



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ и ГАЗА
имени И. М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА УПЛОТНЕНИЯ И ФИЛЬТРАЦИИ В ГЛИНАХ

Исполнитель:

Давыдова О.П.

Научный руководитель:

Городнов А.В.

Научный консультант:

Черноглазов В.Н.

Работа выполнена по гранту компании British Petroleum

Москва, 2012 г.

Содержание

ЗАЯВКА НА ПОЛУЧЕНИЕ ГРАНТА В РАМКАХ ПРОГРАММЫ КОМПАНИИ ВР.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ДЕФОРМАЦИИ ПОРОД.....	7
1. 1Основные понятия, термины	7
1.2 Реологические модели.....	9
1.2.1 Упругое тело Гука.....	12
1.2.2 Пластическое тело Сен-Венана	12
1.2.3 Вязкое тело Ньютона.....	14
1.2.4 Модель вязкоупругого тела Фойгта.....	16
1.2.5 Модель Терцаги.....	17
1.3 Деформации глинистых грунтов	19
2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ФИЛЬТРАЦИИ И УПЛОТНЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД	22
3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД	26
3.1Исследование влияния проницаемости глинистых пород	28
3.2 Исследование влияния начального градиента сдвига	33
3.3 Исследование влияния мгновенной сжимаемости глин.....	38
3.4 Исследование влияния времени запаздывания деформаций и медленной сжимаемости.....	41
3.5 Оценка изменения толщины глинистой покрышки во времени.....	45
4. ОЦЕНКА ОБЪЕМА ОТЖИМАЕМОГО ФЛЮИДА ИЗ ПОКРЫШКИ В РАДИУСЕ ДРЕНИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ.....	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	52
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	53

Заявка на получение гранта в рамках программы компании ВР

ВУЗ1:	РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Дата заполнения:	13.07.2012
ФИО:	Давыдова Ольга Петровна
Электронная почта:	davidova_o_p@mail.ru
Мобильный телефон:	8 926 16 56 143

1. Название проекта

Моделирование процесса уплотнения и фильтрации в глинах

2. Суть проекта

По данным ГИС установлен эффект необратимого уплотнения глинистой покрышки над нефтяными и газовыми залежами, длительно разрабатываемыми на режиме истощения со снижением пластового давления. Цель проекта – разработка математической модели и программного продукта для моделирования фильтрации воды и уплотнения глин, позволяющих оценить изменение порового давления в покрышке и уменьшение пористости глин во времени. Конечный продукт – результаты моделирования процесса деформации глинистой покрышки и отжима воды в пласт-коллектор.
--

3. Актуальность проекта

Воздействие динамически напряженных зон, деформация глинистых пород (физико-механические свойства глинистых пород) оказывают влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, параметры гидроразрыва пласта, обводненность добываемой продукции, осложнения и аварии при бурении и эксплуатации скважин (разрушение обсадных колонн). Эффект необратимого уплотнения вмещающих пород необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений нефти и газа с целью выбора оптимального режима. Для газовых объектов эта задача является особенно актуальной, т.к. может предотвратить обводнение на поздних стадиях эксплуатации.
--

4. Методы реализации проекта

Для реализации программы моделирования фильтрации и деформаций глинистых пород во

¹ В грантовой программе ВР могут принять участие студенты и преподаватели следующих вузов: Санкт-Петербургский горный институт, Университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Санкт-Петербургский политехнический университет, Санкт-Петербургский морской технический университет, Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ, Московский государственный институт международных отношений МИД России, Российская экономическая школа, Новосибирский государственный университет, Томский политехнический университет, Казанский федеральный университет, Дальневосточный федеральный университет, Иркутский государственный технический университет.

времени используются математические методы (метод конечных разностей). Планируется использовать следующий алгоритм. В каждом узле сетки моделируемого пространства задаются фильтрационно-емкостные и упругие свойства горных пород, зависящие от напряженного состояния. В начальный момент времени поровое давление равно во всех узлах сетки, что соответствует распределению давления в разрезе до начала разработки залежи. Затем в последней ячейке, моделирующей границу коллектор – покрывка, давление снижается и производится расчет изменения давления и деформации пород в остальных узлах сетки, соответствующих глинистой покрывке. Для адаптации и контроля математической модели применяются геофизические методы исследования скважин, зарегистрированные в разное время (в открытом стволе и после обсадки). По временным замерам нейтронных и акустических методов оценивается изменение пористости покрывки во времени. Интерпретация данных ГИС выполняется в программном комплексе КАМЕРТОН.

5. График проекта

На первом этапе изучаются реологические модели глинистых пород (Гольштейн М.Н., М. Рейнер и др.)
На втором этапе осуществляется разработка математической модели и программы моделирования процесса фильтрации и уплотнения глинистых пород.
На третьем этапе изучается влияние различных факторов на изменение толщины дренируемой толщи и уменьшение пористости вмещающих пород во времени:

1. Исследование влияния проницаемости глинистых пород
2. Исследование влияния начального градиента сдвига
3. Исследование влияния мгновенной сжимаемости глин
4. Исследование влияния ползучих (медленных) деформаций

На четвертом этапе производится оценка объема отжимаемого флюида и уменьшения толщины покрывки.

6. Участники проекта.

Давыдова Ольга Петровна – аспирант кафедры ГИС, *ответственный исполнитель проекта*
Городнов Андрей Васильевич – доцент кафедры ГИС, к.г.-м.н, научный консультант
Черноглазов Валерий Николаевич - доцент кафедры ГИС, к.г.-м.н, научный консультант
Варов Юрий Евгеньевич - аспирант кафедры ГИС, исполнитель
Тюркин Егор Иванович - магистрант кафедры ГИС, исполнитель
Перевозчикова Нина Геннадьевна – студент кафедры ГИС, исполнитель
Романюк Ольга Борисовна - студент кафедры ГИС, исполнитель
Лушников Анна Сергеевна – бакалавр кафедры ГИС, исполнитель

Введение

Данная работа является продолжением научно-исследовательского проекта «**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПОРОД В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ**», которая была выполнена по гранту компании ВР в 2011 году [13, 14].

В ходе работы были решены следующие задачи:

1. Исследованы деформации глинистых покрышек и перемычек на подземных хранилищах газа (ПХГ) при регулярных кратковременных воздействиях. Выявлен эффект уплотнения глинистой покрышки выполнялось путем сопоставления одноименных разновременных замеров геофизических методов (НГК).
2. Изучено уплотнение глинистых покрышек и перемычек на длительно разрабатываемых нефтяных и газовых месторождениях. Предложена методика, основанная на сравнении пористости глин до начала разработки залежи и на современном этапе эксплуатации, где используются разноименные и разновременные записи геофизических методов (БК, НГК, АК).
3. Изучено влияние неоднородности напряженного состояния на развитие трещины ГРП.
4. Написан литературный обзор, освещающий основные школы, подходы, современное состояние проблемы и позволяющий адекватно определять значимость наших научных выводов.

Основные научные результаты:

1. Кратковременные изменения Рпл на ПХГ практически не влияют на свойства покрышек.
2. При длительной депрессии на пласт в глинистых покрышках и перемычках возникает эффект необратимого уплотнения пород, фиксируемый методами ГИС.
3. Воронка депрессии развивается не только вдоль проницаемого пласта, но и по вертикали через слабопроницаемые перемычки.
4. Изменение напряженного состояния пород по вертикали, возникающее в процессе разработки, оказывает влияние на характер распространения трещины при ГРП.
5. Величина деформаций глин зависит от перепада давления на границе коллектор - глина. Скорость деформации затухает во времени.

Результатом выполненной работы явилась универсальная методика оценки напряженного состояния глинистых пород в процессе разработки, которая была реализована в программном комплексе «Камертон».

Цель данного проекта **«МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА УПЛОТНЕНИЯ И ФИЛЬТРАЦИИ В ГЛИНАХ»** – разработка математической модели и программного модуля для моделирования фильтрации воды и уплотнения глин, позволяющих оценить изменение порового давления в покрышке и уменьшение пористости глин во времени.

Адаптация и контроль математической модели будут базироваться на уже полученных практических результатах по данным разновременных замеров методов ГИС.

Первым этапом работы является рассмотрение известных простых механических моделей глинистых грунтов [6], выбор оптимальной модели, соответствующей схеме разработки залежи УВ, корректная постановка начальных условий.

1. Деформации пород

1. 1Основные понятия, термины

Глинистые породы, по сравнению с другими породами, представляют собой наиболее динамичные системы, мобильно изменяющие свой облик на разных стадиях литогенеза и чрезвычайно восприимчивые в отношении структурно-текстурных особенностей и свойств к внешним и внутренним воздействиям. Это в первую очередь обусловлено тем, что глина представляет собой тонкодисперсную высокопористую систему с чрезвычайно большой удельной поверхностью. Она сложена преимущественно частицами глинистых минералов анизометричной формы, имеющими микронные и субмикронные размеры, обладающие специфическим кристаллохимическим строением и особым поведением при взаимодействии с водой. Важная роль в формировании фильтрационных свойств отводится связанной воде, заполняющей поровое пространство.

Чтобы осветить зависимости между напряжениями и деформациями глинистых горных пород, определимся с употребляемой терминологией, опираясь на книги Вялова С.С. «Реологические основы механики грунтов» (1978) [4] и Гольдштейна М.Н. «Механические свойства грунтов» (1971) [6]. Так, деформация, восстанавливающаяся сама по себе или обратимая деформация, носит название упругой. Деформируя тела, внешние силы совершают работу, которая при упругой деформации обращается в накапливаемую телом потенциальную энергию деформации. При снятии нагрузки эта энергия расходуется на восстановление первоначальной формы и размеров тела. Если упругая деформация пропорциональна действующему усилию, то максимальное напряжение (например, растяжение), при котором еще сохраняется эта линейная зависимость, называется пределом пропорциональности. Пределы пропорциональности при сжатии и растяжении грунта обычно не совпадают.

При деформировании грунта происходит перестройка его структуры и текстуры, заключающаяся в перекомпоновке частиц и в изменении их ориентации. Если в начале деформации частицы ориентированы хаотично или эта ориентация упорядочена, но не совпадает с направлением действия внешних сил, то в результате деформирования грунта частицы стремятся принять упорядоченное положение, что отвечает минимуму свободной энергии.

Остаточная (или необратимая) деформация носит название пластической. Работа, совершаемая при пластической деформации, рассеивается, обращаясь в теплоту, вследствие чего тело нагревается. Свойства пластичности и упругости характерны для твердых тел.

Необратимые деформации могут достигать значительных размеров и возникают при напряжениях, превосходящих некоторый предел, называемый пределом упругости.

Течение возникает при действии напряжений, превосходящих некоторое критическое значение, называемое пределом текучести. Оно продолжается непрерывно до тех пор, пока не удаляется вызвавшая его нагрузка или пока напряжения не станут ниже предела текучести. Таким образом, между пределом упругости и пределом текучести грунт испытывает хотя и необратимые, но затухающие пластические деформации, не переходящие в течение. Скорость течения тем больше, чем больше действующее напряжение.

Малые касательные напряжения вызывают лишь упругое искажение структуры в виде восстанавливающегося сдвига (упругий сдвиг), а при больших напряжениях происходит скольжение одной части тела относительно другой – пластический сдвиг. Это скольжение легче всего происходит по таким поверхностям и в таких направлениях, при которых имеет место минимальное нарушение внутренней структуры и требуется, следовательно, затрата минимальной энергии.

Во многих случаях у грунтов нет четко выраженного предела упругости, и тогда за условный предел упругости принимают напряжение, при котором пластическая деформация достигает некоторой заранее обусловленной величины. При этом оговаривается также и скорость загрузки, от которой зависит величина деформации.

У многих грунтов в силу неоднородности их механических свойств одни зоны деформируются упруго, а другие при тех же напряжениях – пластически. Между этими участками могут появляться трещины скола и разрыва, перераспределяться напряжения. Точно так же после удаления внешней нагрузки некоторые зоны стремятся восстановить первоначальный объем и форму, обладая упругостью, а другие (пластические), наоборот, сохраняют приобретенную деформацию.

В результате такая упругопластическая система может после разгрузки лишь частично восстановить свое первоначальное состояние, и в ней останутся внутренние (остаточные) напряжения, так как одни элементарные объемы, стремясь расшириться и встречая сопротивление со стороны окружающих зон, сохраняют в себе остаток прежних упругих сжимающих напряжений, тогда как примыкающие к ним зоны будут испытывать растягивающее воздействие со стороны соседних упругих областей, стремящихся ликвидировать свои деформации.

Остаточные напряжения представляют собой систему взаимно уравновешенных внутренних напряжений, беспорядочно распределенных по объему грунта. Если грунт может испытывать деформации течения даже при малых напряжениях, то в результате медленного внутреннего течения остаточные напряжения могут полностью рассеиваться. В результате действия

тектонических и атектонических сил остаточные напряжения в горных породах нередко достигают значительных величин.

Таким образом, во многих случаях в грунте могут действовать напряжения, сохранившиеся в итоге прошлой его истории загрузки и деформирования. Эти напряжения, являющиеся остаточными по отношению к прежней нагрузке, обычно называют начальными по отношению к напряжениям от нагрузки, вновь приложенной.

В реологии в качестве фундаментальных свойств тел рассматривают:

1. Упругость;
2. Пластичность;
3. Вязкость.

Все другие механические свойства являются сложным сочетанием в различных комбинациях этих трех фундаментальных свойств.

Основными явлениями, составляющими объект изучения в реологии, являются:

1. Релаксация;
2. Ползучесть;
3. Длительная прочность материалов.

Под релаксацией понимают процесс постепенного перехода при длительном действии нагрузки упругой деформации в пластическую (необратимую остаточную). Подобное явление означает понижение с течением времени в деформированном материале предела упругости, т.е. его расслабление.

Ползучесть означает свойство материала испытывать длительно протекающие деформации при постоянной нагрузке. В принципе все реальные тела обладают свойством ползучести, но эти свойства проявляются в зависимости от промежутка времени, в течение которого ведется наблюдение за процессом деформирования, и от величины приложенной нагрузки и температуры.

Под длительной прочностью понимают прочность материала при длительном действии на него нагрузки. Эта прочность постепенно снижается, причем у различных материалов процесс постепенного падения прочности под нагрузкой протекает с различной интенсивностью.

В реологии все процессы обычно рассматриваются как протекающие в изотермических условиях.

1.2 Реологические модели

Для наглядного представления характера указанных комбинаций фундаментальных свойств различных материалов широко применяются простые механические модели (реологические).

Естественно, что простейшие из этих моделей слишком упрощают действительные свойства реальных материалов, однако приближенные к действительности модели настолько сложны, что теряют свое главное достоинство – наглядность.

Простейшие или основные реологические модели облегчают понимание реологических свойств материалов, а при своем появлении сыграли и определенную эвристическую роль, позволив установить ряд зависимостей, количественно характеризующих особенности поведения многих реальных материалов.

Идеальные материалы, отвечающие по своим свойствам тем или иным реологическим моделям, называют реологическими телами, и им обычно присваивается имя ученого, исследовавшего впервые их поведение.

Аналитическая зависимость между напряжениями, с одной стороны, и величиной и скоростью деформаций, с другой, называется реологическим уравнением данного реологического тела.

Реологические уравнения устанавливаются на основе экспериментов. Входящие в них скалярные параметры, различные для каждого материала, обычно называют реологическими коэффициентами или модулями (вроде, например, модуля упругости E или коэффициента Пуассона ν для упругих тел).

Материалы, обладающие качественно одними и теми же свойствами, отличаются лишь количественно, считаются одним и тем же реологическим телом и изображаются одинаковыми, но имеющими различные по величине коэффициенты или модули моделями.

Каждый материал характеризуется двумя реологическими уравнениями: одно описывает скорость объемных деформаций, другое – скорость формоизменения.

Скоростью деформации называется изменение деформаций во времени:

$$\dot{\varepsilon} = \frac{d\varepsilon}{dt}$$

которое зависит, во-первых, от скорости загрузки, а во-вторых, от свойств самого материала и особенностей его «отклика» на возмущающие действие нагрузки.

Упругие деформации в телах с кристаллическим строением, а также в жидкостях распространяются со скоростью звука в данном материале, которая измеряется сотнями метров в секунду. Поэтому в большинстве случаев распространение в теле упругих деформаций может практически рассматриваться мгновенно следующим за нагружением.

Итак, простейшими реологическими телами являются: упругое тело Гука, пластическое тело Сен-Венана, вязкое тело Ньютона. Их описание будет приведено далее.

Сложными реологическими телами называют модели, сочетающие в себе различные фундаментальные реологические свойства, и, таким образом, более точно (хотя и все еще

довольно приближенно) описывающие поведение реальных материалов. Они составляются путем последовательного или параллельного соединения фундаментальных моделей.

Как показывает опыт, фундаментальные реологические свойства у разных материалов проявляются в различных условиях по-разному. При сочетании этих свойств упругое начало сказывается, прежде всего, на обратимости деформаций, вязкое – на особенностях их протекания во времени, пластическое – на появлении некоторого предельного значения напряжений. В результате сочетания появляются такие, например, свойства, как растянутые во времени упругие деформации – прямая и обратная (при разгрузке), или неодинаковый характер отклика различных материалов на мгновенные и длительно действующие нагрузки. Первым в названии этих тел ставится наименование вида деформации в первое мгновение после приложения нагрузки.

Если следуя по ветвям (элементарным моделям), соединяющим между собой конечные точки, можно найти такой путь, который будет проходить только по пружинам, то такая связь называется непрерывной упругой связью (Рис. 1, а); если путь между конечными точками содержит только вязкие элементы (амортизаторы), то такая связь называется непрерывной вязкой связью (Рис. 1, б). Связь же по пути, содержащему как упругие, так и вязкие элементы, называется смешанной. Модели, содержащие более двух элементов, могут иметь одновременно непрерывные и смешанные связи.

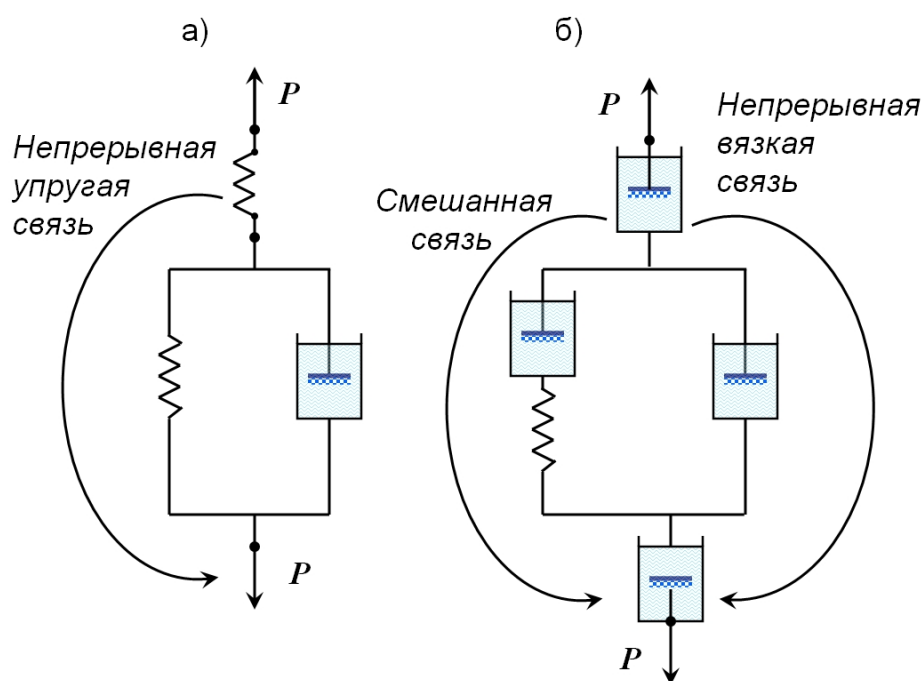


Рис. 1 Непрерывные (а) и смешанные (б) реологические связи

Перечислим основные из сложных реологических моделей: тело Прандтля, модель упруго-вязкой жидкости Максвелла, модель вязко-упругого тела Фойгта, модель Терцаги, модель упруго-вязко-пластического тела (Бингамово тело), упруго-вязкое тело Кельвина, лестничная модель вязко-упругого тела Близара-Кауэра, модель Гросса-Фуосса и тд.

