

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ФИЗИКО – ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

На правах рукописи

УДК 552.08

Шубин  
Александр Алексеевич

**«Влияние минерализации прокачиваемой жидкости и эффективного  
давления на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов»**

03.04.02 Физика  
(Техническая физика в нефтегазовых технологиях)

Магистерская диссертация  
на соискание академической степени магистр

Научный руководитель:  
к.т.н., доцент кафедры ММС  
Григорьев Б.В.

Нормоконтроль:  
к.т.н., доцент кафедры ММС  
Григорьев Б.В.

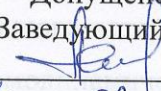
Тюмень, 2016

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
направление «ФИЗИКА»

КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

Допущено к защите в ГЭК  
Заведующий кафедрой ММС

  
А.Б.Шабаров  
« 17 » 06 2016 года

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«Влияние минерализации прокачиваемой жидкости и эффективного  
давления на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов»

Выполнил:

студент 2 курса 39мФ146 гр. ОДО  
Шубин А.А.



(подпись)

Научный руководитель:

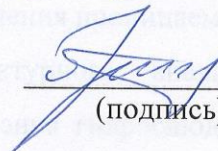
к.т.н., доцент кафедры ММС  
Григорьев Б.В.



(подпись)

Нормоконтроль пройден:

к.т.н., доцент кафедры ММС  
Григорьев Б.В.



(подпись)

Тюмень 2016

## **Аннотация.**

Коэффициент проницаемости горных пород, при прочих равных условиях, зависит от напряжения, приложенного к пористой среде, минерализации пластового флюида, размера, типа и количества глинистых минералов, а также направления движения флюида. В настоящей работе представлены результаты экспериментов по оценке влияния эффективного давления, минерализации прокачиваемой воды на коэффициент проницаемости горных пород, в зависимости от размера глинистых частиц и минерального состава. Изучение коллекторских свойств производилось с учетом анизотропности кернавого материала.

В ходе экспериментов создавались термодинамические условия, эквивалентные пластовым. Через образец горных пород прокачивалась вода с различной минерализацией – соответствующая пластовой (от 16 до 20 г/л), 7 г/л, 1 г/л, при различном обжиге исследуемого образца. В качестве растворенной соли использовалась NaCl.

После этого определен гранулометрический состав образцов, из которого выделена глинистая составляющая и проведено определение качественного и количественного минерального состава глин. Сначала в работе рассмотрена зависимость изменения проницаемости от содержания глинистой фракции 0,005 мм и менее, при смене минерализации прокачиваемого флюида с пластовой до 1 г/л и при смене эффективного давления от атмосферных, до условий, моделирующих пластовые. Далее выделена доля частиц размером менее 0,001 мм и показано, что разброс экспериментальных точек, вдоль оси изменения проницаемости, снизился. С использованием результатов рентгеноструктурного анализа построена зависимость изменения проницаемости от содержания гидрослюды, и отдельно, смешанослойных образований монтмориллонитовой группы. Показано, что минералы монтмориллонитовой группы оказывают наибольшее влияние на уменьшение проницаемости при смене минерализации с пластовой до 1 г/л. Наиболее вероятными причинами такого поведения являются: а) факт разрушения диффузных оболочек связанной воды электролитами высокой концентрации, в

результате чего фактор сопротивления потоку водой, связанной с поверхностью минеральных частиц исключается или снижается; б) набухание глинистых минералов в присутствии воды, что характерно в первую очередь для минералов монтмориллонитовой группы.

Установлено, что деформации, возникающие в результате циклического изменения эффективного давления на 10 МПа, носят необратимый характер и отрицательно сказываются на коллекторских свойствах породы, что отражается на рентабельности разработки продуктивного пласта. Подобные колебания вызваны интенсивным отбором флюида при разработке месторождения, в результате чего снижается пластовое давление и возрастает давление на минеральный скелет горных пород, восстановление пластового давления при введении в эксплуатацию нагнетающих скважин не позволяет восстановить фильтрационно-емкостные свойства до прежнего уровня. Любые последующие колебания эффективного давления снижают коллекторские характеристики пласта.

# Оглавление

Аннотация .....	2
Глава 1. Теоретические предпосылки .....	10
1.1 Петрофизика .....	10
1.2 Группы горных пород.....	10
1.2.2 Метаморфические горные породы.....	10
1.2.3 Осадочные горные породы .....	11
1.3 Физические свойства горных пород. ....	11
1.3.1 Пористость.....	11
1.3.2 Проницаемость.....	12
1.3.3 Плотность.....	13
1.4 Физико-механические свойства горных пород.....	14
1.4.1 Упругие свойства горных пород .....	15
1.4.3 Напряженное состояние пород в условиях залегания в массиве.....	20
1.5 Взаимодействие горной породы и насыщающей жидкости .....	23
1.6 Способы разработки месторождений нефти .....	27
1.6.1 Первичные способы (Primary Recovery).....	27
1.6.2 Вторичные способы (Secondary Recovery).....	29
1.6.3 Третичные способы (Tertiary Recovery) .....	30
Глава 2. Техническая часть .....	32
2.2 Схемы и описание установок.....	33
2.2.1 Определению латеральной анизотропии.....	33
2.2.2 Изучения коллекторских свойств горных пород в условиях, моделирующих пластовые. ....	35
2.3 Методика проведения экспериментов. ....	36

2.3.1 Эксперимент 1: Изучение латеральной анизотропии .....	36
2.3.2 Эксперимент 2: Определение проницаемости по воде на образцах керна в условиях, моделирующих пластовые. ....	38
Глава 3. Обработка результатов.....	42
3.1 Краткая геолого-физическая характеристика Приобского месторождения. .	42
3.2 Изучение анизотропии напряженного состояния на полноразмерных образцах.....	47
3.3 Влияние эффективного давления на коллекторские свойства. ....	51
3.4 Влияние минерализации прокачиваемой воды на фильтриционно-емкостные свойства.....	61
Выводы. ....	68
Список используемой литературы. ....	70

## Введение

В основе экономической стратегии нефтедобывающих компаний лежит стремление снизить стоимость каждой добытой тонны нефти. На начальной стадии разработки пластовой энергии достаточно чтобы добывать углеводороды фонтанным методом, но в дальнейшем появляется необходимость применять методы поддержания пластовой энергии.

Заводнение считается наиболее интенсивным и экономически эффективным способом воздействия на нефтяной пласт. Оно позволяет значительно уменьшить число нефтяных скважин и резко повысить дебиты, снизив таким образом затраты на 1 т. добываемой нефти. Для вытеснения нефти из пласта применяются жидкости двух типов: не смешивающиеся и смешивающиеся с нефтью. К первым относится прежде всего вода, ко вторым – растворители. Последние весьма дороги, и поэтому в подавляющем большинстве случаев в пласт закачивается вода. В качестве источников могут выступать реки, озера и моря, а также пластовые воды. На территории Западной Сибири для этой цели подходят подземные воды, с минерализацией 7 г/л, а также, поверхностные, пресные воды – реки и озера с минерализацией порядка 1 г/л.

Главной проблемой является выбор источника воды с наиболее подходящей минерализацией, которая эффективно вытесняет углеводороды, а также не оказывает отрицательного влияния на фильтрационные свойства породы. На выбор источника влияют такие факторы как экономическая целесообразность: близость источника, степень минерализации, гарантированная бесперебойная подача необходимого количества воды и экологическая безопасность: проникновение высококонцентрированных растворов в пресноводные горизонты, невозобновляемость некоторых видов источников воды и т.д.

Также, при решении задач фильтрации крайне важно учитывать изменение коллекторских свойств пласта. Эта проблема является достаточно сложной, так как в ходе фильтрации в пласте могут происходить все типы деформационных процессов – от упругого деформирования до пластического разрушения.

Использование теории упругого режима фильтрации, предполагающей, что пористая среда испытывает только обратимые деформации, может привести к значительным расхождениям в оценке емкостных и фильтрационных свойств пород. Существующие на сегодняшний день модели упругопластического режима также не вполне четко отражают все деформационные процессы, происходящие в пласте при отборе жидкости.

На больших глубинах породы испытывают воздействие высоких давлений и температур, в результате чего они деформируются и изменяют свои физические свойства.

Многими исследователями неоднократно отмечался избирательный характер уплотнения породы в процессе формирования осадочных толщ. Благодаря этому, массивы горных пород отличаются неоднородностью свойств и, прежде всего, анизотропией упругости, которая определяется неодинаковыми по величине внешними силами, действующими в различных направлениях в контактах частиц. Поэтому горные породы в условиях естественного залегания находятся в сложном объемном напряженном состоянии и с глубиной оно усиливается.

В следствии всего вышеуказанного, крайне важно учитывать анизотропию кернового материала в напряженном состоянии, так как в зависимости от направления в одной плоскости могут существенно отличаться фильтрационные и другие свойства. Рассматривая максимально возможные коллекторские свойства, можно давать объективную оценку изменению свойств породы.

Целью данной магистерской диссертации является изучение изменения коллекторских и механических свойств породы в процессе разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Задачами, в связи с указанной целью являются:

1. Отбор образцов керна с учетом латеральной анизотропии.
2. Определение пористости и проницаемости по воде на образцах керна при различном эффективном давлении и минерализации жидкости.
3. Изучение изменения механических свойств породы при изменении эффективного давления.



Изменение пористости и проницаемости пород под действием давления определяется деформациями, изменяющими объем порового пространства. Величина деформации зависит от состава породы и ее текстурно-структурных свойств. Объемные изменения в поровом пространстве под влиянием давления могут быть охарактеризованы при помощи коэффициента сжимаемости пор.

Нефтегазосодержащие породы находятся в напряженном состоянии под действием так называемого эффективного давления

$$P_{\text{Эф}} = P_{\text{Гор}} - P_{\text{пл}}$$

где  $P_{\text{Эф}}$  — эффективное давление;  $P_{\text{пл}}$  — пластовое давление;  $P_{\text{Гор}}$  — горное давление. Пластовое давление жидкости способствует уменьшению нагрузки, передающейся на скелет породы от массы вышележащих отложений. [4]

В. М. Добрынин (1963, 1965) указывает, что только 85% пластового давления в породах направлено на разгрузку горного давления. Эффективное давление на породы нефтяного (газового) пласта не остается постоянным в процессе разработки залежи. [1]

Изучение нефтегазоносных пород нижнего мела ряда месторождений Восточного Ставрополя, проведенное И. А. Бурлаковым, показало, что основное уменьшение проницаемости наблюдается при увеличении эффективного давления до 100—300 бар. Последующее повышение эффективного давления не вызывает значительных изменений проницаемости пород. Степень влияния эффективного давления на проницаемость увеличивается по мере уменьшения начальной проницаемости пород.

Исследование образцов карбонатных и глинистых горных пород, поднятых из сверхглубокой Аралсорской скважины, проведенное В. М. Добрыниным и Я. Р. Морозовичем на специализированной установке, позволившей имитировать условия всестороннего сжатия, показало, что необходимо учитывать критическую точку, характеризующую порог статического уплотнения, за пределами которой наблюдается накопление необратимых изменений.

