. Малич, А. А. Ангеловский. – Днепро: ИМА-прес, 2018. – 176 с.

88. Ивашин В. М. О повышении надежности работы применяемых герметизирующих средств при увлажнении угольного массива // Уголь Украины. – 1973. – С. 40–42.

89. Торский, П. Н. Обеспыливание угольных шахт / П. Н. Торский, А. И. Рабичев, В. А. Чеботарев. – М.: Углетехиздат, 1956. – 299 с.

90. Кузнецов, Ю. В. Предварительное увлажнение угольных пластов / Ю. В. Кузнецов. – М.: Госгортехиздат, 1960. – 59 с.

91. Медведев, Г. М. Предварительное увлажнение угля в массиве на шахтах Луганского совнархоза / Г. М. Медведев // Технология и экономика угледобычи. – М.: ЦИТИУгля, 1960. – № 8. – С. 69–77.

92. Онтин, Е. И. Увлажнение угля в массиве на шахтах треста «Осинникиуголь» / Е. И. Онтин // Уголь. – 1960. – № 8. – С. 47–49.

93. Панов, Г. Е. Параметры и схемы низконапорного нагнетания воды в угольные пласты в условиях Карагандинского бассейна / Г. Е. Панов // Техника безопасности, охраны труда и горноспасательное дело. – М.: Недра, 1967. – т. 6. – С. 26–28.

94. Свириденко, Ю. П. Параметры нагнетания воды через шпур в угольные пласты шахт Кузбасса: Труды ВостНИИ / Ю. П. Свириденко, И. Г. Легкодух, А. В. Трубицын. – М.: Недра, 1965. – т. IV. – 242 с.

95. Руководство для работников пылевентиляционной службы на угольных шахтах по нагнетанию воды в угольные пласты через длинные скважины, параллельные плоскости забоя лавы, впереди его, с целью снижения пылеобразования / А. И. Ксенофонтова, А. С. Бурчаков, В. П. Журавлев. – М.: МГИ, 1961. – 27 с.

96. Ищук, И. Г. Нагнетание воды в пласт как средство ослабления массива / И. Г. Ищук. – М.: ИГД им. А. А. Скочинского, 1962. – 64 с.

97. Чернов, О. И. Влияние увлажнения на газовыделение угля / О. И. Чернов, В. Н. Пузырев // Уголь. – 1965. – № 4. – С. 62–66.

98. Минеев С. П. Вскрытие выбросоопасных угольных пластов проходческими комбайнами / С. П. Минеев, А. В. Ильюшенко, Н. А. Вострецов, В. В. Медведев, К. И. Волосецкий. – Днепр: Халиков, 2018. – 136 с.

99. Результаты промышленных испытаний насосных установок с линейным регулированием параметров нагнетания УНР-50 / Москалев А. Н., Васильев Л. М., Столяров Г. П., Родин А. В., Усов О. А. – В кн. Борьба с угольной пылью. – Киев: Наукова думка. – 1980.

100. Васильев Л. М. Исследование эффективности нагнетания жидкости в угольный пласт насосными установками с линейным регулированием производительности / Л. М. Васильев, О. А. Усов – «Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых», 1983. – № 5. – С. 88–92.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПРЕДИСЛОВИЕ.....</b>	<b>3</b>
<b>РАЗДЕЛ 1. АНАЛИЗ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОРЫХЛЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ.....</b>	<b>7</b>
1.1 Характер экспериментальных бародинамических диаграмм.....	7
1.2 Теоретические представления о форме бародинамической кривой....	13
1.3 Влияние горного давления и давления нагнетания на водопроницаемость массива во время гидрорыхления .....	20
1.3.1 Анализ индикаторных диаграмм.....	20
1.4 Методика исследований фильтрационных характеристик образцов угля и горных пород.....	28
1.5 Стенды для исследований фильтрационных характеристик образцов угля.....	35
1.6 Результаты лабораторных исследований фильтрационных характеристик образцов угля [8].....	39
1.6.1 Зависимость дебита от времени .....	39
1.6.2 Зависимость дебита от диаметра центрального отверстия.....	45
1.6.3 Динамика распространения скин-зоны в образце .....	53
1.6.4 Зависимость дебита воды от давления .....	54
1.6.5 Оценка соответствия режимов фильтрации в лабораторных исследованиях образцов и промышленной гидрообработке угольных пластов.....	58
1.6.6 Оценка влияния скин-фактора на процессы фильтрации в лабораторных исследованиях образцов и промышленной гидрообработке угольных пластов .....	61
<b>РАЗДЕЛ 2. БАРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТРЕХМЕРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВОДЫ .....</b>	<b>65</b>
2.1 Идеальный изотропный пласт.....	65
2.2 Влияние анизотропии проницаемости на характер бародинамики нагнетания .....	73