Для изображения процесса уплотнения водонасыщенной глины, которое происходит за счет выжимания воды из пор грунта и представляет собой объемную деформацию (консолидацию глины) предлагались различные модели. Назовем некоторые из них – модель Денисова, модель Тана, модель Мураямы и пр.

Более подробно мы остановимся лишь на двух из них – модели Терцаги и модели Фойгта (или модель вязкоупругого твердого тела), которые являются практически эквивалентными друг другу.

1.2.1 Упругое тело Гука

Упругое тело называется телом Гука и обозначается символом H . Свойства упругости условно изображают механической моделью в виде пружины (Рис. 2, а). Точки приложения к модели внешних сил называют конечными точками модели.

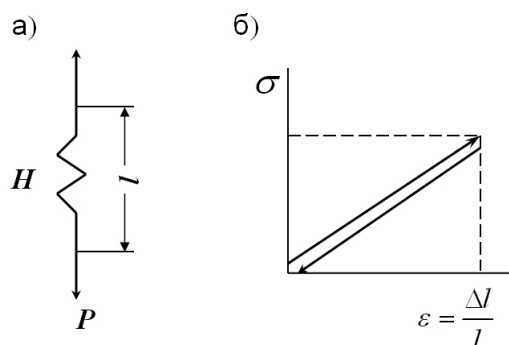


Рис. 2 Модель упругого тела (модель Гука)

График зависимости между напряжениями и деформациями у тела Гука прямолинеен, причем графики загрузки и разгрузки совпадают (Рис. 2, б). Работа, затраченная на сжатие пружины, накапливается в ней в виде потенциальной энергии деформации и полностью возвращается при снятии нагрузки с пружины.

1.2.2 Пластическое тело Сен-Венана

Идеально-пластическим или жестко-пластическим называют тело, которое не испытывает никаких деформаций (является жестким) до тех пор, пока напряжение не превзойдет определенного предела, после чего развивается пластическая деформация.

При жестко-пластической деформации объем тела принимается неизменным. Изменяется лишь его форма подобно тому, как это имеет место при чисто упругом сдвиге, однако от последнего пластическая деформация отличается своей необратимостью.

Пластическая деформация представляет собой остаточную деформацию сдвига, происходящую при напряжениях, превосходящих предел, называемый пределом пластичности жестко-пластичного тела и обозначаемый через $\tau_{пл}$. Следовательно, условие наступления пластической деформации в таком теле можно представить в виде предельного соотношения:

$$\tau = \tau_{пл}.$$

где τ – касательное напряжение Рис. 3.

Идеально-пластическое тело называют телом Сен-Венана, обозначают символом *StV* и схематически изображают в виде модели ползуна (Рис. 3, а или Рис. 3, б). Между элементами модели действует сухое, или кулоново, трение. Это трение остается постоянным при постоянном нормальном давлении.

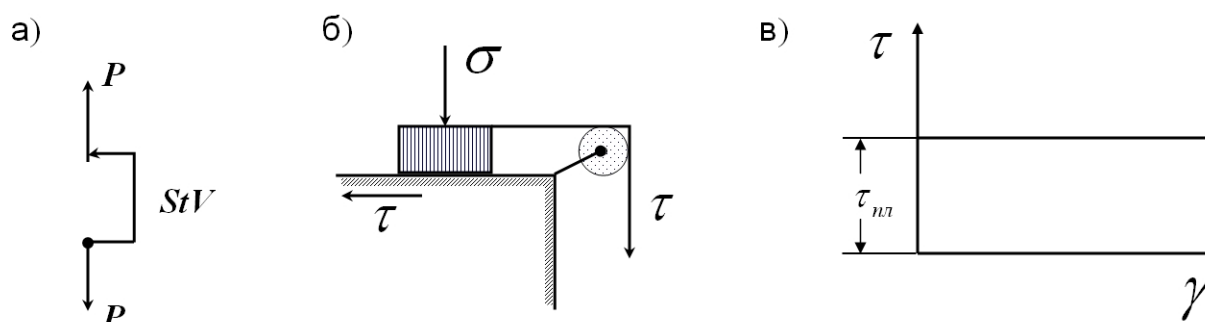


Рис. 3 Пластическое тело Сен-Венана

В действительности процесс пластической деформации развивается несколько сложнее. Как только начинается эта деформация, первоначальное сопротивление материала, называемое верхним пределом пластичности $\tau_{пл. макс}$, падает и по достижении некоторого значения, называемого нижним, или установившимся пределом пластичности $\tau_{пл. уст}$, остается постоянным (Рис. 4). Такое падение сопротивления реальных пластических деформаций связано со структурными изменениями материала.

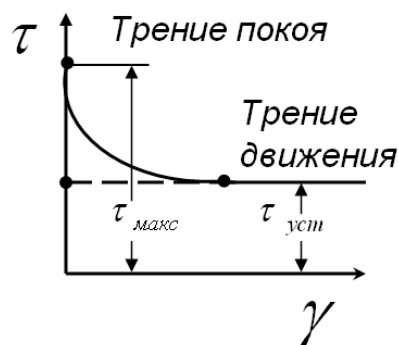


Рис. 4 Падение сопротивления материала при пластической деформации (условная аналогия с трением покоя и трением движения)

Характерной особенностью пластического тела Сен-Венана является независимость деформации от скорости загрузки. Работа, затраченная на пластическую деформацию, идет на преодоление внутреннего трения и полностью рассеивается, обращаясь в теплоту.

У ряда тел при пластической деформации наблюдается постепенное увеличение сопротивления деформации – так называемое упрочнение. Это явление может быть условно представлено серией моделей Сен-Венана, соединенных свободных от натяжения нитями, непрерывно включающими в работу по мере сдвига одну модель за другой Рис. 5

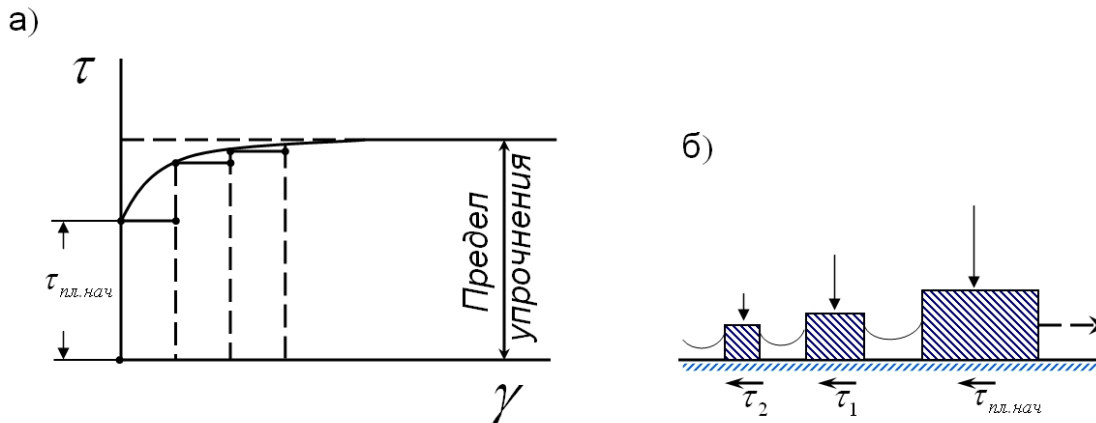


Рис. 5. Пластическое тело с упрочнением

1.2.3 Вязкое тело Ньютона

Если для поведения твердых тел под действием нагрузки характерны упругие и пластические деформации, то для жидкостей характерно вязкое течение, которое начинается при бесконечно малых сдвигающих напряжениях. Скорость вязкого течения пропорциональна величине этих напряжений.

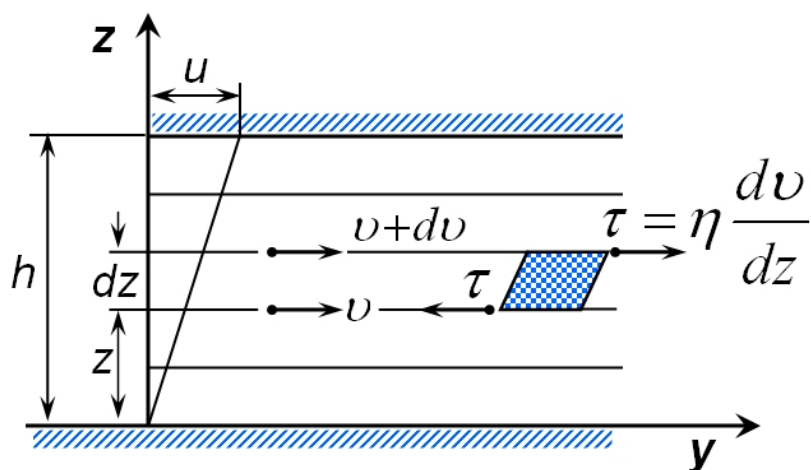


Рис.6 Течение между двумя параллельными пластинами

На рис. 6 показано течение жидкости, находящейся между двумя параллельными пластинами, верхняя из которых смещается под действием горизонтальной силы параллельно самой себе, увлекая за собой жидкость. Вследствие вязкости жидкости скорость ее течения с глубиной убывает. Вязкость рассматривается как проявление внутреннего трения в жидкости (так называемое жидкостное трение).

Обозначим скорость жидкости на некоторой глубине через v . Тогда изменение скорости с глубиной z (градиент скорости) будет выражаться производной $\frac{dv}{dz}$

Если обозначить перемещение верхней пластины за время dt через du , а глубину, на которой скорость течения нижнего слоя равно нулю, через h , то скорость верхнего слоя жидкости

$$v = \frac{du}{dt}, \text{ а градиент скорости}$$

$$\frac{dv}{dz} = \frac{v}{h} = \frac{1}{h} * \frac{du}{dt} = \frac{d(\frac{u}{h})}{dt}$$

Величина $(\frac{u}{h})$ представляет собой градиент смещения. Обозначим его через γ . Таким образом, из вышеизложенного следует, что градиент скорости равен производной по времени от градиента смещения.

$$\dot{\gamma} = \frac{dv}{dz}$$

где точкой над γ обозначена производная по времени.

По закону Ньютона касательное напряжение τ , действующее между слоями жидкости, пропорционально отношению разности скоростей слоев к расстоянию между ними. Если

выделить два соседних бесконечно тонких слоя с расстоянием dz между их серединами и считать в пределах каждого такого слоя скорость постоянной, изменяющейся на величину dv только при переходе через границу между слоями, то

$$\tau = \eta \frac{dv}{dz}$$

Где dv – разность скоростей соседних слоев;

dz – расстояние между слоями

Коэффициент η , называемый динамической вязкостью при сдвиге, или просто вязкостью, представляет собой касательное напряжение, необходимое для того, чтобы вызвать движение слоев относительно друг друга со скоростью, равной единице, и имеет размерность напряжения, помноженного на время.

Зависимость, которая носит название закона вязкости Ньютона, выглядит так: $\tau = \eta \dot{\gamma}$

Вязкая жидкость, подчиняющаяся этому закону, называется реологическим телом Ньютона, обозначается символом N и имеет своей моделью так называемый амортизатор в виде поршня с тонкими отверстиями, движущегося в цилиндре, заполненном жидкостью (Рис. 7, а). Здесь скорость перемещения поршня пропорциональна приложенной силе P в соответствии с законом вязкости Ньютона, которая графически представлена на Рис. 7, б

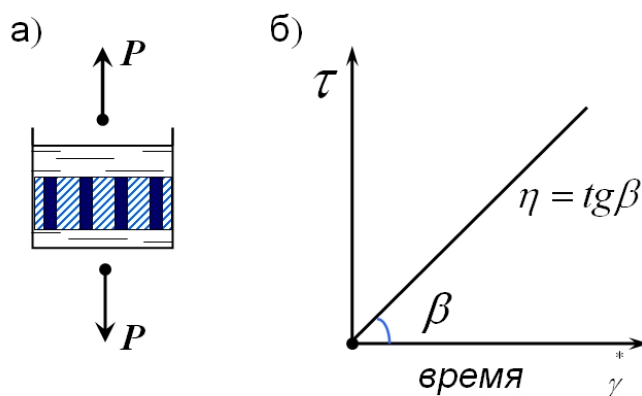


Рис. 7 Модель реологического тела Ньютона (вязкое течение)

Работа сил, вызывающих вязкое течение, полностью расходуется на преодоление вязкого (жидкостного) трения, превращаясь в теплоту, и является необратимой.

1.2.4 Модель вязкоупругого тела Фойгта

Модель вязкоупругого тела Фойгта. Упругий H и вязкий N элементы в реологической модели этого тела (иногда называемого телом Кельвина-Фойгта [4]) соединены параллельно.

Символическое обозначение модели:

$$F = H \parallel N$$

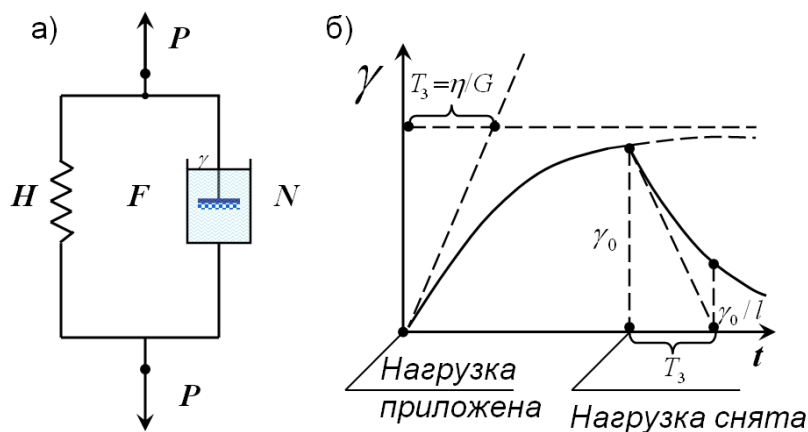


Рис. 8 Модель вязко-упругого тела Фойгта

На рис. 8 приведены графики изменения деформаций в этой модели как после приложения, так и после снятия нагрузки P . Приложенная сила не может вызвать мгновенного удлинения пружины, так как этому препятствует амортизатор. Удлинение пружины определяется той скоростью, с какой передвигается поршень в амортизаторе. Это явление так называемой замедленной, или запаздывающей упругости. Соответствующая медленная, непрерывно протекающая деформация тел называется ползучестью, или крипом. Полностью упругая деформация в этой модели теоретически закончится через бесконечное время.

Особенностью ползучести тела Фойгта является ее затухающий характер, причем сама деформация ползучести носит обратимый характер. Этим ползучесть как проявление жидкообразного свойства твердого тела отличается от медленного вязкого течения типичной жидкости, которое не будет затухать до тех пор, пока продолжает действовать нагрузка.

1.2.5 Модель Терцаги

Первой механической моделью, описывающей процесс консолидации водонасыщенного грунта, является классическая модель Терцаги. Фазовая модель грунта была предложена К. Терцаги в 1925 г. для расчета осадок сооружений. Терцаги принял, что скелет грунта образован из жестких несжимаемых твердых частиц. Точно так же несжимаемой принимается и жидкость (вода), заполняющая поры грунта. Соответственно объемные

деформации грунта могут происходить только за счет изменения относительного содержания в грунте различных фаз. При сжатии объем пор уменьшается и на столько же увеличивается объем скелета (на единицу объема грунта). Если поры грунта заполнены водой, то уплотнение сопровождается выжиманием из пор соответствующего ее количества. Таким образом, изменение объема фазовой модели грунта при сжатии равно изменению объема пор грунта. В случае двухфазной модели изменение объема грунта равно изменению объема жидкой фазы.

Фазовую модель сплошной среды называют также уплотняющейся моделью сплошной среды.

Для наглядного представления явлений, происходящих в двухфазной системе, К. Терцаги предложил механическую модель, изображенную на рис. 9. В ней роль слоя грунта на дне сосуда играет стальная пружина, а роль воды в порах – вода, окружающая пружину, причем последняя может сжиматься лишь по мере выхода воды через отверстие в поршне.

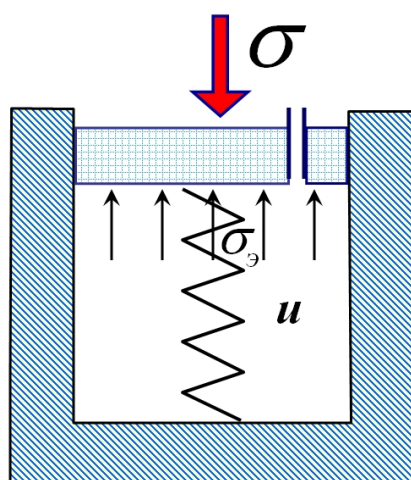


Рис. 9 Механическая модель Терцаги

По мере сжатия пружины будет возрастать ее реакция и соответственно убывать давление на воду, равное давлению на поршень, за вычетом реакции пружины, моделирующей реакцию скелета грунта. Когда пружина сожмется настолько, что ее реакция полностью уравнивает давление на поршень, давление в воде станет равным нулю. Таким образом, в процессе деформации модели происходит непрерывное перераспределение нагрузки между водой и пружиной. Вначале вся нагрузка воспринимается водой, а в конце – пружиной. Аналогично этой модели в двухфазном грунте (насыщенном водой) в первый момент после приложения нагрузки все давление воспринимается поровой водой, а в конце – скелетом.

Напряжения, действующие в скелете, называются эффективными, межчастичными, скелетными, а в поровой воде – нейтральными, или поровым давлением. Сумма этих

напряжений должна равняться средним суммарным напряжениям в точке от внешней нагрузки, определенным как для однородной сплошной среды. Для обозначения этих суммарных напряжений существует ряд терминов – общие, полные, тотальные.

Если обозначить напряжения в скелете (эффективные) через σ_e , напряжения в жидкости (нейтральные) через u , а общие через σ , то для двухфазной модели Терцаги должно выполняться условие:

$$\sigma = \sigma_e + u$$

причем в первое мгновение по приложении нагрузки ($t = 0$) $\sigma = u$, а в конце процесса деформирования ($t = \infty$) $\sigma = \sigma_{e,0}$

Последующие модификации модели Терцаги сводились к учету вторичной консолидации.

Принцип действия механической модели двухфазного сплошного тела Терцаги полностью сохранится, если пружину из сосуда рис. 9 вынести наружу и соединить ее поперечным стержнем так, чтобы они перемешались параллельно самим себе без перекосов. При этом мы получим реологическую модель Фойгта. Таким образом, эти две модели совпадают между собой.

1.3 Деформации глинистых грунтов

И релаксация, и ползучесть представляет собой сложные явления сочетания в одном теле свойств упругости вязкого течения. Степень проявления этих свойств у одного и того же материала зависит от ряда факторов и в первую очередь от температуры и нагрузки, а у глинистых грунтов – от влажности и нагрузки. Повышение и той, и другой приводит ко все более сильному проявлению жидкообразных свойств.