# **Глава 1. Теоретические предпосылки.**

## **1.1 Петрофизика**

Петрофизика – это наука о свойствах горных пород как функций их состава и структуры, об изменении этих свойств под воздействием геологических, физико-химических или технологических факторов, а также о взаимосвязях между физическими свойствами пород. Предметом изучения в петрофизике является горная порода, ее литологические и физические свойства. Основными ее задачами является определение изменения физических свойств горных пород в зависимости от литологических характеристик, условий исследования (пластовых или атмосферных), изменения литологических свойств под воздействием скважинных флюидов.

Методами петрофизических определений являются экспериментальные методы определения физических свойств и математические методы анализа получаемых данных. [7]

## **1.2 Группы горных пород**

По происхождению горные породы можно разделить на три группы: метаморфические, магматические и осадочные.

### **1.2.1 Магматические горные породы.**

Магма периодически образует отдельные очаги в пределах разных по составу и глубинности оболочек Земли. Магматические горные породы образуются в результате затвердения магмы. Если расплав застывает на глубине, то образуются глубинные породы, при застывании магмы на земной поверхности, то образуются излившиеся. Глубинные породы застывают медленнее, и поэтому структура у них полностью кристаллическая. У излившихся она скрытокристаллическая, мелкозернистая или стекловидная. Каждой глубинной породе соответствует излившиеся того же химического состава.

### **1.2.2 Метаморфические горные породы.**

Горные породы, образованные в толще земной коры, в результате изменения (метаморфизма) осадочных и магматических горных пород вследствие изменения физико-химических условий. Благодаря движениям земной коры, осадочные горные породы и магматические горные породы подвергаются воздействию высокой температуры, большого давления и различных газовых и водных растворов, при этом они начинают изменяться.

### 1.2.3 Осадочные горные породы

Горные породы, существующие в термодинамических условиях, характерных для поверхностной части земной коры, и образующиеся в результате переотложения продуктов выветривания и разрушения различных горных пород, химического и механического выпадения осадка из воды, жизнедеятельности организмов или всех трёх процессов одновременно. [11]

## 1.3 Физические свойства горных пород.

### 1.3.1 Пористость

Пористость горных пород – величина, характеризующая наличие и объем пустот (пор, каналов, трещин, каверн). Коэффициентом пористости  $K_p$  называется отношение объема пор образца  $V_p$  к объему самого образца  $V_{обр}$ , выраженное в процентах.

$$K_p = \frac{V_p}{V_{обр}} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

Различают пористость породы следующих видов:

1. Общая (абсолютная) пористость  $K_p$ , включающая связанные и не связанные между собой пустоты.
2. Открытая пористость (пористость насыщения), включающая все сообщающиеся между собой поры. Не учитывается тот объем пустот, в который не проникает данная жидкость при данном давлении насыщения. Обычно в качестве насыщающей жидкости берутся керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц) или пластовые воды.

3. Эффективная пористость  $K_p$  эфф, включающая только ту часть пустот, которые заняты подвижной жидкостью в процессе фильтрации при полном насыщении породы жидкостью

### 1.3.2 Проницаемость

Проницаемость характеризует свойство пород пропускать жидкости, газы и их смеси при наличии перепада давления. Для характеристики проницаемости горных пород нефтесодержащих

пластов введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости:

1. Под **абсолютной** проницаемостью принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней одной фазы, химически инертной по отношению к породе. Для ее оценки обычно используется воздух или газ (как правило, азот), так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

2. **Относительной** проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

3. **Эффективной** проницаемостью называется проницаемость породы для данной фазы при наличии в поровом пространстве неподвижной фазы другого флюида, т.е. при наличии остаточной водо- или нефтенасыщенности.

4. **Фазовой** называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{P_1 - P_2}{L} \quad (1.2)$$

где  $v$  - скорость линейной фильтрации;

$Q$  - объемный расход жидкости в единицу времени;

$\mu$  - динамическая вязкость флюида;

$F$  - площадь фильтрации;

$P_1$  - давление на входе;

$P_2$  - давление на выходе;

$L$  - длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется величиной, которую называют коэффициентом проницаемости ( $K_{пр}$ ):

$$K_{пр} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{(P_1 - P_2) \cdot F} \quad (1.3)$$

### 1.3.3 Плотность

Плотность – это свойство вещества, определяющее его массу, содержащуюся в единице объема.

$$\rho = m/V \quad (1.4)$$

Порода, объемом  $V$ , может состоять из твердой фазы, объемом  $V_{ТВ}$  и пор, объемом  $V_{п}$ . В свою очередь, твердая фаза может слагаться из различных породообразующих минералов, а поры могут быть заполнены пластовой водой  $V_{В}$ , нефтью  $V_{Н}$  и газом  $V_{Г}$ . Тогда плотность такой породы в наиболее общем виде можно представить как

$$\rho_{п} = \rho_{ТВ} \frac{V_{ТВ}}{V} + \rho_{В} \frac{V_{В}}{V} + \rho_{Н} \frac{V_{Н}}{V} + \rho_{Г} \frac{V_{Г}}{V} = (1 - k_{п})\rho_{ТВ} + k(k_{ВВ} + k_{НН} + k_{ГГ}) \quad (1.5)$$

где  $\rho_{ТВ}$ ,  $\rho_{В}$ ,  $\rho_{Н}$ ,  $\rho_{Г}$  - плотность твердой фазы, воды, нефти и газа соответственно,  $k_{В}$ ,  $k_{Н}$  и  $k_{Г}$  – коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщенности породы.

## 1.4 Физико-механические свойства горных пород.

Статическая упругость, предел прочности на сжатие и растяжение, а также пластичность - наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Например, от упругих свойств горных пород и упругости пластовых жидкостей зависит перераспределение напряжений в пласте во время эксплуатации месторождения. Запас упругой энергии, освобождающейся при снижении давления, может быть значительным источником энергии, являющийся движущей силой, посредством которой происходит движение нефти по пласту к забоям скважин.

Действительно, если поровое давление снижается, то жидкость (вода и нефть) расширяется, а поровые каналы сужаются. Упругость пород и жидкостей очень мала, но вследствие огромных размеров пластовых систем в процессе эксплуатации значительное количество жидкости дополнительно вытесняется из пласта в скважины за счет расширения объема жидкости и уменьшения объема пор при снижении пластового давления.

Не менее существенный эффект упругости жидкости и пласта заключается в том, что напряжение в пласте перераспределяется не мгновенно, а постепенно, после ввода новой или остановки старой скважины, после любого изменения режима работы скважины. Таким образом, если пласт имеет большую емкость и высокое пластовое давление, то с самого начала эксплуатации пласт будет находиться в условиях, когда характерны длительные неустановившиеся процессы перераспределения пластового давления. Скорости этих процессов, в значительной мере, зависят от упругих свойств пород и жидкостей. Оказывается, что по скорости перераспределения давления при известных упругих свойствах пород и жидкости можно судить о фильтрационных и других свойствах.

В процессе эксплуатации месторождения очень важно знать также и прочностные характеристики на сжатие и разрыв. Эти данные, как и модуль

упругости необходимы при изучении процессов искусственного воздействия на породы призабойной зоны скважин (гидроразрыв пластов, торпедирование), широко применяемых в нефтепромысловом деле для увеличения нефтеотдачи. При изучении физических свойств горных пород следует учитывать, что в зависимости от условий залегания механические свойства породы могут резко изменяться.

### **1.4.1 Упругие свойства горных пород**

При передаче давлений на не полностью сформировавшиеся породы осадочного происхождения, в результате геостатического давления могут произойти деформации, выражающиеся в изменении структуры (особенно пористости) и остаточной водонасыщенности. При больших давлениях может измениться и дисперсность составляющих породу зерен.

По своему характеру деформации разделяются на упругие и остаточные. Упругие деформации исчезают при снятии нагрузки, остаточные — не исчезают. Последние особенно характерны для дисперсных горных пород.

В породах-коллекторах различают пластическое (остаточная деформация) и упругое (упругая деформация) уплотнение. Пластическое уплотнение в песчаниках определяется по сжатым и деформированным мягким минералам, по перераспределению и более плотной упаковке зерен, а также по обломанным граням зерен. Порода, деформированная пластически, не восстанавливается в своем исходном объеме. При упругом уплотнении при снятии нагрузки происходит частичное восстановление первоначального объема. Этот процесс возможен, главным образом, в цементированных породах, например, в плотных песчаниках.

Е. М. Сергеев исследовал изменение дисперсности песков различного минералогического и гранулометрического состава и влажности при сжатии под давлением 200, 500, 1000 и 3000 кГ/см<sup>2</sup>. опыты показали, что интенсивность дробления песчаных частиц зависит от минералогического и гранулометрического состава песков и их влажности. Чем больше в песках содержится физически прочных минералов, тем меньше изменение их дисперсности под нагрузками. Чем

крупнее песчаные частицы, тем больше степень их разрушения под одним и тем же давлением, что объясняется различным характером напряжений, испытываемых отдельными частицами. Е. М. Сергеев это явление объясняет тем, что у крупнозернистых песков количество контактов между частицами на единицу объема значительно меньше, нежели у мелкозернистых, поэтому в первом случае нагрузка передается на меньшую площадь, чем во втором. Это приводит к более интенсивному разрушению частиц в местах контактов у крупнозернистых песков по сравнению с мелкозернистыми песками. В песках, исследованных Е. М. Сергеевым, первоначальное содержание частиц фракции 0,1—0,05 мм не превышало 13%, пылеватых частиц (0,05—0,01 мм) — 5% и глинистых — 2,15%. После давления 3000 кг/см<sup>2</sup> максимальное содержание частиц увеличилось: фракции 0,1—0,05 мм — до 51%, пылеватых — до 23% и глинистых — до 5,42%. При значительных нагрузках (3000 кг/см<sup>2</sup>) влажность не оказывает значительного влияния на изменение дисперсности песков. При относительно небольших нагрузках (200 кг/см<sup>2</sup>) влажность оказывает различное влияние на процесс дробления частиц в зависимости от их минералогического состава. Пески, содержащие значительное количество кварца, сильно дробятся в сухом состоянии; во влажном состоянии обломочным зернам легче перемещаться и принять наиболее плотную упаковку, при которой разрушение частиц происходит менее интенсивно. Пески, содержащие глауконит, кальцит, слюды, полевые шпаты и некоторые другие минералы, снижают свою прочность при увеличении влажности, что приводит к увеличению их дисперсности при воздействии давлений 200 кг/см<sup>2</sup>. В опытах Е. М. Сергеева в результате давления 3000 кг/см<sup>2</sup> пористость песков (до уплотнения 36—48%) становится более однородной (21-28%). [5]

Модель песка, составленная из частиц диаметром меньше 0,1 мм, при нагрузке 100 кг/см<sup>2</sup> уплотняется по отношению к первоначальному рыхлому состоянию на 5%, при 200 кг/см<sup>2</sup> — на 7%, при 400 кг/см<sup>2</sup> — на 12% и при 600 кг/см<sup>2</sup> — на 15%. Экспериментально не удается без разрушения зерен уменьшить коэффициент пористости хорошо отсортированных песков до значений, обусловленных наиболее плотной ромбической упаковкой ( $m = 25,9\%$ ). Этому препятствуют силы



трения, возникающие между зернами породы при их перемещении. В условиях длительного воздействия горного давления, проявляющегося в геологическое время, величина трения между зернами может несколько снизиться за счет растворимости минерального скелета в точках контактов зерен, происходит сближение частиц и создается более плотная упаковка. Для характеристики упругих свойств материала обычно служат модуль Юнга  $E$ , модуль сдвига  $G$ , модуль объемного сжатия  $K$  (или его обратное значение — сжимаемость  $P$ ) и коэффициент Пуассона  $\mu$ . [1]

Модуль Юнга  $E$  (модуль линейного удлинения) представляет собой коэффициент пропорциональности между действующим изолированно продольным растягивающим или сжимающим напряжением и соответствующей ему деформацией. В системе СИ,  $E$  измеряется в Па.