2.3 Влияние горного давления на фильтрацию жидкости в угольном массиве .....	80
2.3.1 Теоретическая бародинамическая кривая в неоднородном анизотропном пласте.....	82
2.3.2 Определение фильтрационных характеристик неоднородного анизотропного пласта .....	90
2.3.3 Определение степени разгрузки неоднородного анизотропного пласта.....	99

### **РАЗДЕЛ 3. ХАРАКТЕР ВЛИЯНИЯ РАЗУПРОЧНЕНИЯ УВЛАЖНЕННОГО УГЛЯ НА РАЗГРУЗКУ ПРИЗАБОЙНОЙ ЧАСТИ МАССИВА..... 109**

3.1 Горнотехническая оценка давления воды в скважине при гидрорыхлении .....	109
3.2 Гидросиловой и горно-силовой механизмы разгрузки краевой части угольного пласта.....	126
3.3 Деформационная разгрузка пласта .....	131
3.3.1 Влияние влаги на упругие свойства угля .....	131
3.3.2 Технологическая модель деформационной разгрузки пласта... ..	140
3.3.3 Расчетная модель деформационной разгрузки пласта .....	144
3.4 Рациональный режим гидрорыхления угольных пластов .....	151

### **РАЗДЕЛ 4. АНАЛИЗ ГИДРООБРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В ДИНАМИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ИЗМЕНЕНИЯ РАСХОДА И ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЯ..... 155**

4.1 Общие сведения о способах и средствах гидравлического воздействия на горный массив в динамическом режиме .....	155
4.1.1 Способы гидравлического воздействия на горный массив в динамическом режиме .....	155
4.1.2 Технические средства для сообщения жидкости упругих колебаний .....	156
4.2 Напряженно-деформированное состояние упруго-наследственного горного массива при волновых воздействиях.....	161

4.2.1 Экспериментальное определение параметров упруго-наследственной модели горных пород.....	161
4.2.2 Расчет динамических напряжений в упруго-наследственном горном массиве .....	165
4.3 Динамика процессов при пульсациях жидкости в скважине .....	170
4.4 Динамика столба жидкости в скважине с учетом параметров пневмогидравлического генератора импульсов .....	186
4.5 Метод непосредственного пересчета результатов стендовых измерений гидравлических колебаний в напряжения на контуре скважины в реальном массиве.....	192
4.5.1 Формула непосредственного пересчета результатов стендовых измерений гидравлических колебаний в напряжения на контуре скважины в реальном массиве .....	192
4.5.2 Выбор типа датчиков деформации и параметров трубы- имитатора скважины .....	197

<b>РАЗДЕЛ 5. ПЕРСПЕКТИВЫ ГИДРОРЫХЛЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ.....</b>	<b>203</b>
5.1 Обобщение опыта применения гидрорыхления .....	203
5.2 Перспективные параметры гидрорыхления .....	205
5.2.1 Темп и давление нагнетания.....	205
5.2.2 Параметры скважины .....	208
5.3 Средства герметизации нагнетательных скважин при подаче жидкости в пласт .....	215
5.4 Насосные установки для гидрорыхления.....	228
5.4.1 Параметры насосных установок.....	228
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>243</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>246</b>
<b>СОДЕРЖАНИЕ .....</b>	<b>255</b>