Если реологические коэффициенты систем – модуль упругости, коэффициент вязкости, время релаксации и т.п. – остаются неизменными в процессе деформирования, то такого рода реологические тела называются физически линейными. Однако у реальных материалов в ходе деформации изменяется структура, уменьшается или увеличивается плотность, нарушаются в той или иной мере внутренние связи и соответственно должны изменяться реологические коэффициенты, которые зависят и от абсолютной величины деформаций, и от скорости их развития. Такого рода системы называются физически нелинейными.

При этом реологические уравнения становятся уравнениями с переменными коэффициентами, или квазилинейными. Графики зависимости напряжений от деформаций перестают быть прямыми и становятся криволинейными. Упругие физически нелинейные тела называют обобщенными телами Гука, а физически нелинейные жидкости – обобщенными или неньютоновскими жидкостями. Переменную вязкость таких жидкостей В. Оствальд назвал структурной вязкостью.

Исследования показывают, что полная сдвиговая деформация глинистого грунта в общем случае состоит из четырех составляющих:

1. Немедленной обратимой деформации (упругой);
2. Немедленной остаточной деформации (необратимой);
3. Длительной обратимой деформации (упругой);
4. Длительной остаточной деформации (необратимой).

Немедленная деформация протекает с относительно высокой скоростью, и ее часто называют также мгновенной. Немедленная упругая деформация протекает в материалах со скоростью, равной скорости распространения упругих колебаний в данном материале. Вопрос о скорости немедленной пластической деформации в грунтах пока исследован недостаточно.

Остаточная деформация тем больше по величине, чем больше действующая нагрузка. Эта деформация развивается одновременно с обратимой, и величина ее может быть установлена только как разность между полной и обратимой деформациями.

Немедленная остаточная деформация сдвига глины по своей абсолютной величине тем больше, чем разность между приложенным сдвигающим напряжением τ и некоторой его величиной τ_n , называемой пределом упругости.

Прямая (при загрузке) длительная упругая деформация, как показали опыты, практически линейно связана с напряжениями и поэтому подчиняется принципу независимости действия сил так же, как и мгновенная упругая деформация. Скорости прямой и обратной (при разгрузке) длительных упругих деформаций с большей точностью подчиняются закону вязкости, и эти деформации могут быть названы вязкоупругими. Они протекают неодинаково, образуя петлю гистерезиса, и носят энтропийный характер подобно эластической деформации полимерных материалов. После того как нагрузка превзойдет некоторый предел, называемый пределом упругости, часть деформации после разгрузки сохраняется, являясь необратимой (пластической) деформацией. Длительная остаточная деформация протекает со скоростью, которая возрастает с увеличением разности $(\tau - \tau_T)$ между сдвигающим напряжением τ и некоторой величиной, называемой пределом текучести (τ_T). Эту часть деформации можно рассматривать как деформацию вязкопластического течения. У глин $\tau_T > \tau_n$, но чем выше влажность, тем меньше разность $\tau_T - \tau_n$ и тем относительно больше необратимая доля деформации.

Таким образом, для описания реологических свойств глинистых грунтов применяют различные методы, основанные на использовании механических моделей, на теории наследственной ползучести, на физико-технической теории ползучести, на теории пластического течения и пр. Все эти положения в итоге приводят к различным уравнениям состояния, содержащим несколько параметров, подлежащих экспериментальному

определению. Определение реологических параметров требует, с одной стороны, сложных аппаратуры и методики лабораторных и полевых испытаний и с другой – расчета напряженно-деформированного состояния грунтового массива во времени численными методами с применением ЭВМ.

Эксперименты [4, 6] показали, что ползучесть глинистых грунтов проявляется как при объемных деформациях, так и при деформациях изменения формы (сдвиг), часто протекающих совместно. Зависимость между напряжением, деформацией и временем (уравнение состояния) глинистых грунтов нелинейная. Определение характера деформирования на основании кратковременных наблюдений может привести к ошибкам.

Процесс деформирования глинистых грунтов во времени зависит как от содержания глинистых фракций, гидрофильности минералов, плотности и влажности грунта, условий дренирования, так и от величины действующих нормальных и касательных напряжений, а также продолжительности действия сдвигающей нагрузки, температуры, способа и режима приложения нагрузки.

2. Математическая модель моделирования процесса фильтрации и уплотнения глинистых пород

Для исследования масштаба и скорости протекания процессов фильтрации и уплотнения вмещающих пород, а также факторов, влияющих на уплотнения глинистой покрышки, нами разработана следующая математическая модель. Уравнение фильтрации для вертикального массопереноса в пористой среде можно представить в виде:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\varphi \frac{\partial p}{\partial z} \right), \quad (1)$$

где φ - пьезопроводность горных пород;

p – давление, приведенное к общему статическому уровню путем вычитания величины гидростатического давления;

z – глубина залегания пород.

Пьезопроводность - свойство флюидонасыщенной среды передавать изменения давления флюида, φ , в уравнении фильтрации (1) зависит от фильтрационно-емкостных и упругих свойств породы и свойств флюида:

$$\varphi = \frac{Knp(\sigma_{эф})}{\mu \cdot Kn(\sigma_{эф}) \cdot [\beta_n(\sigma_{эф}) + \beta_\epsilon]}, \quad (2)$$

где $Knp(\sigma_{эф})$ - проницаемость пород в вертикальном направлении;

$Kn(\sigma_{эф})$ - коэффициент пористости;

$\beta_n(\sigma_{эф})$ - коэффициент сжимаемости порового пространства породы;

μ - динамическая вязкость пластового флюида;

β_ϵ - коэффициент сжимаемости флюида;

$\sigma_{эф}$ - эффективное напряжение скелета горной породы, равное разности геостатического и порового давлений.

Уравнение фильтрации (1) аппроксимируем следующей конечно-разностной схемой:

$$\frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\tau} = \frac{1}{h} \left[\varphi_{i+1} \frac{(p_{i+1}^n - p_i^n)}{h} - \varphi_i \frac{(p_i^n - p_{i-1}^n)}{h} \right], \quad (3)$$

где h – шаг сетки по глубине;

n – номер временного слоя;

τ - шаг по времени,

i – порядковый номер узла сетки.

Поскольку уравнение (3) записано в явном виде, то для устойчивости его решения необходимо соблюдать условие:

$$\tau \leq \frac{h^2}{2 \cdot \varphi_i} . \quad (4)$$

В каждом узле сетки моделируемого пространства задаются фильтрационно-емкостные и упругие свойства горных пород, зависящие от напряженного состояния. В начальный момент времени поровое давление равно во всех узлах сетки, что соответствует распределению давления в разрезе до начала разработки залежи. Затем в последней ячейке, моделирующей границу коллектор – покрышка, давление снижается и производится расчет изменения давления и деформации пород в остальных узлах сетки, соответствующих глинистой покрышке.

В результате изменения давления на величину ΔP за один шаг по времени, τ , пористость глинистой покрышки уменьшается и порода уплотняется по закону:

$$\Delta Kn = \beta_n(\sigma_{эф}) \cdot Kn(\sigma_{эф}) \cdot \Delta P . \quad (5)$$

С уменьшением пористости снижается проницаемость пород. Величина коэффициента сжимаемости порового пространства, $\beta_n(\sigma_{эф})$, первоначально близка к коэффициенту необратимого (неупругого) уплотнения пород, зависит от текущего эффективного напряжения и учитывает затухающий характер деформаций во времени.

При моделировании фильтрации жидкости через тонкодисперсные глинистые породы необходимо учитывать эффект начального градиента давления. Известно, что в тонких капиллярах жидкости обладают повышенной вязкостью и сопротивляемостью сдвигу. Движение жидкости в таких капиллярах подчиняется закону течения вязкопластической жидкости Бингама - Шведова и начинается только тогда, когда напряжение сдвига превысит начальный градиент давления.

Величину начального градиента давления, G_0 , можно получить путем экстраполяции экспериментальных зависимостей скорости фильтрации флюида от приложенного градиента давления. Экспериментально доказано, что величина G_0 сильно зависит как от фильтрующей среды, так и от фильтрующегося флюида. Например, С.А. Розы (1953) при фильтрации дистиллированной воды через серую каолинитовую глину получил необычайно высокие значения $G_0 = 0.19 \div 0.37$ МПа/м, а при фильтрации минерализованной воды через красную

глину $G_o = 0.02 \pm 0.07$ МПа/м. Во всех экспериментах с увеличением давления обжатия образца величина начального градиента давления возрастала.

Для учета этого эффекта в математической модели предусмотрено условие, когда фильтрация жидкости между соседними узлами сетки модели начинается только при превышении заданной величины начального градиента давления.

Согласно теории старения, сформулированной Зодербергером К. в 1936 г. [4], общая деформация порового пространства глинистых пород складывается из двух слагаемых: упругость и ползучесть (запаздывающая упругость), то тогда для такой модели деформации пор можно записать уравнение изменения объема пор за один шаг по времени:

$$\Delta K_{\Pi}^n = \beta_{\Pi} \cdot \Delta P_1 \cdot K_{\Pi}^{n-1} + \beta_{\Pi}(\tau) \cdot \Delta P_2 \cdot K_{\Pi}^{n-1} \quad (6)$$

где β_n - коэффициент мгновенной упругой сжимаемости пор;

$\beta_n(\tau)$ - коэффициент длительной обратимой сжимаемости пор;

K_n^{n-1} - коэффициент пористости на предыдущем шаге по времени;

$\Delta P_1 = P^{n-1} - P^n$ - изменение давления за один шаг по времени;

$\Delta P_2 = P_{нач} - P^n$ - изменение давления от первоначального.

Коэффициент длительной обратимой деформации зависит от времени:

$$\beta_{\Pi}(\tau) = \beta_{\Pi}^{нач} \cdot \left[\exp\left(-\frac{\tau}{T_3}\right) - \exp\left(-\frac{\tau + \Delta\tau}{T_3}\right) \right] \quad (7)$$

$\Delta\tau$ - шаг по времени;

τ - время от начала деформации в данном узле сетки при снижении давления ниже начального на 0.01 МПа;

T_3 - время запаздывания деформации (или время последствия);

$\beta_{\Pi}^{нач}$ - начальный коэффициент сжимаемости длительной деформации.

В естественных условиях реологические процессы в грунтах развиваются десятки и сотни лет. Опыты в лабораторных условиях ограничены техническими возможностями и проводятся в течение нескольких часов и дней, реже – месяцев. Вследствие этого нужно очень осторожно подходить к экстраполяции данных кратковременных испытаний грунтов на длительные отрезки времени.

Для того, чтобы оценить время запаздывания деформаций глинистых пород, воспользуемся работой В.Д. Ломтадзе «Инженерная геология» [18], где изложены принципы и примеры

режимных стационарных наблюдений при инженерно-геологических исследованиях (Рис. 11).

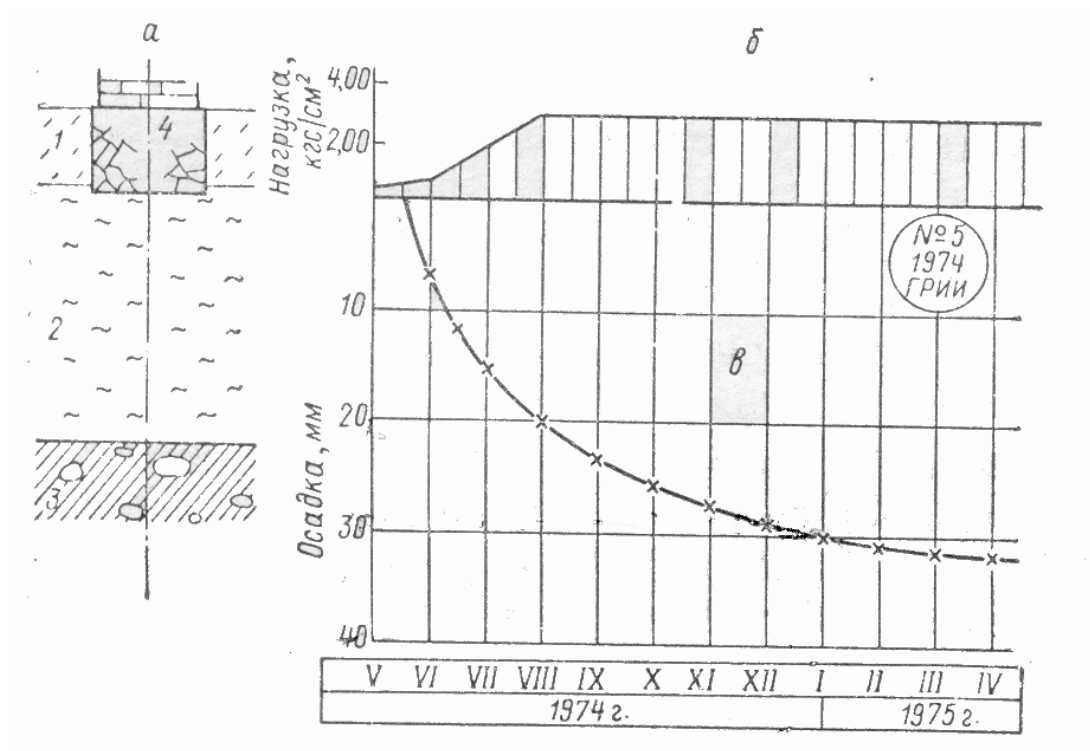


Рис. 11 График развития осадки здания, построенного на мягких глинистых породах.
 А – геологический разрез; 1 – супеси; 2 – глины; 3 – моренные суглинки; 4 – фундамент здания. Б – эпюра изменения действующих нагрузок в основании фундамента здания. В – график развития осадки здания по результатам наблюдения по реперу №5.
 Римские цифры – месяцы года. (По Ломтадзе В.Д.)

3. Моделирование деформации вмещающих пород

Рассмотрим результаты моделирования деформации глинистой покрышки при различном изменении входных параметров (в том числе и комплексном) и в динамике оценим их влияние на уплотнение вмещающих пород (оценка уменьшения пористости глин, толщины глинистой покрышки, охваченной дренированием, объема отжатой воды).

При этом рабочий набор данных в общем виде выглядит так:

начальный коэффициент пористости глин - 0.15,

сжимаемость пор – $5 \cdot 10^{-2}$ 1/МПа,

сжимаемость воды - $4 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа,

вязкость воды - $1 \cdot 10^{-9}$ МПа·с,

начальный градиент сдвига – 0.2 МПа/м.

коэффициент проницаемости глин – 10^{-18} м²

первоначальное давление во всех узлах сетки – 15 МПа, затем в последней ячейке, соответствующей кровле продуктивного пласта, давление снижается на 3, 5 или 10 МПа.

время воздействия – 30 лет (10950 суток), с периодом времени для записи в файл – 3 года (1095 суток).

Шаг счета по глубине – 0.5 м (при этом количество узлов сетки, умноженное на шаг счета по глубине, дает общую рассматриваемую толщину массива вмещающих пород)

шаг по времени - 0.015 суток, является настраиваемым параметром, зависящим от проницаемости глин, перепада давлений на границе коллектор-покрышка, начального градиента сдвига и пр.

Необходимо учитывать, что уменьшение шага по времени существенно замедляет общее время расчета.

Так, на рис. 12 и рис. 13 приведена динамика изменения поровых давлений и уплотнения глинистых пород за 30 лет при значениях коэффициента проницаемости глин в 10^{-17} м² градиент давления равен 10 МПа.

Видно, как со временем увеличивается зона максимального уплотнения глин вблизи границы раздела коллектор - покрышка и увеличивается общая толщина глинистой покрышки, охваченная дренированием. Очевидно, что наиболее динамично процесс протекает в первые годы воздействия градиента давлений, далее – уплотнение глин носит затухающий характер и эффект с уменьшающейся скоростью распространяется по вертикали. Можно заметить при сопоставлении графиков, что изменение пористости глин носит запаздывающий характер по отношению к изменению поровых давлений. Это связано с особенностью расчетов, когда очень малое изменение поровых давлений не приводит к фиксированному изменению

пористости – при этом уплотнение глин составляет $10^{-4} - 10^{-6}$ доли процента, что является недостаточным для записи в файл.

Определимся для дальнейшего анализа, что численные значения изменения толщин дренируемой части, зоны наиболее интенсивного уплотнения и др. будут сниматься с кроссплота изменения пористости вмещающий пород.

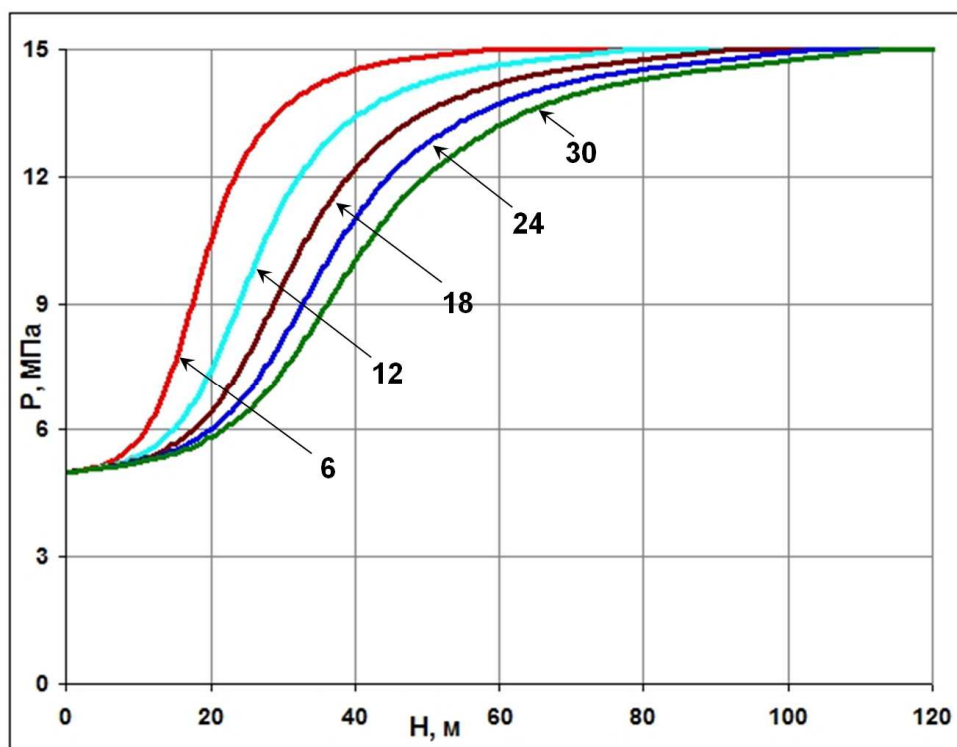


Рис. 12 Динамика изменения поровых давлений. Градиент давления равен 10 МПа. Шифр кривых - годы

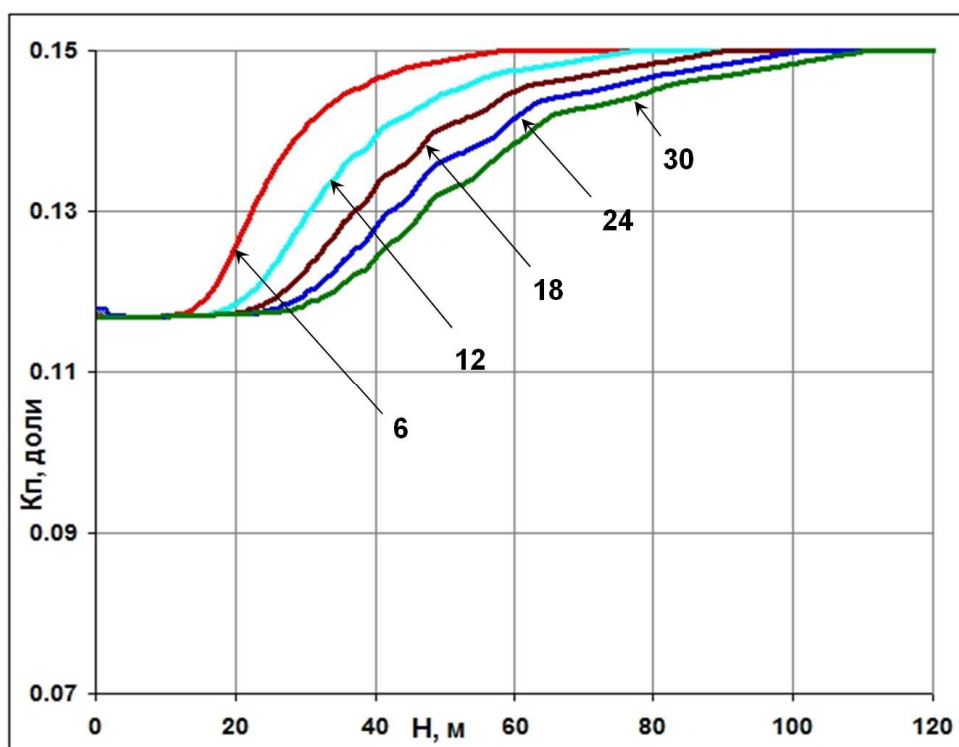


Рис. 13 Динамика изменения пористости глинистой покрышки. Градиент давления равен 10 МПа.