Коэффициент поперечного сжатия или коэффициент Пуассона  $\mu$  представляет собой коэффициент пропорциональности между деформациями в продольном и поперечном направлениях при простом одностороннем сжатии или растяжении.

Модуль сдвига  $G$  устанавливает пропорциональность между касательным напряжением, действующим изолированно, и соответствующей деформацией. Модуль сдвига измеряется в тех же единицах, что и модуль Юнга.

Модуль объемного сжатия « $K$ » определяет пропорциональность относительного объемного расширения или сжатия образца действующим равновеликим всесторонним напряжением, что соответствует всестороннему гидростатическому давлению. В системе СИ « $K$ » измеряется в Па.

Величина  $\beta$ , обратная модулю  $K$ , называется коэффициентом объемного (всестороннего) сжатия, или сжимаемостью. Модули Юнга, сдвига и всестороннего сжатия резко возрастают с увеличением плотности пород, при этом сжимаемость их соответственно уменьшается.

Горные породы с малой пористостью, с небольшим содержанием жидкой и газообразной фаз при напряжениях, не превышающих предела упругости, ведут себя как однородные упругие среды, полностью восстанавливающие свои размеры и форму после удаления деформирующих сил. Эти породы условно называют

идеально упругими (Кобранова, 1962) в отличие от дифференциально упругих пород (Gassman, 1951), содержащих жидкую и газообразную фазы в объемах, заметно сказывающихся на их упругих свойствах. К дифференциально упругим относится большинство пород - коллекторов.

Минерал	Модуль Юнга, Па	Горная порода	Модуль Юнга, Па
Гипс	1300	Песчаник	5000 и выше
Кальцит	7000	Известняк	До 8500
Полевые шпаты	8000	Гранит	6000
Кварц	9000	Базальт	8500
Корунд	52000	Кварцит	10000

**Таблица 1.** Значения модуля Юнга некоторых минералов и пород.

В условиях всестороннего сжатия кристаллы большинства минералов по-разному изменяют свои упругие, пластические и прочностные свойства в зависимости от строения их кристаллической решетки. Основные породообразующие минералы осадочных пород характеризуются следующим порядком увеличения их твердости и соответственно уменьшением их способности к пластической деформации: 1) гипс, ангидрит; 2) галит, сильвин; 3) кальцит, доломит; 4) биотит; 5) амфиболы; 6) полевые шпаты; 7) пироксены; 8) кварц. Предел прочности на сжатие у кварца достигает 23 000—28 000 кг/см<sup>2</sup>. По степени напряжения сдвига (в кг/см<sup>2</sup>) при трехосном сжатии 10 000 кг/см<sup>2</sup> минералы, по данным Д. Григса (1949), в порядке увеличения располагаются так: 1) галит — 900; 2) гипс — 1000; 3) кальцит — 1000; 4) пироксены (авгит) — 1100—1400; 5) амфиболы (роговая обманка) — 1100; 6) серицит — 13 000 и кварц — 14 500 (оба

испытаны при всестороннем сжатии 50 000 кг/см<sup>2</sup>). Для характеристики упругих свойств вещества в недрах Земли применяют отношение модуля объемного сжатия «К» к модулю сдвига G. В таблице 2 представлены величины этого отношения при различных давлениях для некоторых горных пород и плексигласа, вычисленные М. П. Воларовичем (1962).

Горная порода	Всестороннее давление						$\frac{(K_d/G_d)_{1000}}{(K_d/G_d)_1}$
	1	200	400	600	800	1000	
Диабаз	1,50	1,53	1,58	1,60	1,64	1,64	1,09
Базальт	1,42	1,52	1,59	1,64	1,64	1,67	1,18
Гранит	1,04	1,08	1,22	1,30	1,39	1,42	1,36
Известняк	1,85	2,16	2,24	2,28	2,29	2,37	1,28
Плексиглас	2,49	2,56	2,57	2,58	2,61	2,64	1,06

**Таблица 2.** Зависимость отношения модулей объемного сжатия  $K_d$  и модулей сдвига  $G_d$ , определенных динамическим методом, от всестороннего давления для горных пород и плексигласа

Из табл. 2 следует, что отношение  $K_d/G_d$  увеличивается с повышением давления, что согласуется с данными сейсмических наблюдений.

Плотность магматических пород тем выше, чем меньше они содержат кремнекислоты. Модули Юнга, сдвига и всестороннего (объемного) сжатия для основных магматических пород обычно имеют более высокие значения, чем для кислых разновидностей этих пород.

Различают дифференциально упругие породы с совершенной и с несовершенной связью между фазами, а также породы, у которых связь между фазами отсутствует. Упругие свойства этих пород зависят от свойств

составляющих их фаз, а также упругих свойств их скелета. Они также зависят от степени связанности составляющих их зерен и изотропности скелета.

У пород с совершенной связью между фазами фильтрация по гранулярным порам практически отсутствует. При несовершенной связи между фазами (твердое вещество скелета, газ или жидкость) или при отсутствии ее изменения напряжений действуют лишь на твердое вещество и на скелет породы, не изменяя напряжения заполнителя порового пространства. Такие породы могут служить коллекторами гранулярного типа.

### 1.4.3 Напряженное состояние пород в условиях залегания в массиве.

Горные породы, налегая друг на друга, находятся в сложном напряженном состоянии, обусловленный собственным весом пород и определяющимся глубиной залегания, и характером самих пород. До нарушения условий залегания пород скважиной внешнее давление и возникающие в породе ответные напряжения находятся в условиях равновесия.

Формально, можно выделить три составляющие этого нормального поля напряжений.

По вертикали

$$\sigma_z = \rho g H \quad (1.6)$$

где  $\sigma_z$  - вертикальная составляющая напряжений;

$\rho$  - плотность породы;

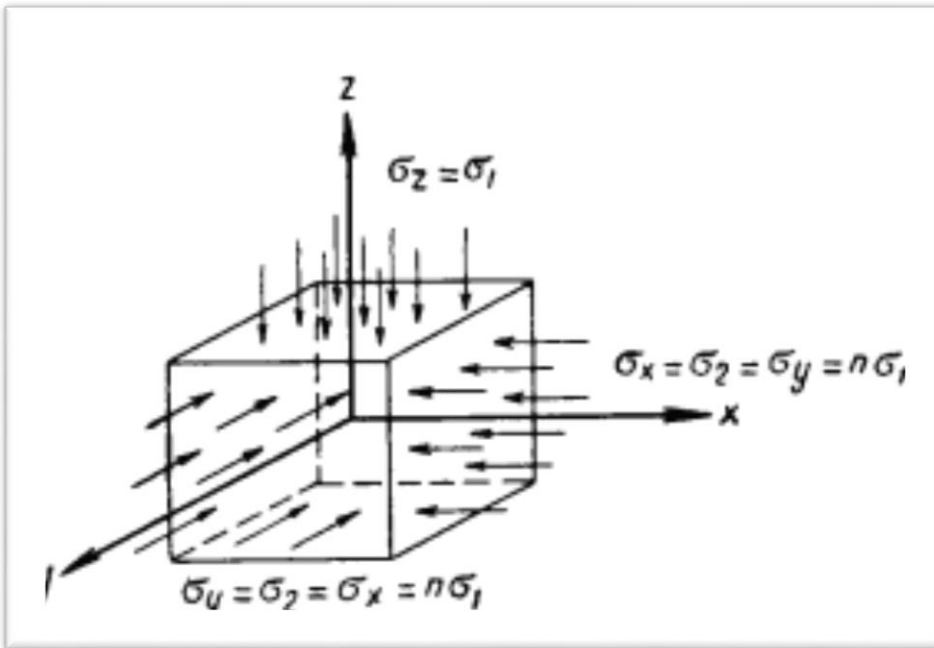
$g$  — ускорение силы тяжести;

$H$  — глубина залегания пласта.

По горизонтали (в простейшем случае)

$$\sigma_y = \sigma_x = n \rho g H \quad (1.7)$$

где  $n$  - коэффициент бокового распора.



**Рисунок 1.** Элементарный объем горной породы в условиях залегания в массиве

Величина  $n$  для пластичных и жидких пород типа пльвунов равна единице (и тогда горизонтальное напряжение определяется гидростатическим законом), а для плотных и крепких пород в нормальных условиях, не осложненных тектонически, коэффициент бокового распора во многих случаях равен долями единицы.

Коэффициент бокового распора и горизонтального давления можно приближенно оценить из следующего. Выделим элементарный объем горной породы (рис.1). Относительная деформация, которую это тело получило бы, например, вдоль оси  $x$  при сжатии его тремя взаимно перпендикулярными, равномерно распределенными силами, выраженными главными напряжениями ( $\sigma_z = \sigma_1$ ;  $\sigma_y = \sigma_2 = \sigma_x = n\sigma_1$ ), была равна

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \quad (1.8)$$

Где  $E$  — модуль Юнга;  $\nu$  — коэффициент поперечной деформации;  $\varepsilon$  — коэффициент Пуассона.

Если принять, что в процессе осадконакопления происходило только сжатие пород в вертикальном направлении, а в горизонтальном направлении деформаций не происходило, то

$$\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0 \quad (1.9)$$

Тогда, исходя из уравнения (1.8), получим

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z \quad (1.10)$$

т. е. коэффициент бокового распора

$$n = \frac{\nu}{1-\nu} \quad (1.11)$$

Если принять для пород значение коэффициента Пуассона равным  $\nu = 0,3$  то, получим

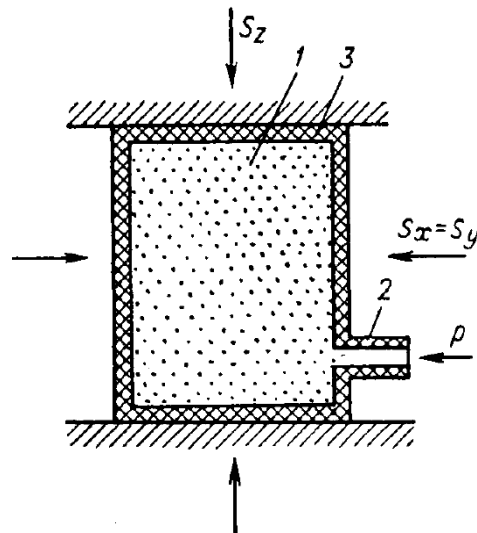
$$\sigma_x = 0.43\sigma_z \quad (1.12)$$

Формула (1.10) выведена для условий, когда справедливо предположение об отсутствии деформаций пласта в горизонтальном направлении и когда не учитывается пластичность горных пород. В условиях реальных пластов эти предположения не всегда справедливы, и в них поэтому возможны более сложные напряженные состояния горных пород.