UDK 622.794.2(02.064)  
M 62

*Approved for publication by the Scientific Council of the Institute of Geotechnical Mechanics  
named after N. S. Polyakov of the National Academy of Sciences of Ukraine  
(Protocol No. 2 of January 26, 2021)*

**Reviewers:**

**Molchanov A. N.**, Doctor of Technical Sciences (D.Sc.), Institute for physics of mining processes of National Academy of Science of Ukraine (IPMP, NASU), Dnepr, Ukraine;

**Baranov V. A.**, Doctor of Geological Sciences (D.Sc.), Institute of Geotechnical Mechanics named N. Poliakov of National Academy of Science of Ukraine (IGTM, NASU), Dnepr, Ukraine.

*Autors' email: usov.o.a@gmail.com*

**Mineev S. P.**

M 62 Pressure filtration in the coal-bearing rock mass / S. P. Mineev, O. A. Usov, Yu. E. Polyakov. – Dnepr: Publisher Bila K. O., 2021. – 260 p.

ISBN 978-617-645-432

The monograph is devoted to the study of pressure filtration of liquid in a coal-bearing rock mass. The results of studies of the process of water injection into coal-bearing layers (coal seams) by high-pressure pumping units are presented. A barodynamics model of three-dimensional pressure filtration in an inhomogeneous anisotropic coal seam is developed. Based on the barodynamics model of three-dimensional filtration, methods for evaluating the filtration properties of the layer and its stress state based on the results of test injections are proposed. The mechanism of deformation discharge of the layer due to changes in the Young's modulus and Poisson's ratio of moistened coal is proposed and theoretically justified.

The common methods of hydraulic impact on the rock mass in the dynamic mode are considered. A method of direct conversion of the results of test bed observations of hydraulic vibrations into stresses on the well contour in a real rock mass is proposed. The prospective parameters of technical means of hydraulic scarifying (loosening) of coal layers are analyzed.

A special place is occupied by the analysis of the results of laboratory studies of two-dimensional water filtration through coal samples of cubic shape with a central hole. It is established that colmatation and suffosion skin-effects of the process play an important role in the realization of the nonlinearity of the filtration law. Therefore, the construction of a system of two-dimensional filtration equations, adequate to real processes, is an urgent task of underground coal layers hydraulics.

The monograph is intended for specialists in the field of underground hydraulics, geomechanics of coal deposits and safety engineering, as well as postgraduates and students.

**UDK 622.794.2(02.064)**

ISBN 978-617-645-432-8

© Mineev S. P., Usov O. A., Polyakov Yu. E., 2021

УДК 622.794.2(02.064)

М 62

*Затверджено до друку Вченою Радою  
Інституту геотехнічної механіки ім. Н. С. Полякова НАН України  
(протокол № 2 від 26 січня 2021 року)*

**Рецензенти:**

**Молчанов О. М.** – д-р техн. наук ІФГП НАН України,

**Баранов В. А.** – д-р геол. наук ІГТМ НАН України

*Електронна пошта для зв'язку з авторами:  
usov.o.a@gmail.com*

**Мінєєв С. П.**

М 62 Напорна фільтрація у вуглепородному масиві : моногр. / С. П. Мінєєв,  
О. О. Усов, Ю. Е. Поляков. – Дніпро : Видавець Біла К. О., 2021. – 260 с.

ISBN 978-617-645-432

Монографію присвячено дослідженню напірної фільтрації рідини у вуглепородному масиві. Викладено результати досліджень процесу нагнітання води до вугільних пластин насосними установками високого тиску. Розроблено бародинамічну модель тривимірної напірної фільтрації в неоднорідному анізотропному вугільному пласті. На базі бародинамічної моделі тривимірної фільтрації запропоновано методи оцінки фільтраційних властивостей пласта і його напруженого стану за результатами пробних нагнітань (інжекційних тестів). Висунуто й теоретично обґрунтовано механізм деформаційного розвантаження пласта за рахунок зміни модуля Юнга і коефіцієнтів Пуассона зволоженого вугілля.