Шифр кривых - годы

3.1 Исследование влияния проницаемости глинистых пород

Проницаемость является основным, но очень сложным и многофакторным параметром, определяющим экранирующие свойства глинистых пород-покрышек залежей углеводородов. Проницаемость глин может изменяться в широких пределах в зависимости от степени дисперсности и уплотнения пород [5]. Проницаемость характеризует фильтрационные свойства породы, которые определяются коэффициентом фильтрации и коэффициентом проницаемости. Коэффициент фильтрации является интегральным показателем, отражающим как свойства породы (через коэффициент проницаемости), так и свойства фильтрующейся жидкости (через ее вязкость и плотность).

Согласно [26], основными факторами, влияющими на проницаемость глин являются минеральный состав, минерализация и химический состав фильтрующейся жидкости, температура и градиент напора, геостатическое давление.

Необходимо отметить, что для глинистых пород – покрышек существует очень большой разброс значений проницаемости по оценкам различных авторов.

В данной работе приведены результаты моделирования давления и деформации порового пространства пород глинистой покрышки за 30-летний период эксплуатации пласта при изменении коэффициента проницаемости глинистой покрышки от 10^{-20} до 10^{-17} м² и градиентах давлений между пластом-коллектором и покрышкой в 10 МПа, 5 МПа и 3 МПа.

Начальный градиент сдвига примем неизменным и равным 0.2 МПа/м.

1. Перепад давления между пластом-коллектором и вмещающими породами составляет 10 МПа. Видно, что с увеличением проницаемости от 10^{-20} до 10^{-17} м² толщина дренируемой части покрышки возрастает от 6.5 до 110 м (Рис. 15), а зона максимального уплотнения глин величиной в 3.3 % распространяется на расстояние от 1.0 до 28.0 метров над кровлей пласта. Выскажем предположение, что единый предел уменьшения пористости глин в 3.3 %, достигнутый при различных значениях проницаемости, обусловлен подавляющим влиянием большого градиента давлений.

2. Перепад давления между пластом-коллектором и вмещающими породами составляет 5 МПа. На Рис. 17 видно, что толщина дренируемой части покрышки изменяется от 2.5 до 29.0 метров при увеличении проницаемости от 10^{-20} до 10^{-17} м². В то же время пористость глин уменьшается от 2.0 до 3.3 %%, причем зона максимального уплотнения выражена менее явно и составляет от 0.5 до 1.0 метра над кровлей пласта.

Заметим, что при уменьшении перепада давлений до 5 МПа, роль проницаемости глин стала более существенной, что выразилось в вариации пределов уменьшения пористости.

3. Перепад давления между пластом-коллектором и вмещающими породами составляет 3 МПа. Согласно рис. 19, дренируемый массив глинистой покрышки достигает 21.0 метров при увеличении коэффициента проницаемости глин до 10^{-17} м². Соответствующее максимальное изменение пористости глин равно 2.0 %, причем зона интенсивного уплотнения распространяется на 2.5 метра над кровлей пласта-коллектора.

При уменьшении градиента давлений до 3 МПа, проницаемость глинистых пород становится доминантным фактором и обуславливает разброс в максимальном уменьшении пористости глин от 1.2 до 2.0 %%.

Таким образом, очевидно, что за один отрезок времени при прочих равных условиях, наиболее масштабно процесс уплотнения глин протекает при большем значении проницаемости и большем перепаде давлений. Однако, при меньшем градиенте давлений и большей проницаемости, фиксируются любопытные эффекты, связанные с увеличением зоны максимальной деформации покрышки у границы раздела.

Наиболее ярко роль проницаемости глин в изменении пористости вмещающих пород проявляется при меньших значениях перепада давлений.

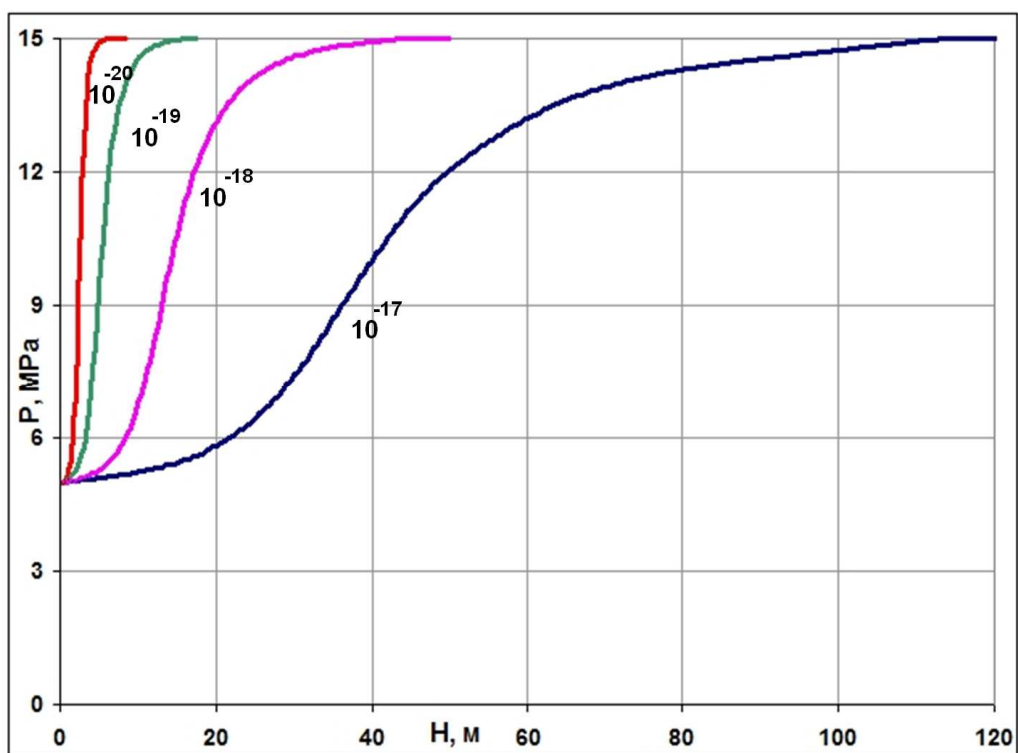


Рис. 14 Влияние проницаемости глинистой покрышки на изменение порового давления при градиенте давлений 10 МПа. Шифр кривых – $K_{пр}$ в m^2

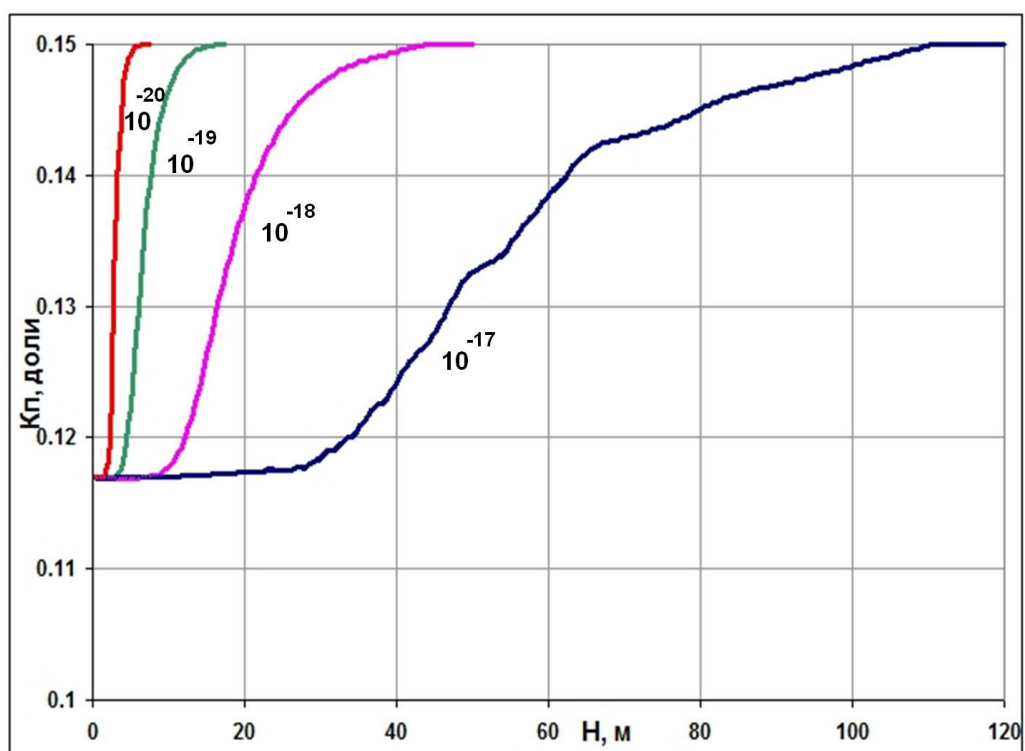


Рис. 15 Влияние проницаемости на уплотнение глин при градиенте давлений 10 МПа. Шифр кривых – $K_{пр}$ в m^2

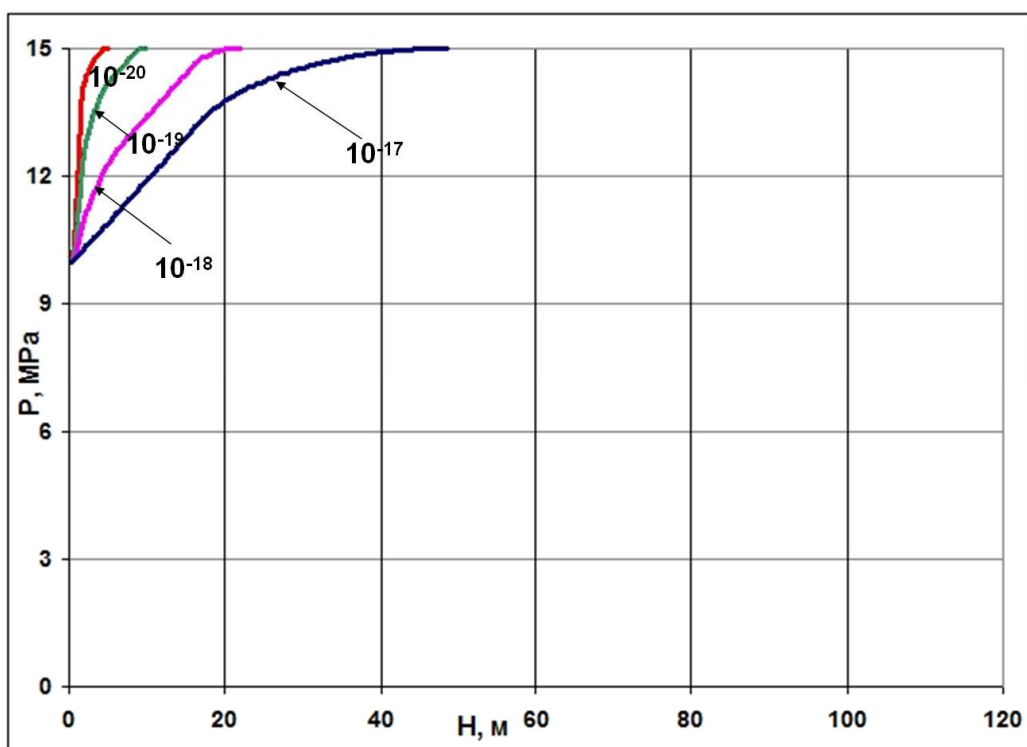


Рис. 16 Влияние проницаемости глинистой покрышки на изменение порового давления при градиенте давлений 5 МПа Шифр кривых – $K_{пр}$ в м²

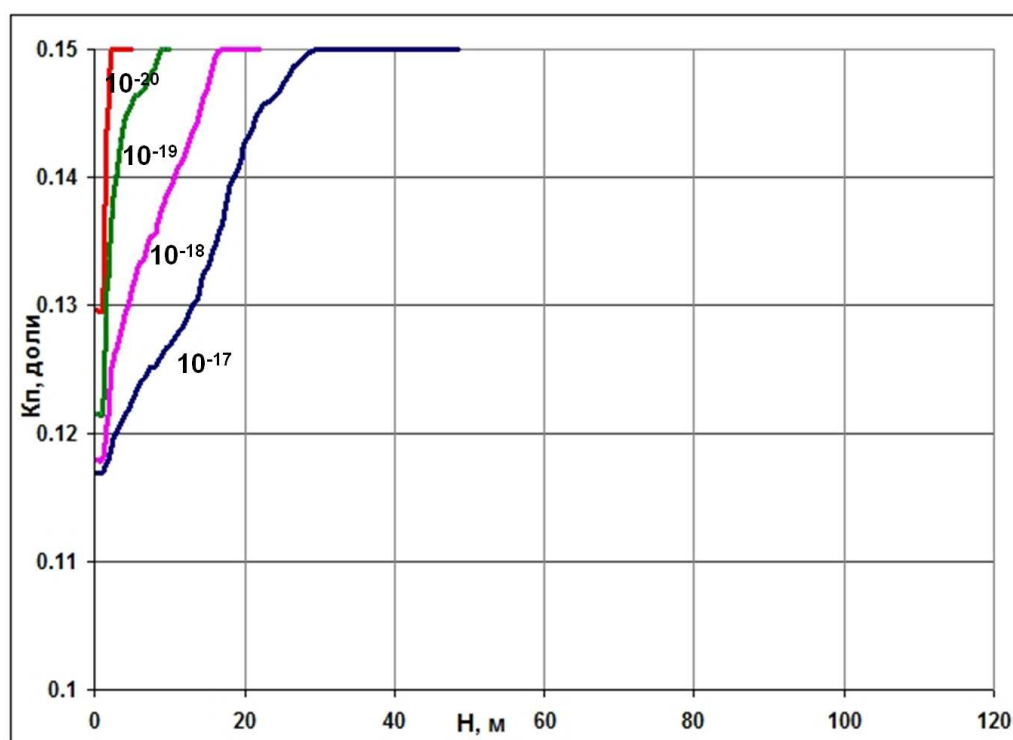


Рис. 17 Влияние проницаемости глинистой покрышки на изменение коэффициента пористости при градиенте давлений 5 МПа Шифр кривых – $K_{пр}$ в м²

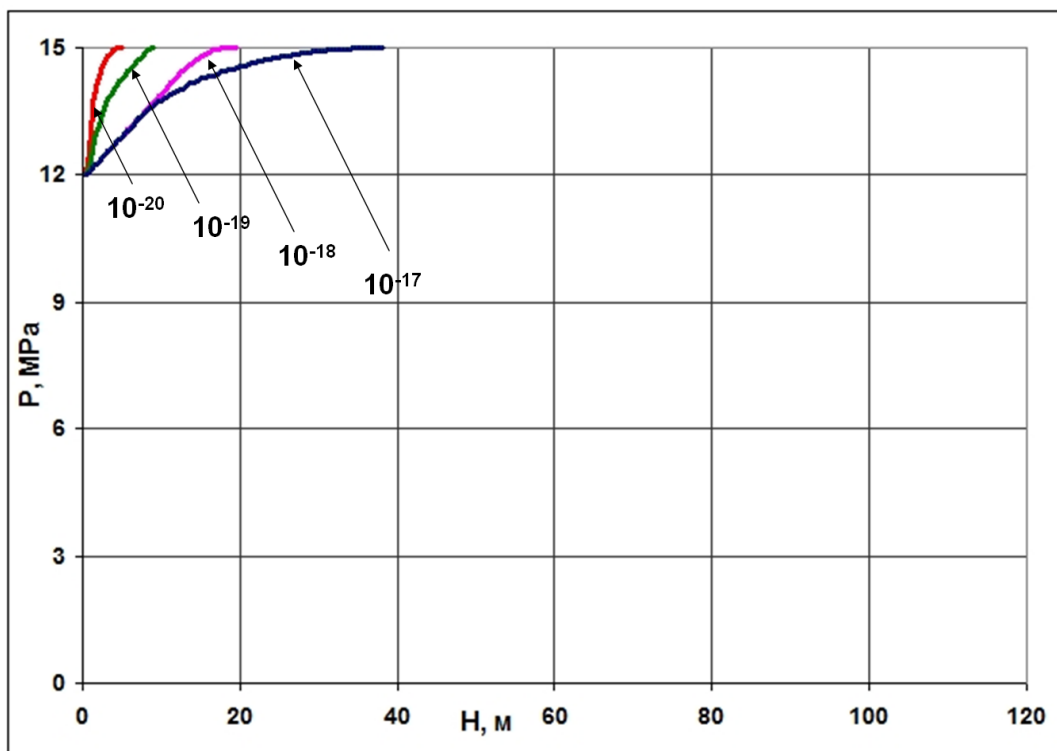


Рис. 18 Влияние проницаемости глинистой покрышки на изменение порового давления при градиенте давлений 3 МПа. Шифр кривых – $K_{пр}$ в m^2

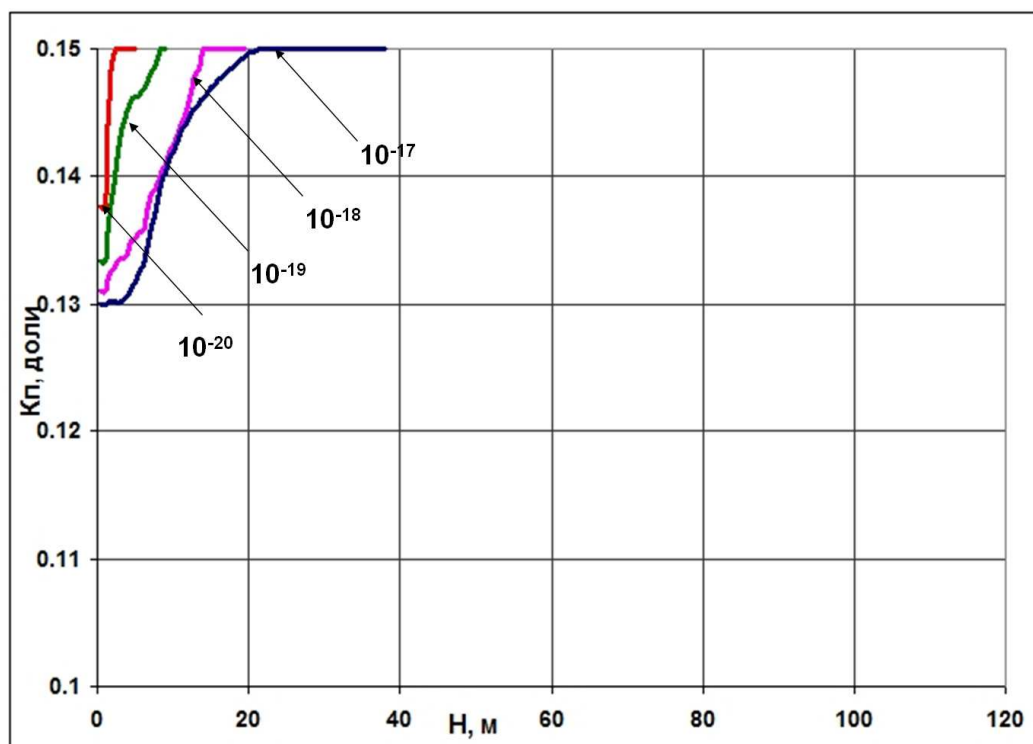


Рис. 19 Влияние проницаемости глинистой покрышки на изменение коэффициента пористости при градиенте давлений 3 МПа Шифр кривых – $K_{пр}$ в m^2

3.2 Исследование влияния начального градиента сдвига

Ранее было отмечено, что величина начального градиента давления, G_0 , зависит от радиуса капилляров, минерализации пластовой воды и эффективного напряжения. Покажем влияние начального градиента давления на величину толщины дренируемой части глинистой покрышки, приняв среднее значение коэффициента проницаемости глин в 10^{-18} м^2 .