## 1.5 Взаимодействие горной породы и насыщающей жидкости.

Поровое пространство гранулярных горных пород, а также имеющиеся в породах трещины, каверны и другие полости в естественных условиях, как правило, бывают заполнены жидкостями или газами. Эти подвижные вещества, насыщающие горные породы, находятся под давлением. В горных породах в свою очередь имеются напряжения. Любое изменение давления жидкости или газа, а также нагрузок на горные породы нарушает имеющееся в данный момент времени соотношение между давлением и напряжениями. Другими словами, между породами и насыщающими их веществами существует механическое взаимодействие.

Начнем рассмотрение механического взаимодействия горных пород и насыщающих их веществ, в следующем наиболее простом случае. Возьмем образец пористой среды (рис.2.5.), покрытый сверху гибкой непроницаемой оболочкой, и поместим его под пресс, создающий вертикальное давление  $S_z$  на образец. Допустим, что гидравлическим или иным способом в образце создается также горизонтальное давление  $S_x=S_y$ . Внутри образца подводится по трубке жидкость, имеющая давление  $p$ . В материале образца соответственно возникают напряжения  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  и  $\sigma_z$ . Если, например, изменить давление жидкости  $p$ , оставив неизменными внешние нагрузки на образец  $S_x$ ,  $S_y$  и  $S_z$ , то это должно вызвать изменение напряжений  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  и  $\sigma_z$  в материале образца. Возникает вопрос: каковы эти изменения в количественном отношении?



**Рисунок 2.** Действие усилий на образец пористой горной породы:

1 – образец; 2 – трубка; 3 – гибкая непроницаемая оболочка

Прежде чем ответить на этот вопрос, разберемся в самих понятиях о напряжениях в пористом теле. Механика взаимодействия жидкостей и твердого вещества в пористом теле требует введения различных понятий о напряжениях. Если детально рассматривать деформацию самого материала пористой среды, т. е. каждого ее «зерна», то нужно пользоваться понятием истинных напряжений. Истинные напряжения — это обычные напряжения, с которыми имеют дело при изучении деформации монолитного материала.

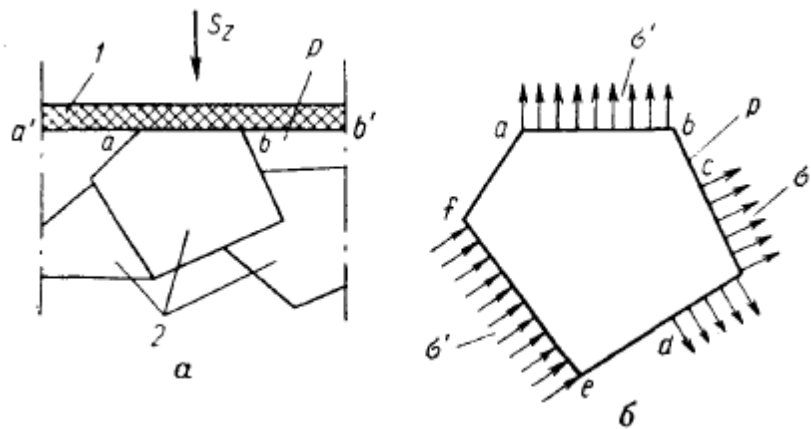
Если же рассматривать деформацию пористого тела в целом, т. е. принимать это тело за некоторую условно монолитную среду, то следует ввести в рассмотрение понятие об эффективном напряжении, или усилении, действующем на единичную площадку пористого тела в целом, включая как зерна, так и пустоты. Напряжения  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  и  $\sigma_z$  в образце пористого тела, показанного на рис.2.5., являются эффективными напряжениями. Используем еще понятие так называемого нейтрального напряжения, создаваемого в пористом теле только внутривещным давлением  $p$  и приводящего к возникновению в материале пористого тела следующих истинных напряжений:



$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = p; \tau_{xy} = \tau_{yz} = \tau_{xz} = 0 \quad (1.13)$$

Безусловно, и эффективные напряжения и нейтральное напряжение связаны определенным образом с истинными напряжениями.

Было бы, возможно, более правильным пользоваться только истинными напряжениями, однако трудность их определения в пористом теле приводит в конце концов к необходимости применения понятия эффективных напряжений, так как экспериментально их определить значительно легче.



**Рисунок 3** Действие усилий на зерна породы: 1- непроницаемая оболочка; 2 – зерна породы

Вернемся теперь к поставленному выше вопросу о количественной взаимосвязи между внутрипоровым давлением  $p$ , эффективными напряжениями  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  и  $\sigma_z$  и величинами  $S_x$ ,  $S_y$  и  $S_z$ , которые назовем полными напряжениями.

В связи с этим вопросом рассмотрим равновесие сил на контакте образца с прессом (рис.2.6.,а). Пусть «зерно» породы на участке  $ab$  соприкасается с непроницаемой оболочкой и далее — с прессом, а на участках  $be$ ,  $de$  и  $fa$  (рис.2.6., б) смачивается жидкостью. На участках  $ab$ ,  $cd$  и  $ef$  на зерно действуют осредненные напряжения  $\sigma'$ . Из равновесия усилий на участке  $a'b'$  (рис.2.6., а) длиной, равной единице, получаем, считая, что смачиваемая жидкостью часть участка  $a'b'$  равна  $m$ ,

$$S_z = m \cdot p + \sigma' (1 - m) \quad (1.16)$$

На первый взгляд может показаться, что согласно (2.13) давление жидкости не полностью «противостоит» внешним усилиям. Однако это не так. Выше под напряжениями понимались только эффективные напряжения, а напряжение  $\sigma'$  включает в себя как эффективное, так и нейтральное напряжение. В самом деле, если рассмотреть действие на зерно породы различных усилий согласно (рис.2,б., б) то можно увидеть, что сдвиговые напряжения и, следовательно, деформацию, вызывающую изменение конфигурации зерна, может создать только разность напряжений  $\Delta = \sigma' - p$ . Изменение же нейтрального напряжения не приводит к изменению эффективных напряжений. При существовании нейтрального напряжения (2.13) эффективные напряжения в пористом теле могут быть равны нулю. Эффективные напряжения вызывают изменение конфигурации скелета пористой среды; при определенном значении эффективных напряжений может произойти разрушение пористой среды. Нейтральное же напряжение вызывает лишь сжатие материала пористой среды.

Вряд ли можно ожидать разрушения материала пористой среды под действием внутрипорового давления  $p$ . Поэтому с целью выделения в формуле (2.13) части, связанной с эффективным напряжением, и части, связанной с нейтральным напряжением, необходимо в (2.13) заменить  $\sigma'$  на  $\Delta + p$ .

Тогда получим

$$S_z = m \cdot p + (\Delta + p) \cdot (1 - m) = \Delta \cdot (1 - m) + p = \sigma_z + p \quad (1.15)$$

Величина  $\Delta$  в формуле (2.14) связана с эффективным напряжением, и виду того, что эффективное напряжение есть усилие, отнесенное ко всему участку  $a'b'$ , величина  $\Delta (1 - m)$  заменена на  $\sigma_z$ . Из формулы (2.14) теперь уже видно, что уменьшение внутрипорового давления  $p$  в образце на какую-то величину при неизменном полном напряжении  $S_z$  приводит к увеличению эффективного напряжения  $\sigma_z$  на такую же величину.

## 1.6 Способы разработки месторождений нефти

Нефть, как известно, двигается по пласту-коллектору к добывающей скважине под действием перепада давления. Движение происходит при условии, что в пласте давление выше, чем на забое скважины.

В начальной стадии разработки нефтяного месторождения пластового давления, как правило, достаточно для обеспечения притока нефти к скважине. В дальнейшем, пластовое давление постепенно снижается и для его поддержания требуется проведение специальных мероприятий (организация закачки воды, газа и т.п.).

В зависимости от того, за счет чего происходит восполнение энергии пласта и обеспечивается продвижение нефти к добывающей скважине, способы разработки подразделяют на 3 класса:

1. Первичные способы
2. Вторичные способы
3. Третичные способы

Обычно система разработки месторождения последовательно видоизменяется (если мы говорим о месторождении традиционной легкой нефти): от Первичных способов на I стадии разработки переходят к Вторичным способам на II и III стадиях и к Третичным способам на III и IV стадиях разработки месторождения.

Месторождения нетрадиционной (тяжелой, сверхтяжелой, высоковязкой, сланцевой) нефти требуют нетрадиционного подхода. Разработку таких месторождений начинают сразу с Третичных способов, разрабатывая зачастую совершенно новый уникальный метод.

### 1.6.1 Первичные способы (Primary Recovery)

Первичные способы - это способы разработки, основанные на извлечении нефти с использованием внутренней энергии самого пласта. Приток нефти обеспечивается за счет естественных сил.

В нефтяном пласте действует множество факторов, которые влияют на движение флюидов. Совокупность всех естественных и искусственных факторов,

определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его разработке, называют режимом пласта или точнее режимом эксплуатации нефтяной залежи.

Всего при добыче нефти различают 5 режимов:

- Водонапорный (жестко-водонапорный)
- Упругий (упруго-водонапорный)
- Газонапорный (режим газовой шапки)
- Режим растворенного газа
- Гравитационный

Плюс еще смешанный режим также иногда выделяют в отдельную категорию. Водонапорный – основной силой,двигающей нефть к забою скважины, является напор пластовых вод, при котором происходит компенсирование отбора жидкости продвижением пластовой воды в продуктивную часть пласта. Такой режим обычно формируется в водонапорных комплексах литологически однородных и выдержанных высокопроницаемых пластов при относительной близости залежей к областям питания водонапорного комплекса. Конечная нефтеотдача при таком режиме достигает 65-80%.

Упругий – основной силой является упругое расширение пластовой жидкости и породы при снижении пластового давления. При этом режиме отбор жидкости не компенсируется полностью продвижением законтурных вод к залежи. Конечная нефтеотдача – до 50-70%.

Газонапорный – основной силой является напор расширяющегося газа газовой шапки, при котором отбор жидкости полностью не компенсируется продвижением пластовой воды в продуктивную часть пласта. Конечная нефтеотдача – до 40-60%.

Режим растворенного газа – основной силой, продвигающей флюиды, является расширение газа, выделяющегося из нефти при снижении пластового давления. При таком режиме также отбор жидкости полностью не компенсируется продвижением пластовой воды в продуктивную часть пласта. Формируется при усиленном отборе жидкости из пласта, приводящем к снижению пластового давления до значений, ниже давления насыщения нефти газом. Конечная нефтеотдача – до 10-30%.

Гравитационный – основной силой является сила тяжести самой нефти. Такой режим может проявляться при полной изоляции залежи от водоносной части, а также при отсутствии газа (свободного или растворенного). Довольно редкий режим, обычно возникает на последней стадии разработки в залежи, первоначально эксплуатирующейся при режиме растворенного газа. Конечная нефтеотдача – до 10-20%.

Смешанные режимы могут возникать:

- когда один режим сменяет другой или
- когда отдельные участки залежи работают при различных режимах

Практика разработки месторождений показывает, что добыча нефти при использовании только естественных сил приводит к значительным потерям извлекаемой нефти в недрах. Поэтому уже на ранних стадиях разработки месторождений применяют вторичные или третичные методы воздействия на снижающуюся энергию пласта.

### **1.6.2 Вторичные способы (Secondary Recovery)**

Вторичные способы – это способы разработки, в которых извлечение нефти из пласта происходит с использованием поддержания внутрислоевого давления за счет закачки воды или газа (в газовую шапку). Другими словами, вторичные способы основаны на искусственном поддержании пластового давления.