Розглянуто поширені способи гідравлічного впливу на гірський масив в динамічному режимі. Запропоновано метод безпосереднього перерахунку результатів стендових вимірювань гідравлічних коливань в напруги на контурі свердловини в реальному масиві. Проаналізовано перспективні параметри технічних засобів гідророзпушування вугільних пластів.

Особливе місце займає аналіз результатів лабораторних досліджень двовимірної фільтрації води через вугільні зразки кубічної форми з центральним отвором. Встановлено, що в реалізації нелінійності закону фільтрації велику роль відіграють кольматаційні і суфозійні скін-ефекти процесу. Тому побудова адекватної реальним процесам системи рівнянь двовимірної фільтрації є актуальним завданням підземної гідравліки вугільних пластів.

Монографію розраховано на фахівців в галузі підземної гідравліки, геомеханіки вугільних родовищ і техніки безпеки, а також аспірантів і студентів.

**УДК 622.794.2(02.064)**

ISBN 978-617-645-432-8

© Мінєєв С. П., Усов О. О., Поляков Ю. Є., 2021

Наукове видання

Російською мовою

*Мінєєв Сергій Павлович*

*Усов Олег Олександрович*

*Поляков Юрій Євгенович*

## НАПОРНА ФІЛЬТРАЦІЯ У ВУГЛЕПОРОДНОМУ МАСИВІ

Монографія

Відповідальний редактор *Біла К. О.*

Оригінал-макет *Біла К. О.*

Технічний редактор *Олексенко Н. С.*

Коректор *Грунтова В. Ю.*

Здано до друку 27.03.20. Підп. до друку 14.05.20. Формат 60x84 1/16.  
Ум. друк. арк. 10,8. Тираж 300 пр. Зам. № 0521-03/1.

Видавець та виготовлювач СПД Біла К. О.

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру  
суб'єктів видавничої справи ДК № 3618 від 06.11.09

Надруковано на поліграфічній базі видавця Білої К. О.  
Україна, 49000, м. Дніпро, пр. Д. Яворницького, 111, оф. 2  
+38 (099) 7805049; +38 (067) 2100256

[www.impact.dp.ua](http://www.impact.dp.ua)  
e-mail: [impact.dnepr@gmail.com](mailto:impact.dnepr@gmail.com)



### **Минеев Сергей Павлович,**

доктор технических наук, профессор,  
заведующий отделом управления динамическими проявлениями  
горного давления Института геотехнической механики  
им. Н.С. Полякова НАН Украины (ИГТМ НАН Украины).

Автор более 600 печатных научных работ,  
в том числе 40 монографий и брошюр,  
165 патентов и авторских свидетельств.

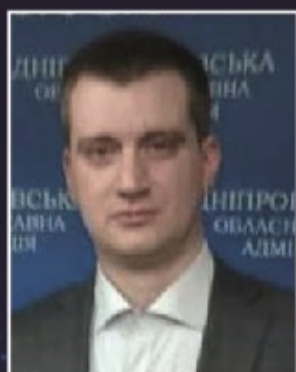
Автор научного открытия.



### **Усов Олег Александрович,**

кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник отдела  
управления динамическими проявлениями  
горного давления ИГТМ НАН Украины.

Автор более 50 печатных научных работ,  
в том числе 15 патентов  
и авторских свидетельств.



### **Поляков Юрий Евгеньевич,**

младший научный сотрудник отдела  
управления динамическими проявлениями  
горного давления ИГТМ НАН Украины.

Автор 27 печатных научных работ,  
в том числе 3 патентов.

ISBN 978-617-645-432-8



9 786176 454328