На рисунке представлено сопоставление результатов расчетов полей давления и пористости глин, сформировавшихся за 30 лет эксплуатации залежи при различных величинах начального градиента давления в породах покрышки от 0 до 0.3 МПа/м.

1. При большом перепаде давления на границе коллектор-покрышка в 10 МПа (Рис. 20, 21) изменение начального градиента давления не приводит к существенному изменению поля давлений и степени уплотнения глин. Это объясняется тем, что текущие градиенты давления между соседними ячейками модели существенно превышают величину начального градиента давления.

Согласно графику уплотнения глин, представленному на рис. 21, толщина дренируемой части глинистой покрышки составляет от 29.0 до 48.5 метров. При этом максимальное уменьшение пористости глин равно 3.3 % и зона большего уплотнения распространяется от 6.5 до 11.0 метров от границы раздела.

Вероятно, на данном этапе существенное влияние оказывает большое значение перепада давлений, что обуславливает постоянную величину уменьшения пористости глин и устойчивую зону интенсивного уплотнения.

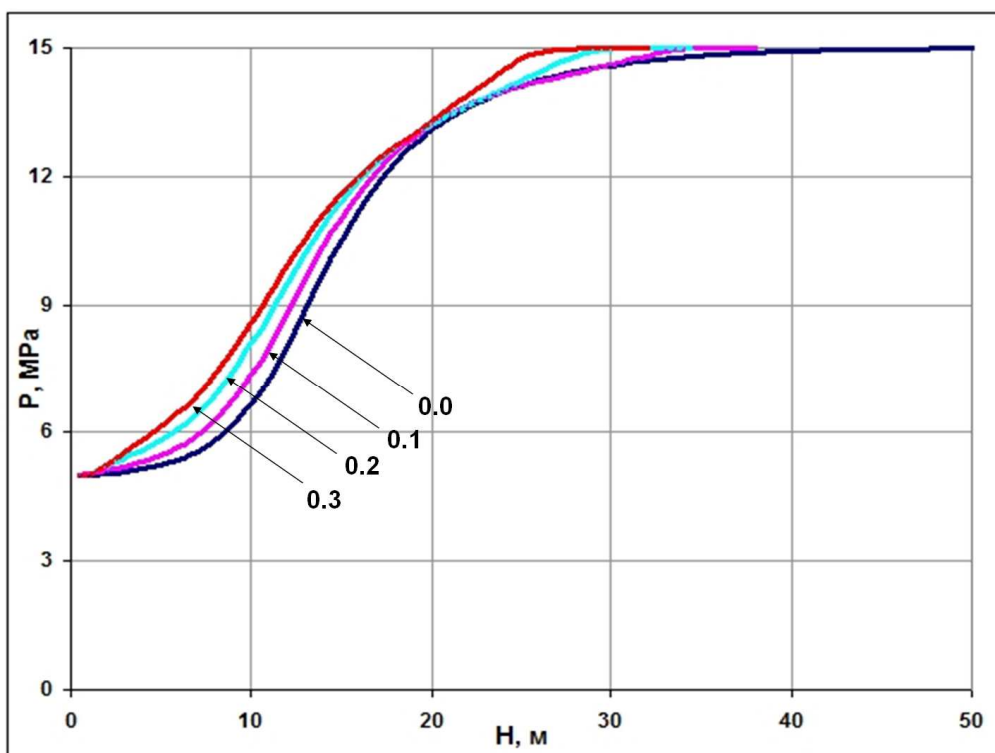


Рис. 20 Влияние начального градиента давления на изменении порового давления при снижении давления в пласте на 10 МПа. Шифр кривых – начальный градиент давления в МПа/м

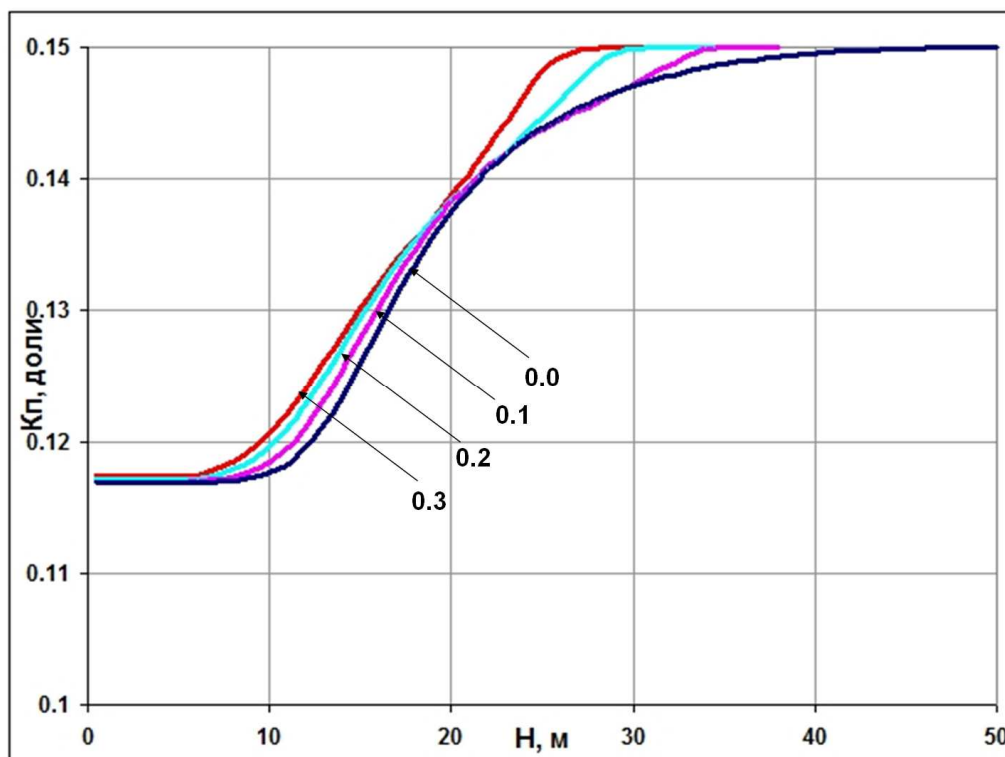


Рис. 21 Влияние начального градиента давления на уплотнение глин при снижении давления в пласте на 10 МПа
Шифр кривых – начальный градиент давления в МПа/м

2. При уменьшении перепада давления до 5 МПа (Рис. 22, 23) роль начального градиента давления возрастает и с увеличением G_o толщина дренируемой части покрышки сокращается. Процесс уплотнения глинистых пород протекает менее динамично.

Так, при G_o равном 0.3 МПа/м толщина дренируемой части составляет 26 метров против 29 метров в предыдущем расчете (при снижении давления в пласте на 10 МПа).

Максимальное уменьшение пористости глин равно 1.7% с возрастанием G_o зона устойчивого уплотнения сокращается с 15.5 до 8.5 метров при изменении начального градиента сдвига от 0 до 0.3 МПа/м соответственно.

3. При дальнейшем снижении давления в пласте на 3 МПа также фиксируется (Рис. 24, 25) что при большем значении G_o толщина дренируемой части покрывки уменьшается.

Так, согласно графику уплотнения глин на рис. 25 при G_o равном 0.3 МПа/м толщина дренируемой части составляет 15 метров (красная кривая), 23.5 метров (фиолетовая кривая) и 28 метров (синяя кривая) при G_o равном 0.1 МПа/м и 0.0 МПа/м соответственно.

Обращает на себя внимание, что при заданном градиенте давлений в 3 МПа максимальное уменьшение пористости глин составляет 2 % и эта зона распространяется до одного метра от границы раздела.

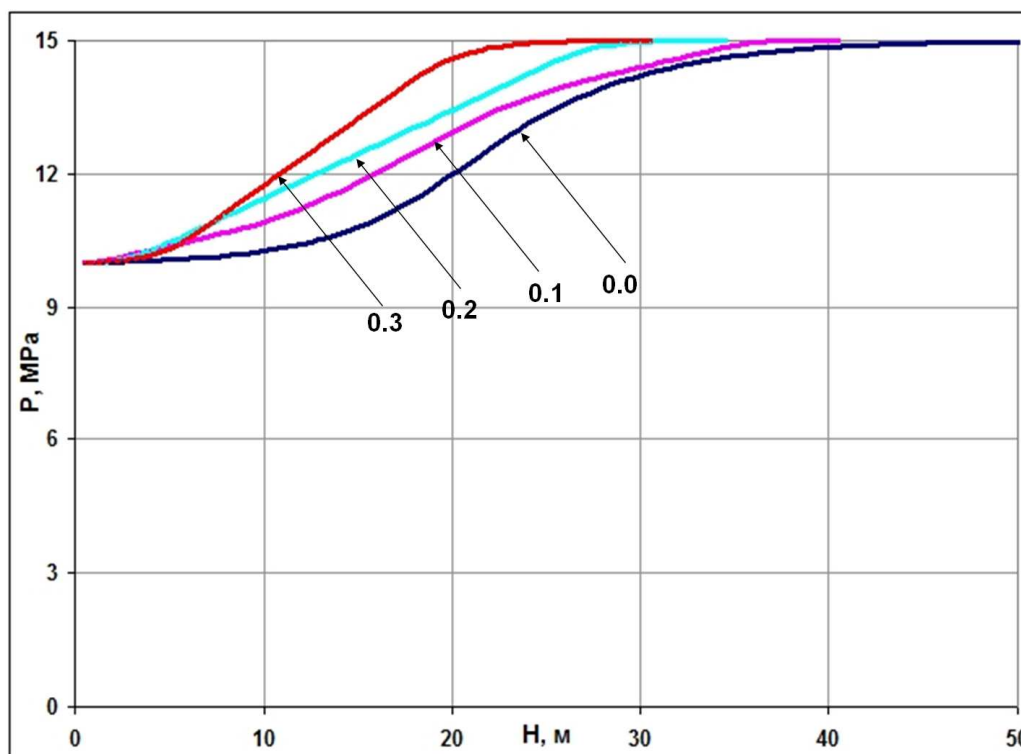


Рис. 22 Влияние начального градиента давления на изменение порового давления при снижении давления в пласте на 5 МПа. Шифр кривых — начальный градиент давления в МПа/м

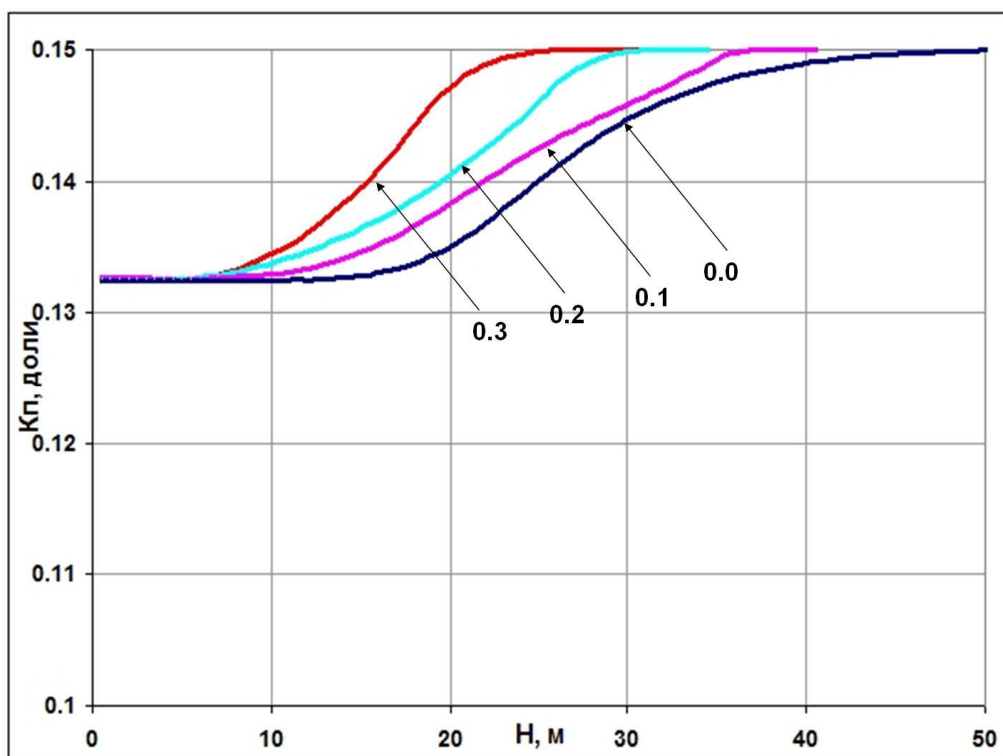


Рис.23 Влияние начального градиента давления на уплотнение глин при снижении давления в пласте на 5 МПа.
Шифр кривых – начальный градиент давления в МПа/м

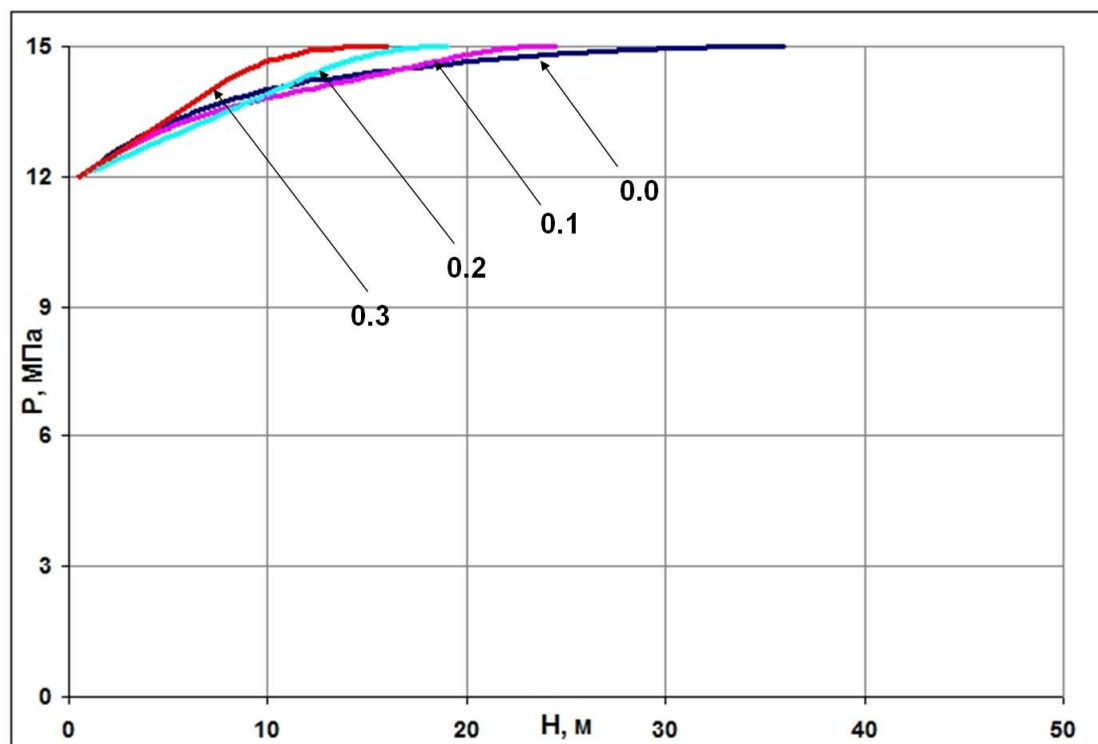


Рис. 24 Влияние начального градиента давления на изменении порового давления при снижении давления в пласте на 3 МПа. Шифр кривых – начальный градиент давления в МПа/м

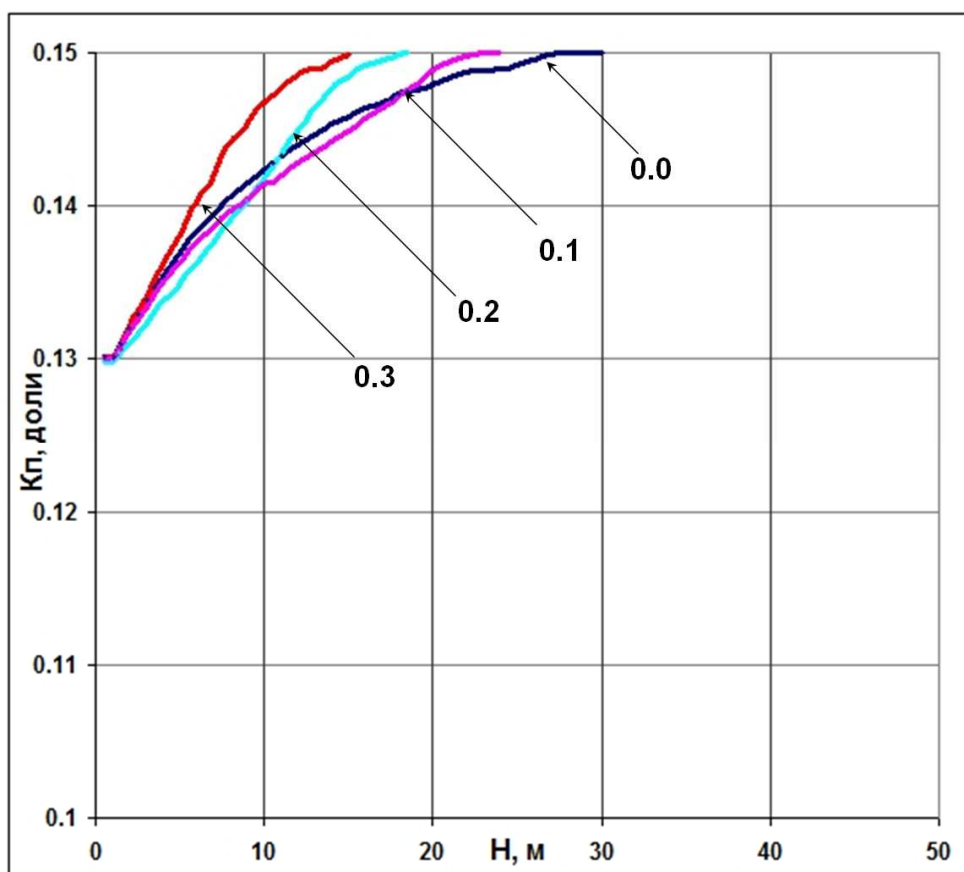


Рис.25 Влияние начального градиента давления на уплотнение глин при снижении давления в пласте на 3 МПа.