По сути, есть только два метода, которые относятся к вторичным:

- А) Поддержание пластового давления закачкой воды. В этом случае реализуется водонапорный режим эксплуатации залежи.
- Б) Поддержание пластового давления закачкой газа в газовую шапку (для залежей с наличием газовой шапки). В этом случае реализуется газонапорный режим.

Вторичные способы разработки нефтяных месторождений – наиболее распространенные.

### 1.6.3 Третичные способы (Tertiary Recovery)

К третичным способам относят методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Это методы основанные на извлечении нефти с использованием потенциала внутрипластовой энергии за счет закачки агентов, отличающихся от используемых при вторичных способах повышенным потенциалом вытеснения нефти – тепловые, газовые, химические, микробиологические.

Другими словами, третичные способы – это способы, при которых мы не только искусственно поддерживаем пластовое давление, но и изменяем свойства агентов вытеснения и/или свойства нефти, содержащейся в пласте. И таким образом, обеспечиваем повышение степени извлечения нефти из пласта.

Существует 4 пути повышения степени извлечения нефти из пласта:

- Снижение объема нефти остающейся в порах горной породы;
- Уменьшение количества (или площади) недренируемых зон, то есть зон, в которых не происходит перемещение нефти к добывающим скважинам. Такие зоны могут образовываться «благодаря» определенному расположению скважин (т.е. зависят от сетки скважин на месторождении);
- Снижение вероятности кинжальных прорывов воды. Такие прорывы происходят при вытеснении нефти водой, когда закачиваемая вода находит кратчайший путь к добывающей скважине по узкому каналу. В результате мы вместо нефти добываем воду из добывающих скважин, а в пласте при этом остаются не охваченные вытеснением зоны;
- Предотвращение возникновения зон пониженного давления. Зон, в которых давление закачиваемой воды значительно снижается в связи с уменьшением толщины пласта.

Разные методы увеличения нефтеотдачи находятся в разном состоянии изученности. Например, закачка пара или полимерное заводнение относятся к хорошо изученным методам, подтвердившим свою эффективность. Парогравитационное воздействие, закачка углекислого газа (CO<sub>2</sub>), растворителей, внутрипластовое горение характеризуются как развивающиеся и/или в стадии опытно-промышленных испытаний. Применение

азотных/углекислотных пен, внутривластовый каталитический крекинг тяжелой нефти, различные гибридные методы находятся в стадии изучения.

В настоящее время в достаточной степени освоены и применяются в промышленных масштабах следующие четыре группы методов увеличения нефтеотдачи:

- Тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутривластовых экзотермических окислительных реакций);
- Газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);
- Химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимерное, мицелярное заводнение и др.);

Микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Практическое применение МУН – штука довольно сложная. Нет однозначного ответа, как и каким образом применять тот или иной метод. Каждое месторождение требует индивидуального подхода. Методы повышения нефтеотдачи могут иметь значительный эффект при условии что это подходящие для данного конкретного месторождения методы.

## Глава 2. Техническая часть

Успешное решение многих геологических задач и проблем гидромеханики возможно только на ориентированном в пространстве керне. Данные по анизотропии механических и фильтрационных свойств горных пород представляют ценную информацию для специалистов и экспертов, работающих в области разработки нефтяных и газовых месторождений и проектирования различных технологических схем, предназначенных для увеличения нефтеотдачи, особенно в залежах с трудноизвлекаемыми запасами. Выявленная связь между механической и фильтрационной анизотропией в настоящее время широко используется, в основном, при проектировании гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Фильтрационные, деформационные и прочностные характеристики породы во многом зависят от формы и ориентации слагающих ее частиц. Расположение нагнетательной и добывающей скважин на месторождениях жидких и газообразных полезных ископаемых по линии, расположенной перпендикулярно длинной оси неизометрических частиц пород (форма частиц – чешуйки, иглы), нецелесообразно, поскольку подобно ориентированные частицы окажут большее сопротивление движению флюидов. Частицы, отличающиеся правильной геометрической формой, существенной роли на формирование фильтрационной анизотропии не играют. Искусственное трещинообразование в процессе гидравлического разрыва пласта и притоки в скважины также тесно связаны с направленностью зерен в породе. Кроме того, форма и ориентация породообразующих частиц оказывают заметное влияние на процессы коагуляции и суффозии, которые контролируют емкостные и фильтрационные свойства породы.

Морфология поверхности и ориентация породообразующих частиц существенным образом оказывают влияние на деформацию пород. Порода, состоящая из остроугольных обломков, при воздействии на нее внешней нагрузки деформируется в большей степени вследствие неравномерного и агрессивного



повышения концентрации напряжений в контактах частиц, чем порода, состоящая из зерен с гладкой поверхностью либо из частиц, расположенных плоскопараллельно (чешуйки, иглы). Эта информация позволяет оценить величину депрессионного давления на пласт, которая контролирует структуру порового пространства пород в зоне питания (приведенного радиуса) скважины.

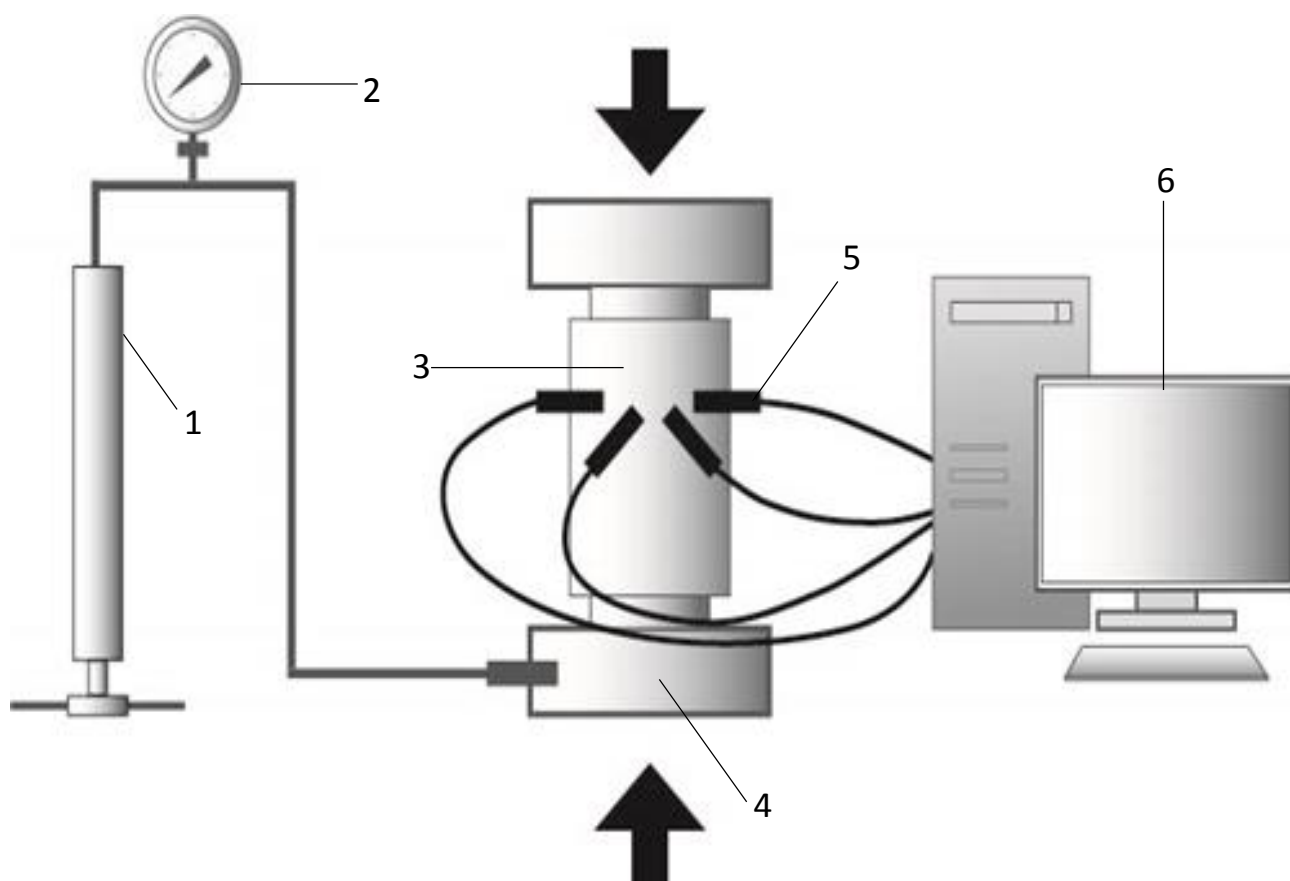
Достоверность о состоянии массива горных пород значительно возрастает, если сориентировать исследуемый керн относительно частей света. Анизотропию горных пород можно определить геофизическими методами, например, гидропрослушиванием с использованием нескольких близко расположенных скважин. Однако процесс исследования анизотропии пород подобным методом требует существенных материальных и временных затрат. Использование сейсмического метода определения направления трещин ГРП осложняется неоднозначностью трактовки акустических отражений. Каротажные методы с использованием различной аппаратуры также не позволяют получить однозначный результат вследствие того, что вторичные трещины, сформировавшиеся в процессе бурения, вносят значительные трудности в процедуру интерпретации.

## **2.2 Схемы и описание установок**

### **2.2.1 Определению латеральной анизотропии.**

Для определения анизотропии в напряженном состоянии горных пород используется технологическая установка, позволяющая измерять поперечное расширение полноразмерного образца керна (диаметром от 80 до 120 мм) при его нормальном нагружении с погрешностью в 0,5 мкм при одноосном сжатии.

Разность деформации, наблюдающаяся в различных направлениях, является основой для определения анизотропии упругого состояния. Измерительная часть комплекса реализована с использованием серийно выпускаемого отечественной промышленностью прибора ЛИР-19.

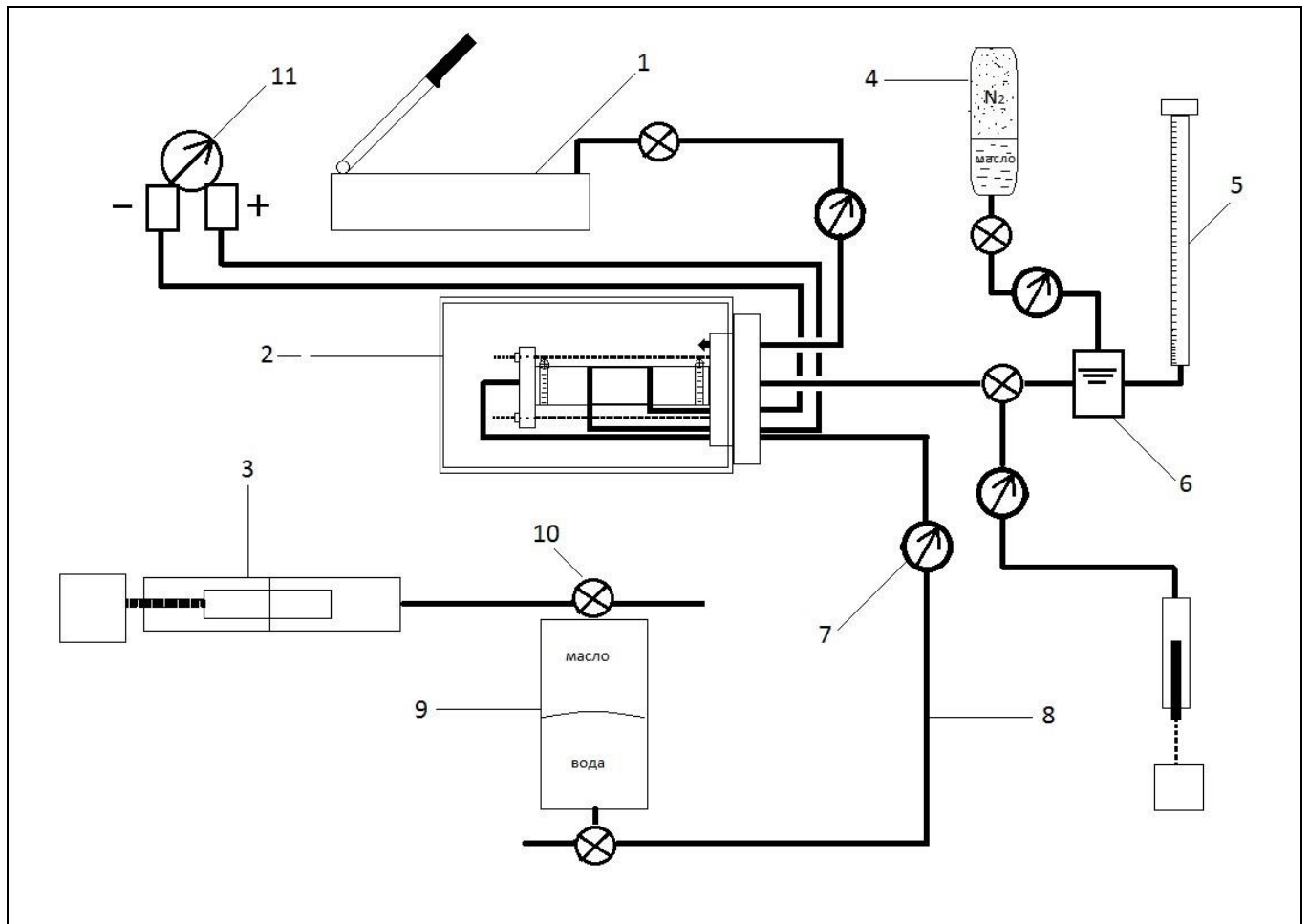


**Рисунок 4.** Схема установки для определения механической анизотропии горных пород в напряженном состоянии.

1. Гидравлический пресс
2. Манометр
3. Кернодержатель
4. Гидроцилиндр для создания осевого напряжения
5. Тензодатчик (8 штук)
6. Персональный компьютер

Моделирование проницаемости горных пород-коллекторов по воде на образцах проводятся на комплексе лабораторного оборудования, разработанного в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. [2].

## 2.2.2 Изучения коллекторских свойств горных пород в условиях, моделирующих пластовые.



**Рисунок 5.** Схема установки для определения пористости и проницаемости по воде в пластовых условиях.

1. Ручной гидравлический насос для создания горного давления.
2. Кернодержатель высокого давления.
3. Гидравлический цилиндр под управлением шагового двигателя для прокачки рабочих жидкостей.
4. Колонка для задания порового давления.
5. Мерная пробирка.
6. Клапан противодействия.
7. Манометр.
8. Соединительная трубка.
9. Колонка с рабочими жидкостями.

10. Кран.

11. Дифференциальный манометр.

## **2.3 Методика проведения экспериментов.**

### **2.3.1 Эксперимент 1: Изучение латеральной анизотропии**

Для определения анизотропии в напряженном состоянии горных используется технологическая установка, позволяющая измерять поперечное расширение полноразмерного образца керна (диаметром от 80 до 120 мм) при его нормальном нагружении с погрешностью в 0,5 мкм (рис.4) при одноосном сжатии. Разность деформации, наблюдающаяся в различных направлениях, является основой для определения анизотропии упругого состояния. Измерительная часть комплекса реализована с использованием серийно выпускаемого отечественной промышленностью прибора ЛИР-19. (Рисунок 4)

#### **Подготовка к эксперименту.**

1. Перед началом эксперимента необходимо нанести метку на полноразмерный керн. Метка рисуется ЧЕРНЫМ МАРКЕРОМ в виде стрелки, соединяющей две точки окружности и проходящей через центр. В случае неориентированного керна, направление стрелки выбирается произвольно, а в случае ориентированного керна стрелка должна указывать на «главный нож».

*«Главное отличие ориентированного керна от неориентированного в наличии «канавок» - следов от ножей на боковой поверхности полноразмерного образца.*

*Определить положение главного ножа можно следующим образом:*

- 1. Измерить расстояние дуг между ножами.*
- 2. Выявить дугу с НАИМЕНЬШЕЙ длиной.*
- 3. Главный нож находится относительно нее на противоположной стороне окружности.»*

2. После того, как мы подготовили образец к исследованию необходимо убедиться готовности установки к исследованию. Произвести следующий порядок действий:

А) Запустить программное обеспечение

Б) Убедиться, что в программе отображаются данные с ЛИР-19, а также данные с датчика давления.

В) Установить шток электронного пресса в среднее положение с помощью панели управления в программном обеспечении.

3. Далее необходимо, поочередно извлечь ЛИРы из отверстий кернодержателя, после чего поместить полноразмерный образец в кернодержатель, направив метку на первый ЛИР. Образец должен находиться по центру кернодержателя!

4. Поочередно вставить ЛИР-19 в отверстия, таким образом, чтобы лир уперся в образец и у него имелся запас хода в оба направления.

5. Последним этапом загрузки будет установка верхнего упора.

#### **Основная часть эксперимента**

1. Вначале необходимо «обнулить» показания ЛИР-19 и очистить историю в программном обеспечении. После чего, с помощью ручного пресса установить давление в 10 атм, далее установить «Поддержание давления».

2. По истечении 30-50 минут, в зависимости от плотности образца увеличить давление поочередно до 20, 30, 40, 50 атм., не забывая на каждом этапе переводить в режим «поддержание давления».

3. Следующим этапом эксперимента необходимо повернуть образец на 45 градусов соблюдая центровку образца в кернодержателе.

4. Затем снова установить верхний упор и повторить процедуру пп. 1 -2, после чего снова повернуть еще на 45 градусов, провести серию увеличений давления с выдержкой на каждом этапе 30 -50 минут.

Для проведения экспериментов по определению проницаемости по воде в пластовых условиях при различной минерализации и эффективного давления необходимо выбурить из полноразмерного керна образцы 1:1 диаметром 30 мм и длиной 30 мм в направлении максимальных поперечных расширений (линии максимальных напряжений).

Этап подготовительных работ - экстракция, определение коллекторских свойств образцов керна - проводится согласно требованиям ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. [2]

### **2.3.2 Эксперимент 2: Определение проницаемости по воде на образцах керна в условиях, моделирующих пластовые.**

1. Образец помещается в кернодержатель высокого давления. В кернодержателе создается необходимое поровое давление; давление всестороннего сжатия с учетом глубины пласта (эффективное напряжение) и температура, соответствующая реальной в исследуемого пласта. После приведения кернодержателя и всей установки в рабочее положение включается прогрев термостата. Прогрев всей системы до пластовой температуры проходит в течение 16 - 24 часов и контролируется полной стабилизацией давлений в гидравлической системе.

2. Эффективное давление на первой ступени равно 6,94 МПа. С помощью ручного гидравлического насоса плавно поднимается давление обжима.

*Система горного давления обеспечивает всестороннее сжатие образца керна. Основным элементом системы является плунжерный насос, нагнетающий масло в промежуток между корпусом и манжетой кернодержателя. Масло забирается и сливается после работы в емкость при помощи сжатого воздуха.*

*Процесс заполнения кернодержателя контролируется по манометру. В случае, если давление в кернодержателе превысит предельную величину, сработает предохранительный клапан с разрывной мембраной на 1000 атм.*

*Давление гидрообжима контролируют с помощью цифрового датчика, данные о давлении собираются программным обеспечением установки. Определение*

*градиента давления осуществляется парой датчиков Метран-150 (предел 250кПа, точность  $\pm 0,075$ кПа) и Метран-100ДД (предел 1600кПа, точность  $\pm 0,5$ кПа).*

В следствии чего происходит деформация порового пространства и вытеснение воды из образца. Двухходовым краном переводим систему в режим определения Кп: направляем поток на малый гидроцилиндр. Если происходит увеличение выходного давления (которое контролируется манометром), то осуществляется отбор жидкости в гидроцилиндр. Изменение объема жидкости в гидроцилиндре есть изменение порового пространства в образце.

3. После стабилизации давления в системе ( $P_{вх} = P_{вых}$ ), система переводится в режим определения Кпр. Включается прокачка воды. Подача воды осуществляется гидравлическим цилиндром под управлением шагового двигателя (точность  $\pm 0,00155$ мл/ч).

4. После прокачки первого порового объема воды необходимо начать травление воздуха из диф.манометров. Травление воздуха производится в течение прокачки второго порового объема. Оно проводится до стабилизации проницаемости по жидкости. То есть перед каждым травлением воздуха необходимо снять замер. При получении трех одинаковых значений проницаемости образцов стравливание воздуха прекращается.

5. Во время прокачки третьего порового объема необходимо построить график расход-перепад ( $Q-dP$ ). Для этого снимаются значения расхода и перепада при различных линейных скоростях прокачки. На каждой ступени скорости снимается минимум по три замера. Линейная скорость изменяется от минимума к максимуму ступенями (минимальное количество ступеней 3, максимальное - 5). После получения данных строится график зависимости расхода жидкости (мл/час) (ось Y) от перепада давления (кПа) (ось X). Построенный график должен пересекать ось X в значениях больше нуля. В том случае, если график пересекает ось X в значениях меньше либо равных нулю, необходимо повторное стравливание воздуха и повторное построение графика  $Q=f(dP)$ . Построение графика  $Q=f(dP)$  необходимо

для того, чтобы можно было с уверенностью говорить об отсутствии воздуха в системе установки и в дифманометрах.

6. Следующим этапом производится остановка прокачки пластовой воды и постепенное увеличение значения эффективного давления до 24,79 МПа и аналогично п.2 определяется изменение порового пространства.

7. Затем снова определяется  $K_{пр}$  и так далее до 41,7 Мпа ( $P_{эф}$  в пластовых условиях + ~10 МПа), а затем уменьшение до 31,7 МПа – имитируется «депрессия» на пласт.

8. Производится остановка прокачки пластовой воды.

9. После этого производится завершение эксперимента. Эксперимент останавливается следующим образом:

- a. Выключаются пресса;
- b. Выключается нагрев;
- c. Стравливается внутреннее давление. Для этого вход с водяной системы в кернодержатель должен быть открыт. Аккуратно открывается слив на сборной емкости для постепенного снижения давления внутри манжеты. Необходимо контролировать величину давления на входе в манжету и выходе из нее. Нельзя допускать, чтобы давление внутри манжеты превысило давление обжима. Снижение порового давления и давления обжима должно быть плавным и постепенным без резких перепадов давления.

10. Следующим этапом происходит замена модели пластовой воды на модель с минерализацией меньше предыдущей, сначала на 7 г/л, а затем на 1 г/л. После чего производится последовательность операций пп. 2 – 9

11. После снижения внутреннего давления, давления обжима и охлаждения установки производятся разгрузка образцов, помещение их в модель прокачиваемой воды.