Шифр кривых – начальный градиент давления в МПа/м

Поскольку проницаемость и начальный градиент давления являются функцией дисперсности породы, на следующем этапе расчетов рассмотрим одновременное влияние обоих параметров на формирование поля давлений и уплотнение пород глинистой покрышки.

Моделирование проведено для диапазонов проницаемости от 10^{-17} до 10^{-20} м² и начального градиента давления, G_0 , от 0.05 до 0.3 МПа/м, при начальной пористости - 0.15 и перепаде давления на границе коллектор-покрышка 5 и 10 МПа в течение 30 лет. Результаты расчетов представлены на рисунках.

Следует отметить при максимальном значении проницаемости глин в 10^{-17} м² скомпенсированном минимальным значением начального градиента сдвига в $G_0=0.05$ МПа/м, при перепаде давления в 5 МПа общая толщина дренируемой части глинистой покрышки достигает 92.0 метров против 93.0 метров при перепаде давления в 10 МПа. Аналогично, зона интенсивного уплотнения вмещающих пород распространяется на 22.0-23.0 метра (Рис. 26. б, в).

Порог уплотнения глин при градиенте давлений в 10 МПа равен 3.3 % пористости и 1.8 % при градиенте давлений в 5 МПа

Согласно графикам поровых давлений (Рис. 26. а, в) при большем перепаде процесс уплотнения глинистых пород протекает наиболее динамично и охватывает меньшие толщины по вертикали.

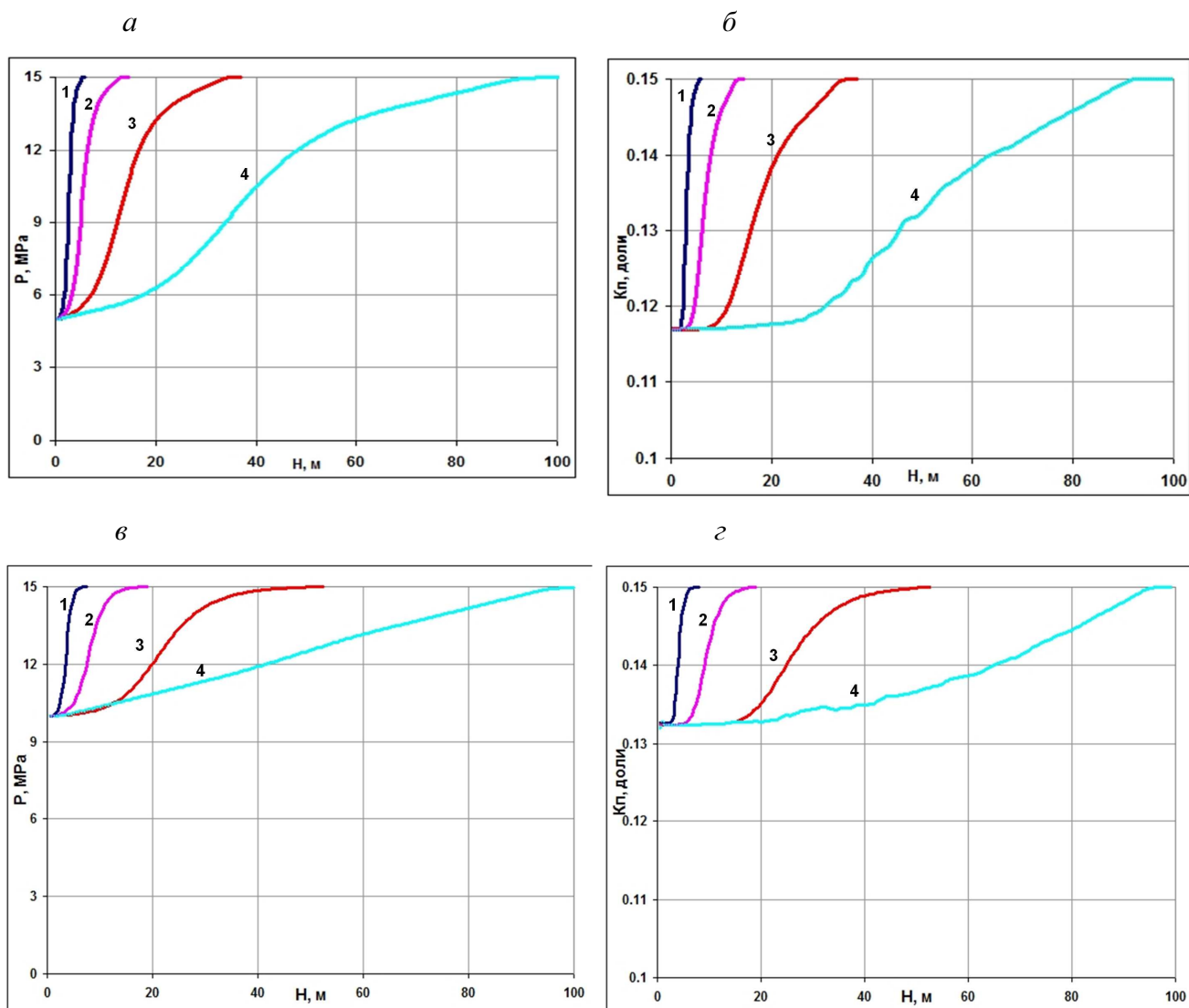


Рис.26. Моделирование уплотнения глинистой покрышки при снижении давления в пласте на 10 МПа (а, б) и 5 МПа (в, г). Шифр кривых: 1 - $G_0=0.3$ МПа/м, $K_{пр}=10^{-20}$ м²; 2 - $G_0=0.2$ МПа/м, $K_{пр}=10^{-19}$ м²; 3 - $G_0=0.1$ МПа/м, $K_{пр}=10^{-18}$ м²; 4 - $G_0=0.05$ МПа/м, $K_{пр}=10^{-17}$ м²

3.3 Исследование влияния мгновенной сжимаемости глин

Для оценки степени влияния мгновенной сжимаемости глин на процессы уплотнения произведем расчеты при следующих начальных условиях:

коэффициент пористости глин - 0.15,

коэффициент проницаемости глин - 10^{-18} м²

сжимаемость воды - $4 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа,

вязкость воды - $1 \cdot 10^{-9}$ МПа·с,

принятый начальный градиент давления – 0.2 МПа/м.

первоначальное давление во всех узлах сетки – 15 МПа, затем в последней ячейке, соответствующей кровле продуктивного пласта, давление снижается на 3, 5 и 10 МПа.

время воздействия – 30 лет (10950 суток), с периодом времени для записи в файл – 3 года (1095 суток)

Сжимаемость пор вмещающих пород изменяется в диапазоне от $1 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа до $5 \cdot 10^{-2}$ 1/МПа

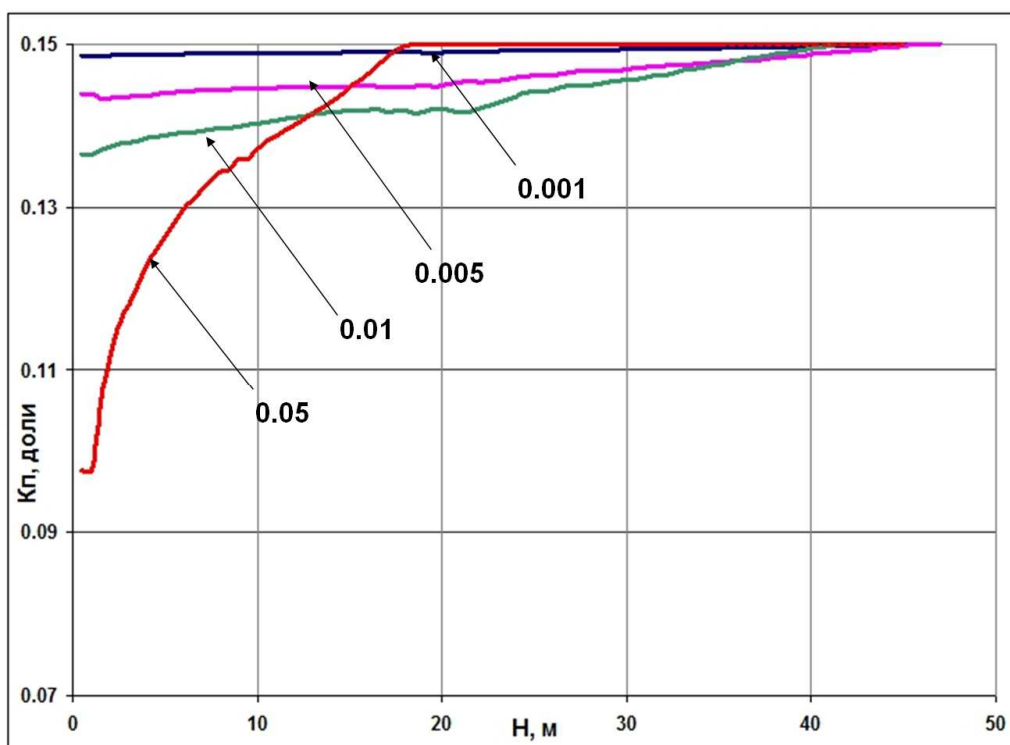


Рис. 27 Влияние мгновенной сжимаемости на уплотнение глин при перепаде давления в 10 МПа. Шифр кривых – сжимаемость пор, 1/МПа

При снижении давления в пласте-коллекторе на 10 МПа (Рис. 27) наблюдается максимальное уплотнение глинистой покрышки до 5.3 % (красная кривая) при значении мгновенной сжимаемости пор в 0.05 1/МПа, зона экстремального уплотнения при этом распространяется на 1.0 метр от границы коллектор-покрышка, общая толщина дренируемого слоя вмещающих пород в этом случае равна 17.5 м.

При меньших значениях коэффициента мгновенной сжимаемости (0.01 и 0.001 1/МПа), уплотнение глин проявляется менее явно и в пределе составляет 0.15 – 1.4 %% соответственно. При этом обращает на себя внимание, что толщина дренируемой части покрышки наоборот увеличивается и достигает 41.0 и 46.5 метров по вертикали.

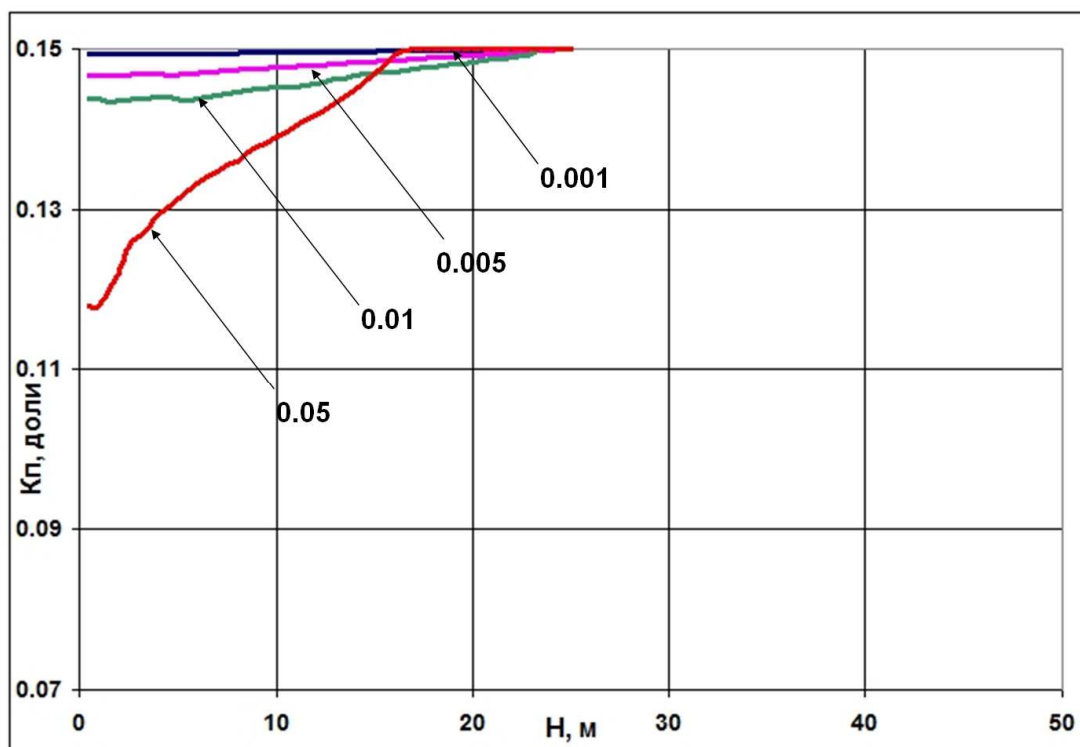


Рис. 28 Влияние мгновенной сжимаемости на уплотнение глин при перепаде давления в 5 МПа. Шифр кривых – сжимаемость пор, 1/МПа

В случае градиента давлений равном 5 МПа (Рис. 28), аналогично, максимальное уменьшение пористости глин в 3.4 % фиксируется при значении мгновенной сжимаемости пор в 0.05 1/МПа, область наибольшего уплотнения вмещающих пород составляет 0.5 метров от границы раздела и толщина дренируемой части равна 16.5. При понижении мгновенной сжимаемости до 0.01 – 0.001 1/МПа пористость глин уменьшается до 0.63-0.07 %% и в целом толщина дренируемого слоя равна 23.5-24 метра.

Следующий пример – перепад давлений между эксплуатируемым пластом и глинистой крышкой составляет 3 МПа (Рис. 29). Тогда максимальная деформация вмещающих пород составляет 1.8 % пористости при отсутствии ярко выраженной зоны устойчивого уплотнения в прискваженной области и общая толщина дренируемой части глин равна 13.5 метров. В случае меньших значений коэффициента мгновенной сжимаемости толщина дренируемой части немногим больше и достигает 15.5 метров, уменьшение пористости глин при этом составляет доли %%

При малых значениях коэффициента мгновенной сжимаемости (0.001-0.01 1/МПа) характер распространения зоны уплотнения глинистой толщ является устойчивым. Исключено выделение области максимального уплотнения вмещающих пород. Общая толщина глинистой крышки, охваченная дренированием, при этом намного выше, при большем

коэффициенте мгновенной сжимаемости. При этом деформация глинистых пород характеризуются малыми значениями изменения пористости. При увеличении мгновенной сжимаемости до 0.05 1/МПа уменьшения пористости глин резко увеличивается на фоне относительно небольших толщин, охваченных дренированием, что особенно контрастно проявляется при больших градиентах давлений между эксплуатируемым пластом-коллектором и вмещающими породами.

Т.е. влияние коэффициента мгновенной сжимаемости на деформации глинистой покрышки является неоднородным.

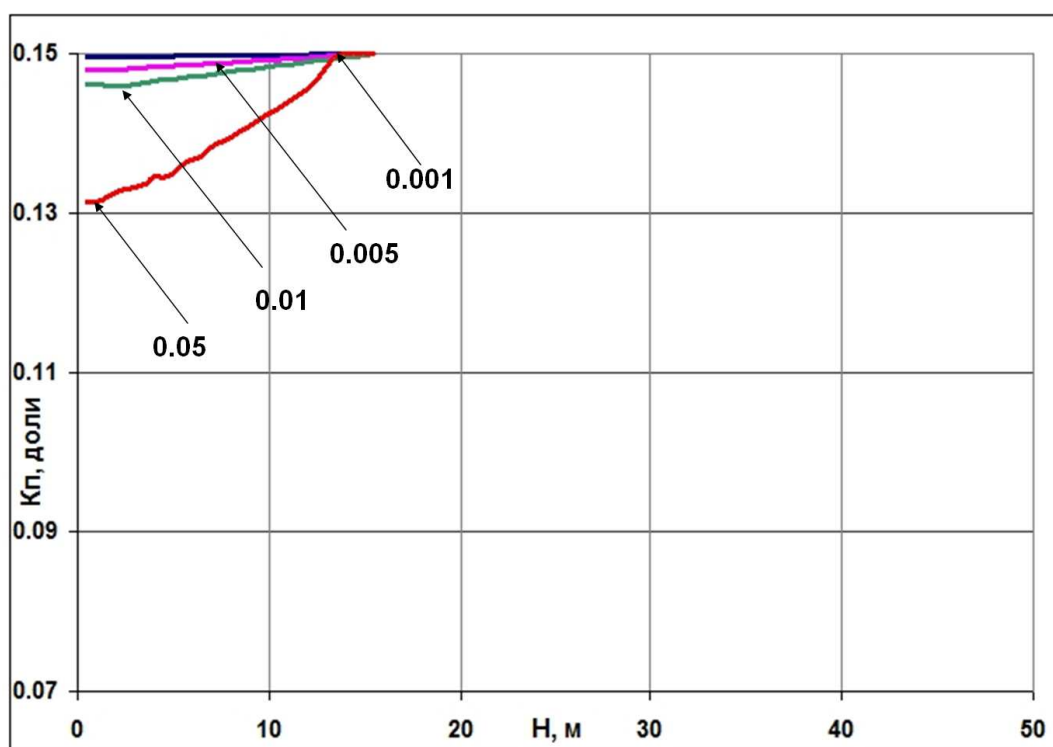


Рис. 29 Влияние мгновенной сжимаемости на уплотнение глин при перепаде давления в 3 МПа. Шифр кривых – сжимаемость пор, 1/МПа

3.4 Исследование влияния времени запаздывания деформаций и медленной сжимаемости

При этом входной рабочий набор данных в общем виде выглядит так:

коэффициент пористости глин - 0.15,

коэффициент проницаемости глин – 10^{-18} м²

сжимаемость пор – $5 \cdot 10^{-2}$ 1/МПа,

сжимаемость воды - $4 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа,

вязкость воды - $1 \cdot 10^{-9}$ МПа·с,

начальный градиент давления – 0.2 МПа/м.

первоначальное давление во всех узлах сетки – 15 МПа, затем в последней ячейке, соответствующей кровле продуктивного пласта, давление снижается на 10 МПа и 3 МПа. время воздействия – 30 лет (10950 суток), с периодом времени для записи в файл – 3 года (1095 суток).

Диапазон изменения времени запаздывания деформаций от 10 до 10000 суток. При вариации только времени запаздывания (в том числе и на порядки) график уплотнения глинистой покрышки не изменяется. На Рис. 30 приведен пример при градиенте давления в 10 МПа и значении медленной сжимаемости в 10^{-6} 1/МПа.

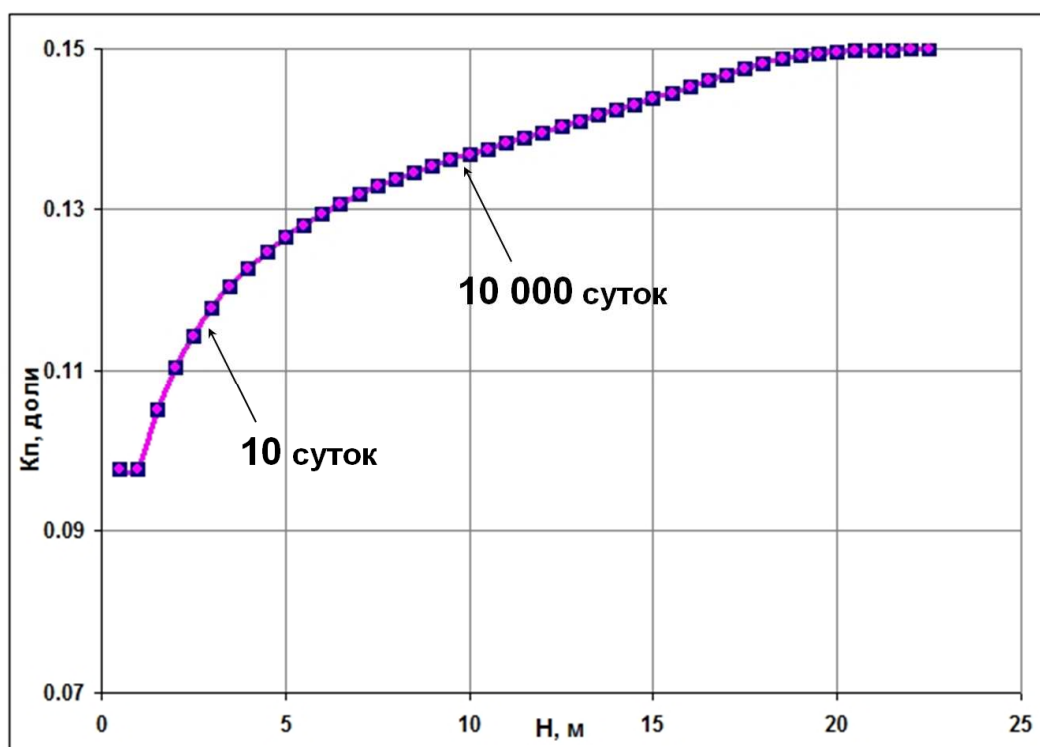


Рис. 30 Влияние времени запаздывания на уплотнения глинистых пород.

Таким образом, при моделировании необходимо включать и изменение других параметров: медленная сжимаемость, начало ползучей деформации.

Рассмотрим результаты расчетов при значении медленной сжимаемости от 10^{-4} до 10^{-2} 1/МПа и времени запаздывания деформаций от 10 до 10000 суток при градиенте давлений равном 10 МПа за 30 лет разработки залежи УВ. Пороговое значение начало ползучих деформаций на данном этапе расчетов примем равным в 0.1 МПа. При понижении этого значения до 0.01 МПа количественных изменений в результатах расчетов не фиксируется.

На рис. 31 (время запаздывания деформаций 10 суток) отмечается при значении медленной сжимаемости в $5 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-2}$ 1/МПа максимальное уплотнение глинистой толщи в 5.2-5.3 %%, зона устойчивого уплотнения распространяется на 1.0-1.5 метра от границы раздела.

При контрастном увеличении времени запаздывания деформаций до 10 000 суток (Рис. 32) и значении медленной сжимаемости в $5 \cdot 10^{-4}$ и $5 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа уменьшение пористости глин составляет 5.3-5.6 %%. Обращает на себя внимание, что при коэффициенте медленной сжимаемости равном 0.05 1/МПа максимальное уплотнение вмещающих пород достигает 7.0 % и эффект распространяется на 1.0-1.5 метра.

Общая толщина дренируемой части крыши достигает 21.0-22.5 и несколько сокращается при увеличении коэффициента медленной сжимаемости.

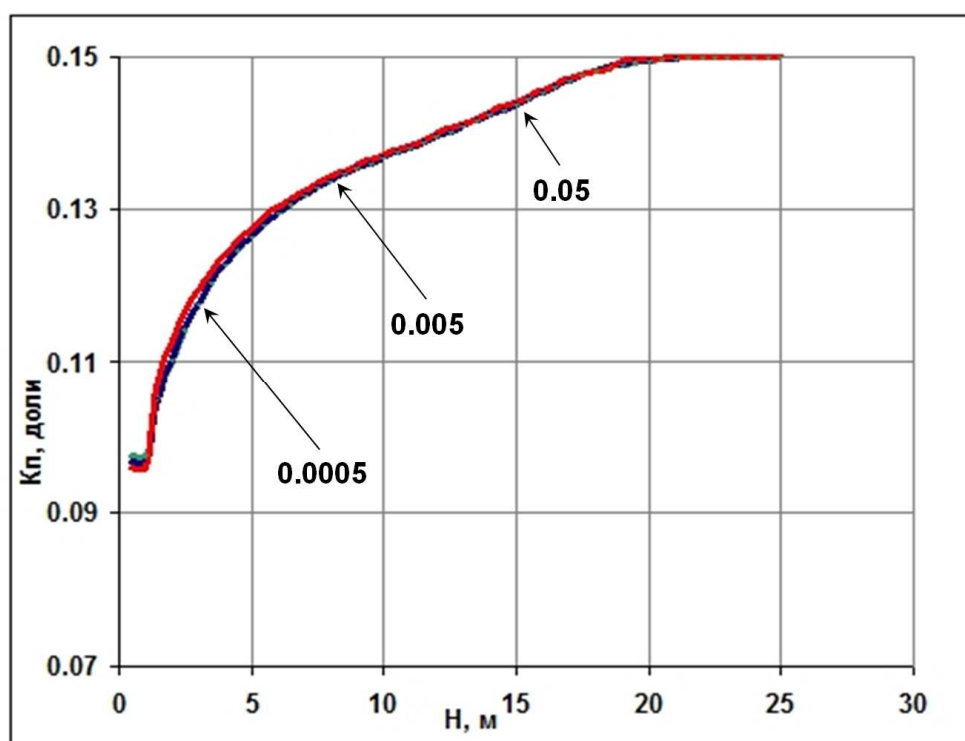


Рис. 31 Уплотнение глинистых пород при времени запаздывания в 10 суток. Перепад давлений равен 10 МПа.

Шифр кривых – медленная сжимаемость, 1/МПа

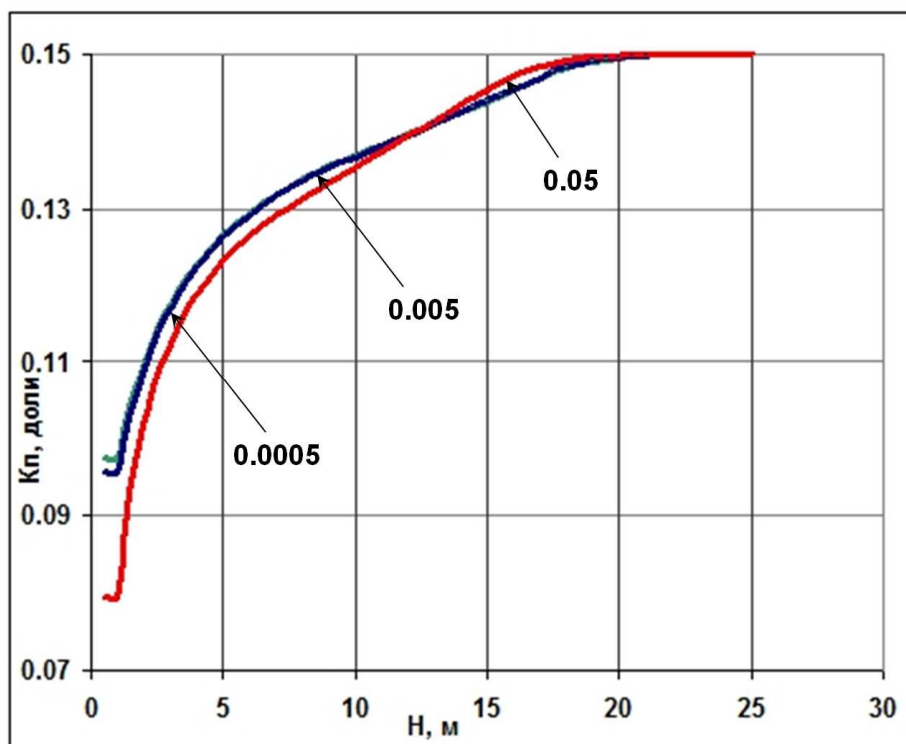


Рис. 32 Уплотнение глинистых пород при времени запаздывания в 10 000 суток. Перепад давлений равен 10 МПа. Шифр кривых – медленная сжимаемость, 1/МПа

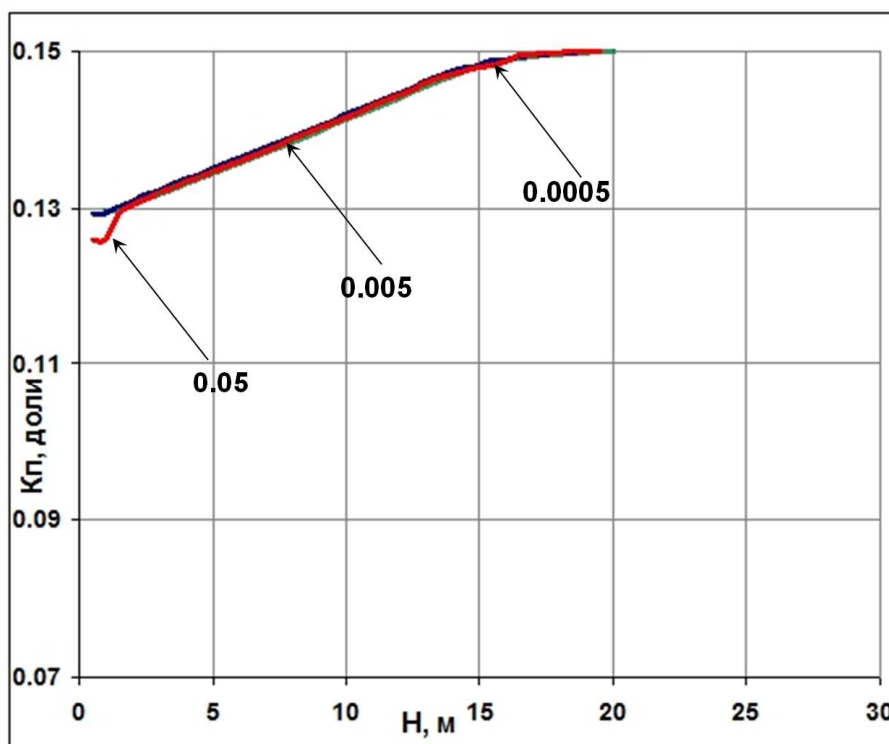


Рис. 33 Уплотнение глинистых пород при времени запаздывания в 10 суток. Перепад давлений равен 3 МПа. Шифр кривых – медленная сжимаемость, 1/МПа

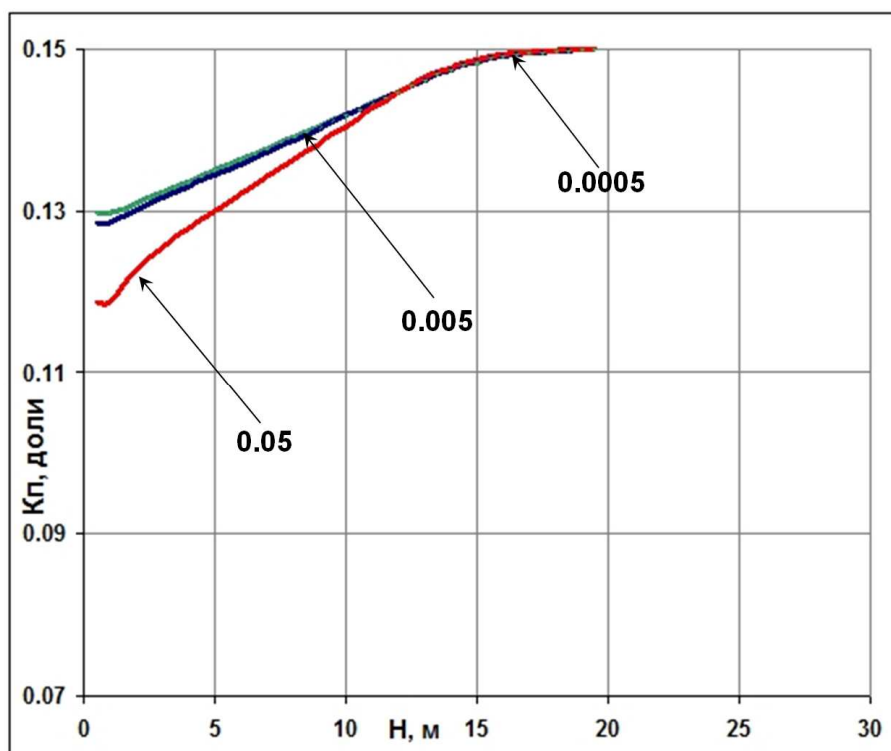


Рис. 34 Уплотнение глинистых пород при времени запаздывания в 10000 суток. Перепад давлений равен 3 МПа.
Шифр кривых – медленная сжимаемость, 1/МПа

Теперь рассмотрим результаты моделирования уплотнения глинистой покрышки при значении медленной сжимаемости от 10^{-4} до 10^{-2} 1/МПа и времени запаздывания деформаций от 10 до 10000 суток при перепаде давлений между эксплуатируемым пластом-коллектором и вмещающими породами равном 3 МПа за 30 лет разработки залежи УВ.

При времени запаздывания в 10 суток (Рис. 33) максимальное уплотнение глинистых пород составляет 2.0-2.4 %% (при коэффициенте медленной сжимаемости в 0.05 1/МПа) и зона наибольшего уплотнения распространяется до 1.5 метров от границы раздела. Общая толщина дренируемой части глинистой покрышки составляет 19.0-19.5 метров.

При времени запаздывания в 10000 суток (Рис. 34) уменьшение пористости глин достигает 2.0-3.0 %% (при коэффициенте медленной сжимаемости в 0.05 1/МПа, красная кривая). Толщина дренируемой части глинистой покрышки равна 18.5-19.5 метров и имеет тенденцию к сокращению при увеличении коэффициента медленной сжимаемости.

3.5 Оценка изменения толщины глинистой покрышки во времени

Рассмотрим задачу, в которой изменяется толщина глинистой покрышки при различных вариантах снижения давления в продуктивном пласте в процессе эксплуатации залежи УВ на режиме истощения.

При этом рабочий набор данных будет выглядеть так:

время воздействия – 100 лет (36500 суток), с периодом времени для записи в файл – 10 лет (3650 суток). Время воздействия в общем коррелирует с временем разработки месторождения УВ и последующей (запаздывающей) деформацией массива горных пород.

первоначальное давление во всех узлах сетки – 15 МПа, затем в последней ячейке, соответствующей кровле продуктивного пласта, давление снижается на 10 и 3 МПа.

начальный коэффициент пористости глин - 0.15,

сжимаемость пор – $5 \cdot 10^{-2}$ 1/МПа,

сжимаемость воды - $4 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа,

вязкость воды - $1 \cdot 10^{-9}$ МПа·с,

Начало ползучей деформации 0.2 МПа

Начальный градиент сдвига G_0 изменяется в интервале от 0.05 МПа/м до 0.3 МПа/м при одновременном изменении коэффициента проницаемости глин в диапазоне 10^{-17} м² и 10^{-20} м² соответственно.

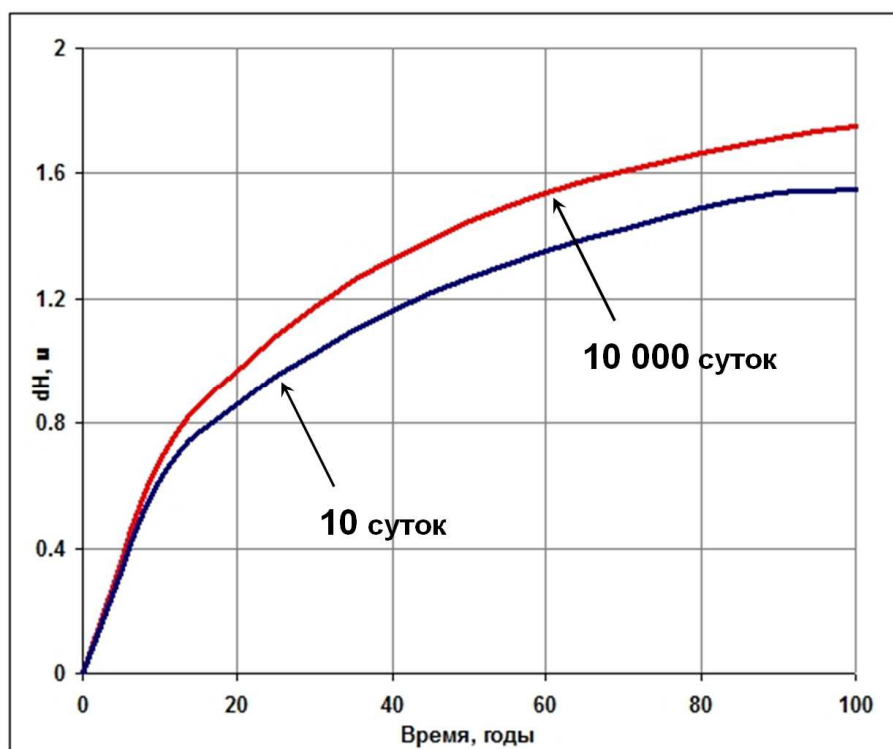


Рис. 35 Изменение толщины вмещающих пород во времени.

Время запаздывания для выполнения этого цикла расчетов было принято в 10 000 суток, на рис. 35 показана связь между временем запаздывания деформаций и эффектом уплотнения вмещающих пород при прочих равных условиях. При большем времени запаздывания, эффект деформации глинистой покрышки больше. Так, за 100 лет воздействия градиента

давлений в 10 МПа при проницаемости глинистой покрывки в 10^{-17} м^2 толщина вмещающих пород уменьшается до 1.54 - 1.75 метров при времени запаздывания деформаций в 10 (синяя кривая) и 10 000 (красная кривая) суток.