Линейная скорость продвижения воды в модели рассчитывается по формуле:

$$V = Q * 864 / F * K_{п} * (1 - K_{во}) \quad (2.1)$$



где  $V$  - линейная скорость, мл/сут,

$Q$  - расход прокачиваемой воды, см<sup>3</sup>/сек,

$F$  - площадь поперечного сечения модели горной породы, см<sup>2</sup>,

$K_p$  - пористость, доли ед.,

$K_{во}$  - остаточная водонасыщенность, доли ед.

В процессе фильтрации воды непрерывно осуществляется контроль над температурой, поровым и горным давлением, расходом прокачиваемой жидкости и фиксируется перепад давления ( $\Delta P$ ). Также постоянно контролируется соотношение  $Q/\Delta P$ .

Коэффициент проницаемости рассчитывается по формуле Дарси.

$$K = Q * \mu * L / \Delta P * F \quad (2.2)$$

Где  $V$  - скорость линейной фильтрации (см/с),

$Q$  - объёмный расход флюида (см<sup>3</sup>/с),

$\mu$  - вязкость флюида (сП),

$\Delta P$  - перепад давления (атм),

$F$  - площадь фильтрации (см<sup>2</sup>),

$L$  - длина образца (см),

$K$  - проницаемость (Д)

## Глава 3. Обработка результатов

### 3.1 Краткая геолого-физическая характеристика

#### Приобского месторождения.

Бурение эксплуатационных скважин на Приобском месторождении начато в 1988 году на Левобережной части, ввод в разработку Правобережной площади осуществлен позднее – в 1999 году.

Основные запасы Приобского месторождения приурочены к трем продуктивным горизонтам – АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub>, геолого-физические параметры которых приведены в таблице 3.

Параметр	Горизонт		
	АС <sub>10</sub>	АС <sub>11</sub>	АС <sub>12</sub>
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,3	13,8	20,9
Пористость, д.ед.	0,19	0,20	0,18
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,73	0,75	0,66
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,004	0,013	0,003
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,25	0,32	0,17
Коэффициент расчлененности, д.ед.	8,0	8,7	14,5
Пластовое давление, МПа	24,0	25,0	26,0
Пластовая температура, °С	91	93	96
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,3	1,2	1,2
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	763	751	755

**Таблица 3** Геолого-физические параметры продуктивных пластов Приобского месторождения

Всего в разрезе выделено 9 объектов: пласты  $AC_{12}^3$ ,  $AC_{12}^{1-2}$ ,  $AC_{12}^0$ ,  $AC_{11}^{2-4}$ ,  $AC_{11}^1$ ,  $AC_{11}^0$ ,  $AC_{10}^{2-3}$ ,  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^0$ . Залежи нефти горизонтов  $AC_{10}$ ,  $AC_{11}$ ,  $AC_{12}$  представляют собой линзовидные тела, полностью заполненные нефтью. Пласты характеризуются низкими и неоднородными фильтрационными свойствами. Строение пластов – клиноформенное.

Залежь нефти горизонта  $AC_{10}$  приурочена как к линзам коллекторов шельфового генезиса, так и к более глубоководным отложениям. Продуктивными в горизонте  $AC_{10}$  являются переслаивающиеся песчано-алевролитовые линзы. В составе горизонта  $AC_{10}$  выделены продуктивные пласты  $AC_{10}^{2+3}$ ,  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^0$ . Основные объемы коллекторов сосредоточены в пласте  $AC_{10}^{2+3}$ , распределение песчаного материала в котором наиболее полно соответствует представлениям о строении клиноформных тел.

Эффективная толщина изменяется от 0,8 до 35,6 м, коэффициент песчаности от 0,11 до 0,60 (в среднем 0,38), коэффициент расчлененности – 7.

Пласт  $AC_{10}^1$  сформировался в результате активного приноса и аккомодации терригенного материала. Коэффициент песчаности составляет от 0,08 до 0,70, расчлененности – 4.

Пласт  $AC_{10}^0$  прослеживается на всей площади месторождения. Коллекторы пласта представлены относительно небольшими субмеридионально вытянутыми линзами преимущественно шельфового происхождения. Эффективная толщина изменяется от 1,4 до 5,8 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,13 до 0,46 с тенденцией увеличения в южном направлении. Расчлененность составляет – 4.

Горизонт  $AC_{11}$  представлен шельфовыми песчаниками и глубоководными конусами выноса. Горизонт  $AC_{11}$  включает продуктивные пласты  $AC_{11}^{2-4}$ ,  $AC_{11}^1$ ,  $AC_{11}^0$  и представляет собой огромную субмеридионально вытянутую песчаную линзу, ограниченную практически со всех сторон зонами глинизации.

Породы–коллектора пласта  $AC_{11}^{2-4}$  представляют толщу, сложенную очень тонким чередованием нефтенасыщенных песчано-алевритово-глинистых пород с

линзами преимущественно песчано-алевритовых пород. Пласт имеет очень сложное строение, как по площади так и по разрезу. Эффективные толщины данного горизонта изменяются от 0,8 до 16 м; коэффициент песчаности от 0,05 до 0,23 (в среднем 0,13); коэффициент расчлененности от 1 до 14 (в среднем 5). Средняя открытая пористость 0,19, средняя нефтенасыщенность 0,64, проницаемость – 0,016 мкм<sup>2</sup>.

Продуктивный пласт АС<sub>11</sub><sup>1</sup> характеризуется отложениями шельфа. Песчаники данного возраста имеют наиболее высокие показатели фильтрационно-ёмкостных свойств и относительно однородное строение. Коллекторы данного пласта характеризуются наличием пропластков толщиной до 20 м. Открытая пористость по скважинам изменяется в интервале от 16 до 21 %, нефтенасыщенность от 49 до 82 %, коэффициент песчаности от 0,03 до 0,74, коэффициент расчлененности от 1 до 14 (в среднем 8), проницаемость – от 0,002 до 0,088 мкм<sup>2</sup>. Пласт представлен одной залежью, второй по значению в пределах Приобского месторождения. Залежь литологически замкнутого типа.

В продуктивном пласте АС<sub>11</sub><sup>0</sup> выделено три литологически замкнутых залежи, вытянутые в виде цепочки в субмеридиональном направлении. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 8 м. Средние значения открытой пористости составляют 17%, нефтенасыщенности – 0,6, песчаности – 0,19, расчлененности – 2,1, проницаемость – до 0,003 мкм<sup>2</sup>.

Наиболее низкопродуктивный пласт, АС<sub>12</sub> представляет собой мощное песчаное тело, вытянутое с юго-запада на северо-восток, включает в себя продуктивные пласты АС<sub>12</sub><sup>3</sup>, АС<sub>12</sub><sup>1-2</sup>, АС<sub>12</sub><sup>0</sup>. Породы-коллектора пласта АС<sub>12</sub><sup>3</sup> представлены в виде цепочки песчаных линзовидных тел, имеющих северо-восточное простирание. Коэффициент песчаности колеблется от 0,04 до 0,7, в среднем – 0,29; коэффициент расчлененности от 1 до 14, в среднем – 5. Открытая пористость изменяется в пределах от 15 до 20 %, нефтенасыщенность – от 49 до 84 %, проницаемость – 0,001 мкм<sup>2</sup>. С коллекторами пласта АС<sub>12</sub><sup>3</sup> связаны четыре самостоятельных залежи нефти. Тип залежей – литологически замкнутый.

Породы-коллектора пласта  $AC_{12}^{1-2}$  занимают наиболее обширную территорию на месторождении и представлены в виде мощного субмеридианально вытянутого линзовидного песчаного тела. Общая толщина пласта изменяется от 17 до 75 м, эффективная от 1,0 до 40,6 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,04 до 0,63 (в среднем 0,29), расчлененности от 1 до 33 (в среднем 10) и имеют такой же характер распределения в плане. Открытая пористость изменяется в пределах от 16 до 20 %, нефтенасыщенность – от 49 до 84 %, проницаемость – от 0,001 до 0,020 мкм<sup>2</sup>. С коллекторами пласта  $AC_{12}^{1-2}$  связаны две самостоятельных залежи нефти. Тип залежей – литологически замкнутый.

Породы-коллектора пласта  $AC_{12}^0$  имеют ту же зону развития, что и нижележащий пласт  $AC_{12}^{1-2}$ , но меньшую по размерам, и представляют линзовидное песчаное тело, вытянутое с юго-запада на северо-восток и приуроченное к центральной части месторождения. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,8 до 27 м, коэффициент песчаности от 0,03 до 0,68 (в среднем 0,28), коэффициент расчлененности от 1 до 25 (в среднем 7) с приуроченностью максимальных значений к центральной и восточной зонам. Средняя открытая пористость – 0,19, нефтенасыщенность – 0,73, проницаемость – от 0,001 до 0,013 мкм<sup>2</sup>. Залежь нефти литологически замкнутая.

В западной части месторождения глинистый раздел между пластами  $AC_{12}$  и  $AC_{11}$  сокращается вплоть до полного исчезновения.

Продуктивные пласты Приобского месторождения отличаются высокой неоднородностью, как по площади, так и по разрезу и представлены преимущественно переслаиванием различных типов пород (песчаников, алевролитов, аргиллитов, аргиллитоподобных глин, плотных песчаников и алевролитов с базальным карбонатным цементом) и монолитными песчаниками. Коллекторами являются в основном крупнозернистые алевролиты с преобладающим размером обломков 0,05-0,08 мм и мелкозернистые песчаники с преобладающим размером зерен 0,12-0,16 мм.

Нефти пластов АС<sub>10-12</sub> Приобского месторождения находятся в условиях высоких давлений (24–26 МПа) и температур (91-96 °С). Давление насыщения намного ниже пластового и составляет 10,2; 10,6 и 10,9 МПа для горизонтов АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>12</sub>, соответственно. Нефти пластов относятся к маловязким, средней плотности, малосмолистым (7,9-14,2 %), сернистым (1,1–1,2 %), парафинистым (2,3–2,4 %). Минерализация пластовых вод составляет 16,1 г/л.

Особенности геологического строения и соответствие геолого-физическим критериям применимости МУН. Продуктивные горизонты АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> разрабатываются единой сеткой скважин. Месторождение характеризуется:

- низкими значениями проницаемости пород-коллекторов (по горизонту АС<sub>10</sub> – 0,004 мкм<sup>2</sup>, по горизонту АС<sub>11</sub> – 0,013 мкм<sup>2</sup>, по горизонту АС<sub>12</sub> – 0,003 мкм<sup>2</sup>); по данному показателю объекты находятся у нижней границы применимости потокоотклоняющих технологий;

- повышенной пластовой температурой (91-96 °С), что соответствует верхней границе применимости полимеров и является оптимальным для термогелеобразующих систем, а также систем на основе неорганических соединений кремния;

- отсутствием активных подошвенных вод, что благоприятствует применению потокоотклоняющих технологий;

- широкомасштабное производство ГРП, что кардинально меняет коллекторские свойства призабойных зон скважин, а также может привести к появлению техногенных трещин, соединяющих нагнетательные и добывающие скважины. Это потребует применения соответствующих технологий изоляции фильтрации воды по линейному потоку.

Эти особенности геологического строения продуктивного пласта Приобского месторождения являются определяющими факторами при выборе методов увеличения нефтеотдачи.