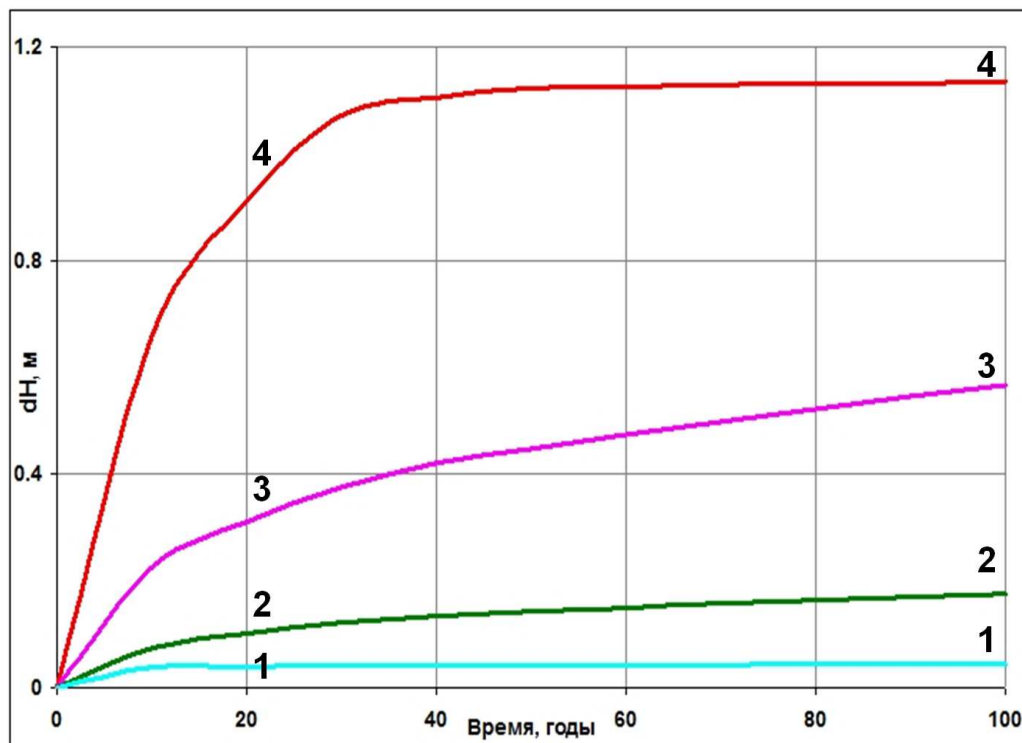


Рис. 36 Изменение толщины вмещающих пород во времени при перепаде давлений в 10 МПа

Шифр кривых: 1 - $G_0=0.3 \text{ МПа/м}$, $K_{пр} = 10^{-20} \text{ м}^2$; 2 - $G_0=0.2 \text{ МПа/м}$, $K_{пр} = 10^{-19} \text{ м}^2$; 3 - $G_0=0.1 \text{ МПа/м}$, $K_{пр} = 10^{-18} \text{ м}^2$; 4 - $G_0=0.05 \text{ МПа/м}$, $K_{пр} = 10^{-17} \text{ м}^2$

На рис. 36 приведены результаты моделирования. Отметим, что доминантную роль в уменьшении толщины глинистой покрывки играет проницаемость глин. Так, за 100 лет воздействия градиента давлений между пластом-коллектором и вмещающей толщей в 10 МПа при коэффициенте проницаемости глин в 10^{-17} м^2 и начальном градиенте сдвига $G_0=0.05 \text{ МПа/м}$ (красная кривая), уменьшение толщины глин составило 1.13 метра. Причем, наиболее динамично процесс протекал в первые 25-30 лет разработки месторождения, далее – фиксируется затухание скорости деформаций.

При меньших значениях проницаемости, вклад значения начального градиента сдвига G_0 более весом и процесс интенсивного уплотнения глинистых пород является более продолжительным во времени.

На рис. 37 показано изменение толщины глинистой покрывки за 100 лет воздействия перепада давлений в 3 МПа при различных значениях коэффициента проницаемости глин и начального градиента сдвига. Уменьшение мощности вмещающих пород составляет от 0.02 до 0.67 метров, что объясняется малым заданным значением перепада давлений.

В случае меньшего перепада давлений, процесс деформации глинистых пород является более длительным. Так, при проницаемости глин в 10^{-17} м^2 и начальном градиенте сдвига $G_0=0.05$ МПа/м (красная кривая) выделяется область наибольшей скорости деформаций - первые 15-17 лет воздействия перепада давлений, далее – процесс замедляется и после 48-50 лет от начала разработки залежи УВ принимает затухающий характер.

Таким образом, на изменение толщины глинистой покрывки во времени оказывает влияние проницаемость вмещающих пород, значение градиента давлений. При меньших значениях этих параметров, возрастает роль начального градиента сдвига G_0 .

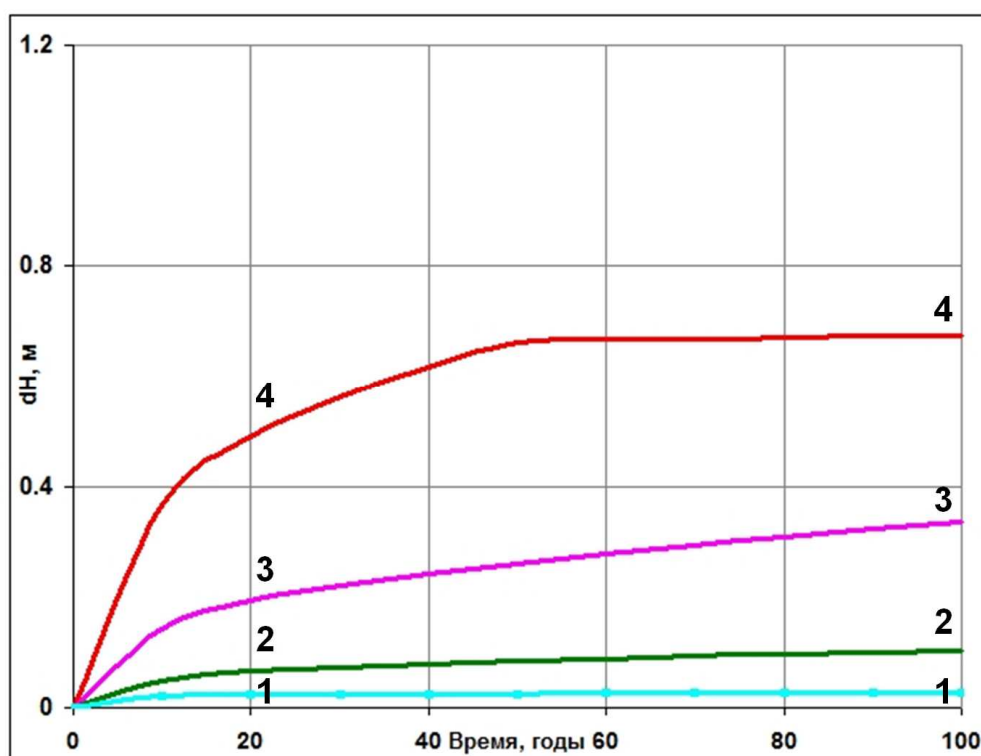


Рис. 37 Изменение толщины вмещающих пород во времени при перепаде давлений в 3 МПа

Шифр кривых: 1 - $G_0=0.3$ МПа/м, $K_{пр} = 10^{-20} \text{ м}^2$; 2 - $G_0=0.2$ МПа/м, $K_{пр} = 10^{-19} \text{ м}^2$; 3 - $G_0=0.1$ МПа/м, $K_{пр} = 10^{-18} \text{ м}^2$; 4 - $G_0=0.05$ МПа/м, $K_{пр} = 10^{-17} \text{ м}^2$

4. Оценка объема отжимаемого флюида из покрышки в радиусе дренирования эксплуатационной скважины

Длительный градиент давления между покрышкой и продуктивным пластом инициирует процесс отжатия поровых вод из покрышки в пласт. Рассмотрим задачу оценки объема отжимаемой воды из глинистой покрышки. При стационарном радиальном течении слабосжимаемой жидкости к скважине давление в пласте по радиусу распределяется согласно следующему уравнению:

$$P = P_c + \Delta P \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (1)$$

где P_c – давление в скважине,

ΔP – перепад между давлением на контуре питания и давлением в скважине,

r_k, r_c, r – радиусы контура питания, скважины и радиальной координаты точки определения давления в пласте.

При длительном контакте глинистой покрышки с пластом, в котором воронка депрессии распределяется согласно уравнению (1), в породах покрышки формируется зона дренирования.

Известно, что в тонких капиллярах реологические свойства жидкостей отличаются от таковых в свободной жидкости повышенной вязкостью и сопротивляемостью сдвигу. Движение жидкости в таких капиллярах подчиняется закону течения вязкопластической жидкости Бингама - Шведова и начинается только тогда, когда напряжение сдвига превысит некоторое начальное значение. И.Ф.Бондаренко и С.В. Нерпиным (1972) при изучении свойств воды в стеклянных и кварцевых капиллярах получены оценки сдвиговой упругости, характеризуемой предельным напряжением $\tau_o = 5 \cdot 10^{-10}$ МПа.

Начальный градиент давления, G_o , связан с предельным напряжением сдвига флюида, τ_o , и эффективным радиусом капилляра, r_{kan} :

$$G_o = 2 \tau_o / r_{kan} \quad (2)$$

Расчет по формуле (2) показывает, что в тонкодисперсных глинистых породах величина начального градиента давления будет изменяться в пределах $G_o=(2-20) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. В 1953 г. С.Рози получил экспериментальные оценки начального градиента при фильтрации дистиллированной воды через серую каолинитовую глину порядка $G_o=(19 \div 37) \cdot 10^{-2}$ МПа/м, а при фильтрации минерализованной воды через красную глину $G_o=(2 \div 7) \cdot 10^{-2}$ МПа/м. Во всех случаях с увеличением давления обжатия образца G_o растет.

Зная начальный градиент давления в глинистых породах, G_o , можно оценить толщину дренируемой части глинистой покрывки, $H_{нок}(r)$, по уравнению:

$$H_{нок}(r) = G_o \cdot \Delta P(r) , \quad (3)$$

где $\Delta P(r)$ – разница давлений в продуктивном пласте и покрывке на расстоянии r от оси скважины.

Найдем объем отжатого из глинистой покрывки флюида

$$V_{\phi} = \int_{r_c}^{r_k} \beta_n \cdot K_{п.глин} \cdot H_{нок}(r) \cdot \Delta P(r) \cdot \pi \cdot r \cdot dr , \quad (4)$$

где β_n - коэффициент необратимого уплотнения пор глинистой породы,

$K_{п.глин}$ - коэффициент общей пористости глинистой покрывки.

Если принять радиус контура питания $r_k = 500$ м, величину депрессии в скважине 5 МПа, коэффициент необратимого уплотнения $\beta_n = 4 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа)}^{-1}$, начальный градиент давления $G_o=19,5 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, а коэффициент пористости глин 0.15, тогда суммарный объем отжатой воды из покрывки будет равен **4315** м³, что составит 0.36 % от общего объема дренируемой части покрывки. На рисунке 38 представлены кривые изменения пористости и толщины слоя дренируемых глин, а также дифференциальная кривая объема отжатой воды в зависимости от расстояния от оси скважины. Как видно из графика, максимальные объемы отжатой воды достигаются в пределах радиуса ста метров, а в радиусе 300 м отжимается 91.7 % от общего объема отжатого флюида. Максимальное уменьшение коэффициента пористости глин у стенки скважины по достигает 2.9%. Толщина слоя дренируемых глин у стенки скважины составляет 25 м. Последние два параметра – толщина слоя и изменение пористости глин – контролируются по данным временных замеров методами ГИС.

Следует заметить, что оценка объема отжатого флюида выполнена только для покрывающих глин покрывающей. Если продуктивный пласт подстилается снизу глинистыми породами, тогда объем отжатой воды из вмещающих пород возрастет вдвое.

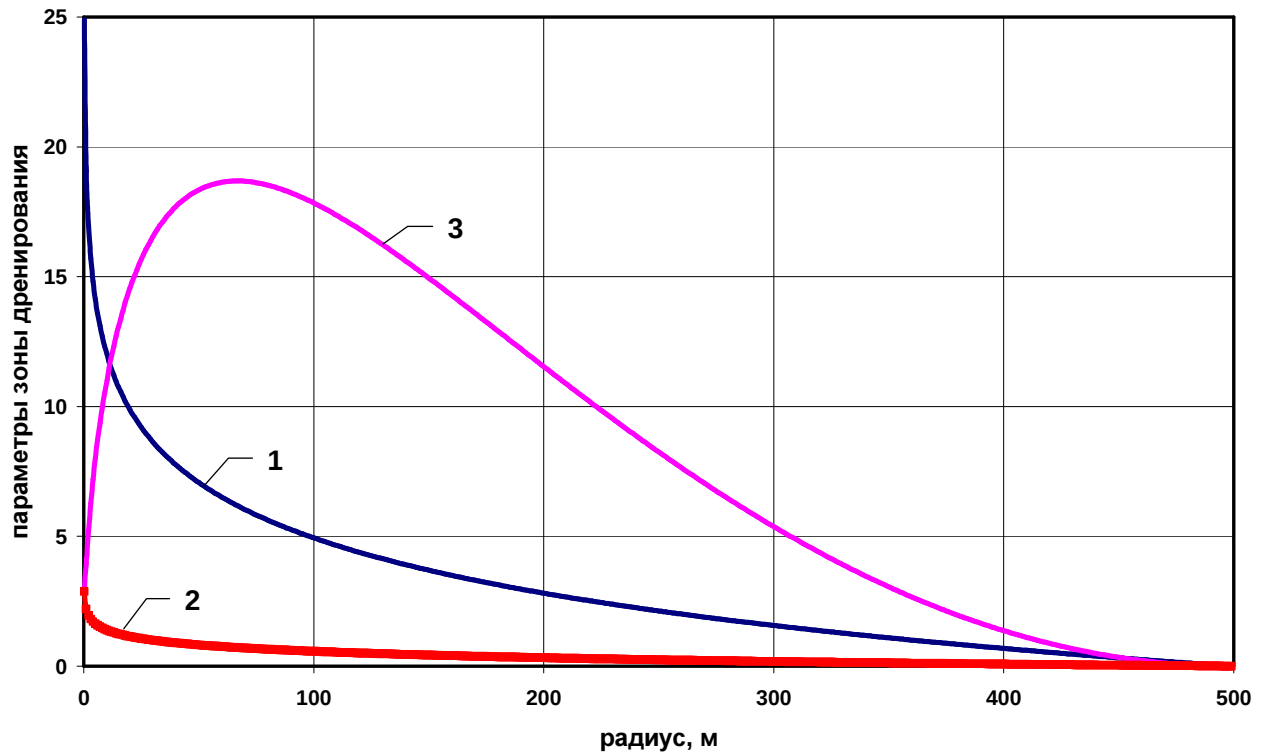


Рис.38 Параметры зоны дренирования глинистой покрывающей. Шифр кривых:

1 – толщина слоя дренируемых глин, м; 2 – изменение пористости глин, %; 3 - дифференциальная кривая объема отжатой воды, м³.

Заключение

В ходе работы над научно-исследовательским проектом «**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА УПЛОТНЕНИЯ И ФИЛЬТРАЦИИ В ГЛИНАХ**» были успешно решены поставленные задачи: разработана математическая модель фильтрации воды через вмещающие породы, в авторском программном модуле выполнено моделирование процесса деформации глинистой покрышки и отжима воды в пласт-коллектор.

Разработанная математическая модель фильтрации и уплотнения глин позволила количественно оценить степень воздействия снижения давления в пласте на формирование поля давлений в покрышке, толщину вмещающих пород, охваченную дренированием, уменьшение пористости глин за годы разработки залежи УВ.

Научные результаты:

1. На величину уплотнения пород покрышки и уменьшение ее толщины, в основном, оказывает влияние величина снижения давления в продуктивном пласте, и проницаемость покрышки. Наиболее существенно роль проницаемости глин проявляется при меньших значениях перепада давлений.

2. При небольших перепадах давления сказывается влияние эффекта начального градиента давления, характерного для тонкодисперсных пород.

3. Характер деформации глинистой покрышки, обусловленный мгновенной сжимаемостью, определяется величиной градиента давления.

4. При малых градиентах давлений проявляется эффект медленной сжимаемости и запаздывания деформаций (ползучесть).

5. Скорость деформации затухает во времени.

6. Объем отжимаемой воды из глинистой покрышки в пласт в радиусе дренирования одиночной эксплуатационной скважины составляет несколько тысяч кубических метров.

Практическая значимость проекта:

Уплотнение вмещающих пород инициирует отжатие воды в пласт-коллектор и проседание дневной поверхности.

Эффект необратимого уплотнения вмещающих пород необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений нефти и газа с целью выбора оптимального режима.

Для газовых объектов эта задача является особенно актуальной, т.к. может предотвратить обводнение скважин на поздних стадиях эксплуатации.

Список литературы

1. Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М: Недра, 1972,
2. Болей К., Строкова Л.А. Определение характеристик ползучести глинистых грунтов. Известия Томского политехнического университета, 2007. Т 310, №2
3. Викулова М. Ф., Бурков Ю. К., Македонов А.В. и др. Фациальные типы глинистых пород (и их первичные литологические особенности). Л: Недра, 1973
4. Вялов С.С. Реологические основы механики грунтов. М: Высшая школа, 1978
5. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. М., Недра, 1986.
6. Гольдштейн М.Н. Механические свойства грунтов. М.: Стройиздат, 1971.
7. Грим Р.Э. Минералогия глин. Перевод с английского. Под редакцией Франка-Каменецкого. М: Издательство иностранной литературы, 1956
8. Грим Р.Э. Минералогия и практическое использование глин. Перевод с английского Финько В.И. и Чекина С.С. Под редакцией Петрова В.П. М: Мир, 1967
9. Гринсмит Дж. Петрология осадочных пород. Перевод с английского. Под редакцией Петрова В.П. М: Мир, 1981
10. Давление пластовых флюидов /А.Е.Гурвич, М.С. Крайчик, Н.Б. Батыгина и др.- Л.: Недра, 1987.
11. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970.
12. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Опыт применения технологии обработки и интерпретации волнового акустического каротажа для изучения нефтяных и газовых скважин. «Геофизика», 2001 № 4, стр. 58 -65.
13. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н., Давыдова О.П. Изменение напряженного состояния пород в процессе разработки. «Нефтяное хозяйство», 2011, №1, стр. 48-50.
14. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Давыдова О.П. Методика оценки необратимых деформаций и изменения напряженного состояния пород в процессе разработки месторождений углеводородов и эксплуатации подземных газохранилищ. Научно-технический вестник "Каротажник" №4 (214), Тверь АИС 2012
15. Желтов Ю.П., Анциферов В.С. Прогнозирование деформации массива горных пород при разработке месторождений. М: Недра, «Нефтяное хозяйство», 1990, №1, стр. 37-42

16. Зхус И.Д., Сакиян С.Г., Макарова Л.Н., Власова Л.В. Глинистые минералы терригенных отложений. М: Наука, 1977.
17. Колотов А.В., Кошелев А.Т. Нарушение целостности эксплуатационных колонн в группах скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири. М.: ВНИИОЭНГ, 1990
18. Кузнецов В.Г. Глинистые породы. Состав, строение, происхождение, методы исследования. Учебное пособие. М: РГУ нефти и газа, 2005
19. Ломтадзе В. Д. Инженерная геология. Специальная инженерная геология. Л: Недра, 1978
20. Ломтадзе В. Д. Физико-механические свойства горных пород. Методы лабораторных исследований. Л: Недра, 1990
21. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. – М.: Недра, 1982.
22. Марморштейн Л.М. Коллекторские и экранирующие свойства осадочных пород при различных термобарических условиях. Ленинград: Недра, 1975
23. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003
24. Мухин Ю.В. Процессы уплотнения глинистых осадков. М: Недра, 1965
25. Осипов. В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М: Наука, 2001
26. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология. М: Недра, 1991
27. Саркиян С.Г., Котельников Д.Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. М: Недра, 1971
28. Терцаги К. Строительная механика грунта на основе его физических свойств. Перевод с немецкого Черкасова А.А., Рубана П.С., Смиреникина П.П. М: Госстройиздат, 1933
29. Markus Reiner. Deformation, strain and flow. An elementary introduction to rheology. London, H.K. Lewis&Co. Ltd, 1960
30. Mark D.Zoback. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 2007
31. Haibin Xu, Jack Dvorkin, Amos Nur. Rock physics for determining porosity reduction due to production. SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting, Salt Lake City, Utah, October 6-11, 2002
32. Stephen O'Connor, Richard Swarbrick, Deborah Jones. Where has all the pressure gone? Evidence from pressure reversals and hydrodynamic flow. EAGE. First Break Volume 26, September 2008, p.55-60