### 3.2 Изучение анизотропии напряженного состояния на полноразмерных образцах.

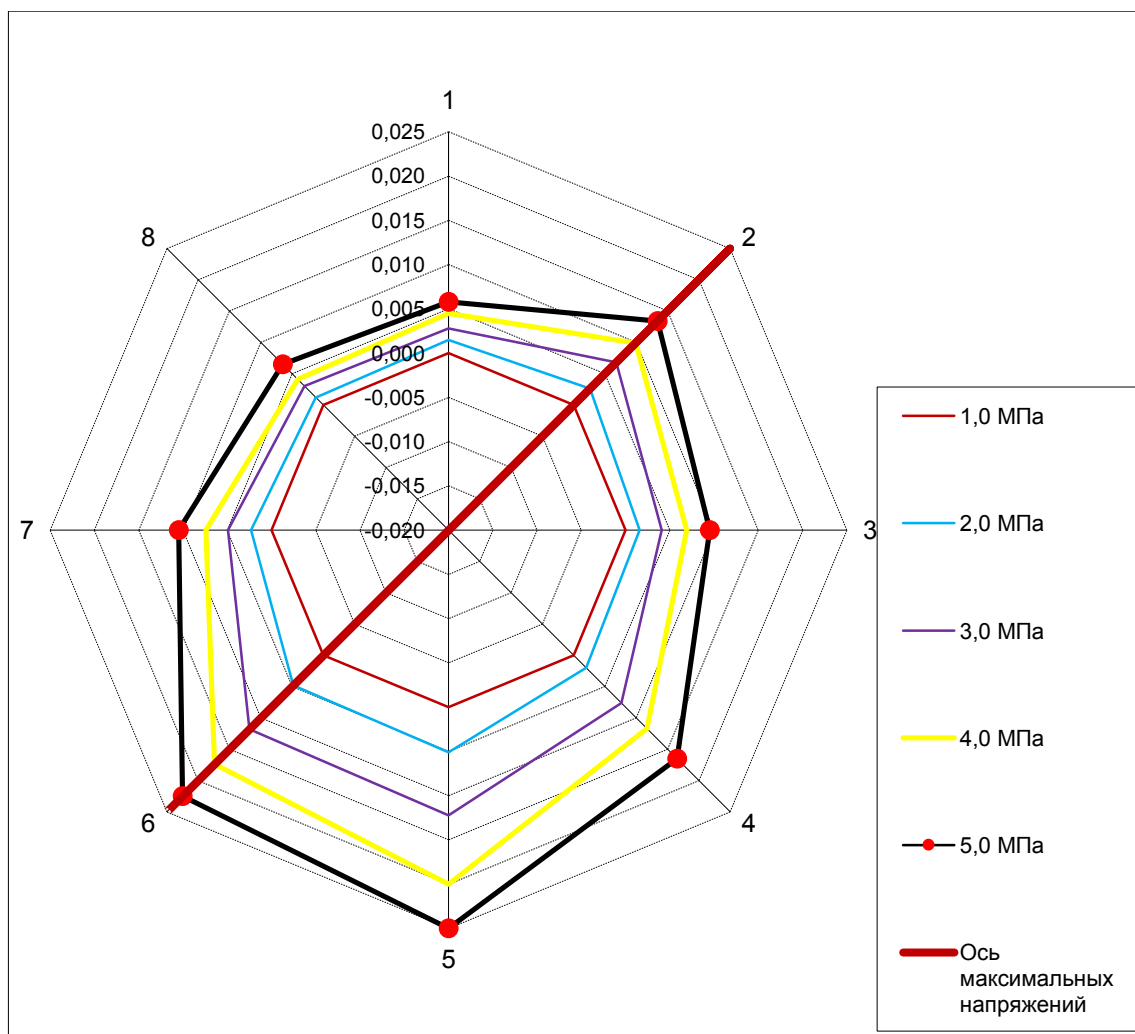
Для определения проницаемости по воде в пластовых условиях при смене минерализации прокачиваемой модели пластовой воды и эффективного давления была изучена анизотропия кернового материала.

Исследование проводилось на 14 полноразмерных образцах керна цилиндрической формы, диаметром 100 миллиметров, длиной от 130 до 160 миллиметров. В ходе которого были выявлены оси максимальных напряжений, относительно которых (параллельно) производилось выбуривание 63 образцов диаметром 30 миллиметров и длиной 30 миллиметров.

Результаты установления анизотропии пород в горизонтальной плоскости с определением азимута вектора максимального напряженного состояния (относительно метке) породы для образца номер 1п приведены на рис. 1 и в табл. 1 и 2. Максимальные и минимальные напряжения определены путем замера поперечного расширения цилиндра керна при его нормальном нагружении.

Также, выполнялся контроль достоверности определения анизотропии пород по их проницаемости. Результаты представлены в табл. 4.

Метка на канале 1 (ось 1-5)					
Давление, МПа	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
Канал 1, мм	0,0000	0,0015	0,0028	0,0045	0,0058
Канал 2, мм	0,0000	0,0026	0,0068	0,0099	0,0134
Канал 3, мм	0,0000	0,0016	0,0041	0,0069	0,0095
Канал 4, мм	0,0000	0,0020	0,0076	0,0117	0,0165
Канал 5, мм	0,0000	0,0051	0,0122	0,0200	0,0250
Канал 6, мм	0,0000	0,0048	0,0118	0,0174	0,0225
Канал 7, мм	0,0000	0,0023	0,0049	0,0074	0,0105
Канал 8, мм	0,0000	0,0012	0,0030	0,0041	0,0065

**Таблица 4** Результаты изучения анизотропии напряженного состояния образца 1П**Диаграмма 1** Диаграмма поперечных деформаций образца керна цилиндрической формы (обр. 1П)

Ось (каналы)	Деформация, мм
1-5	0,0308
2-6	0,0359
3-7	0,0200
4-8	0,0230

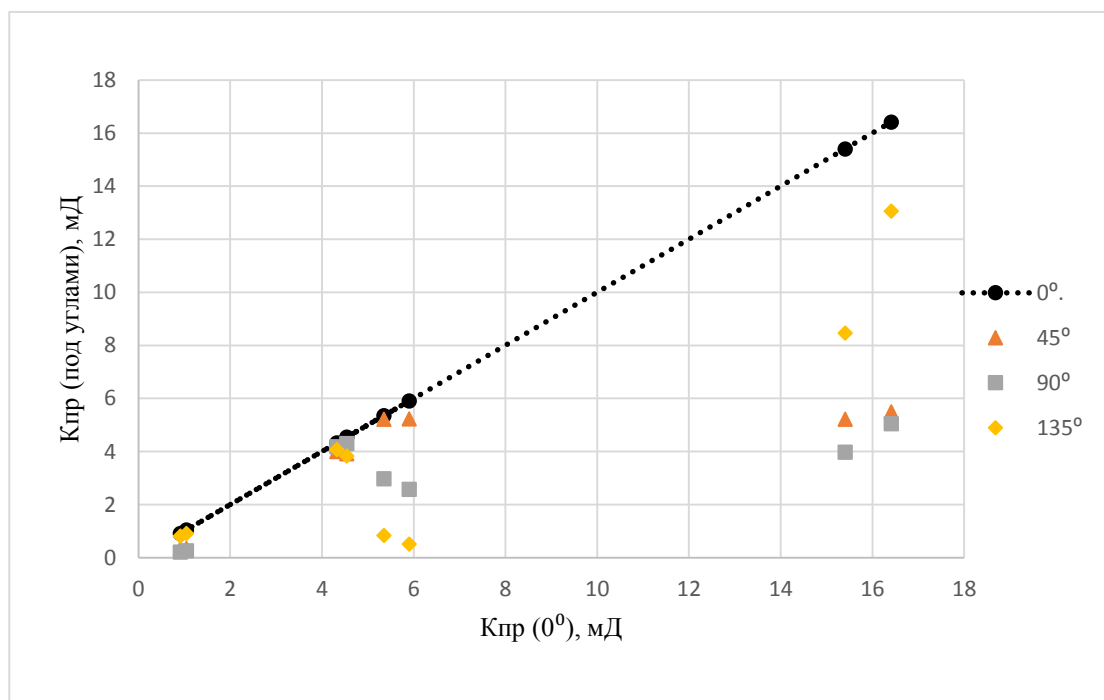
**Таблица 5** Суммарная деформация по осям

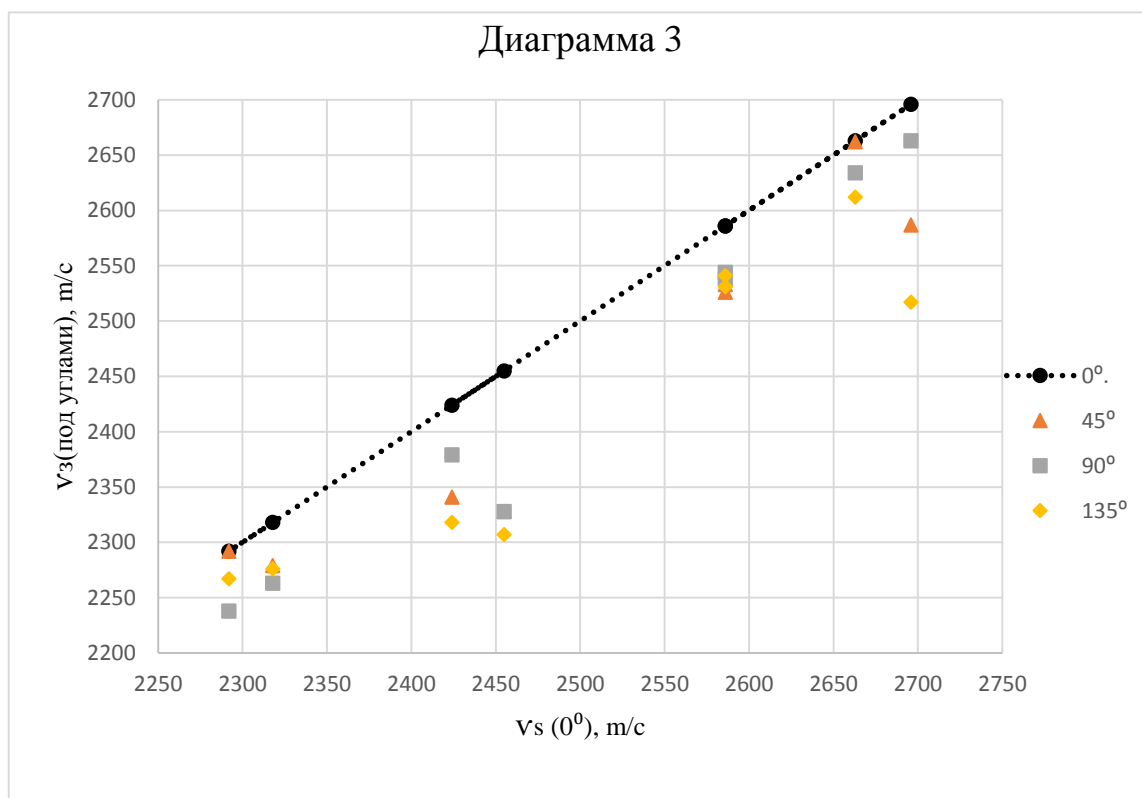


**Таблица 6** Результаты определения фильтрационной анизотропии образцов 1П и 2П

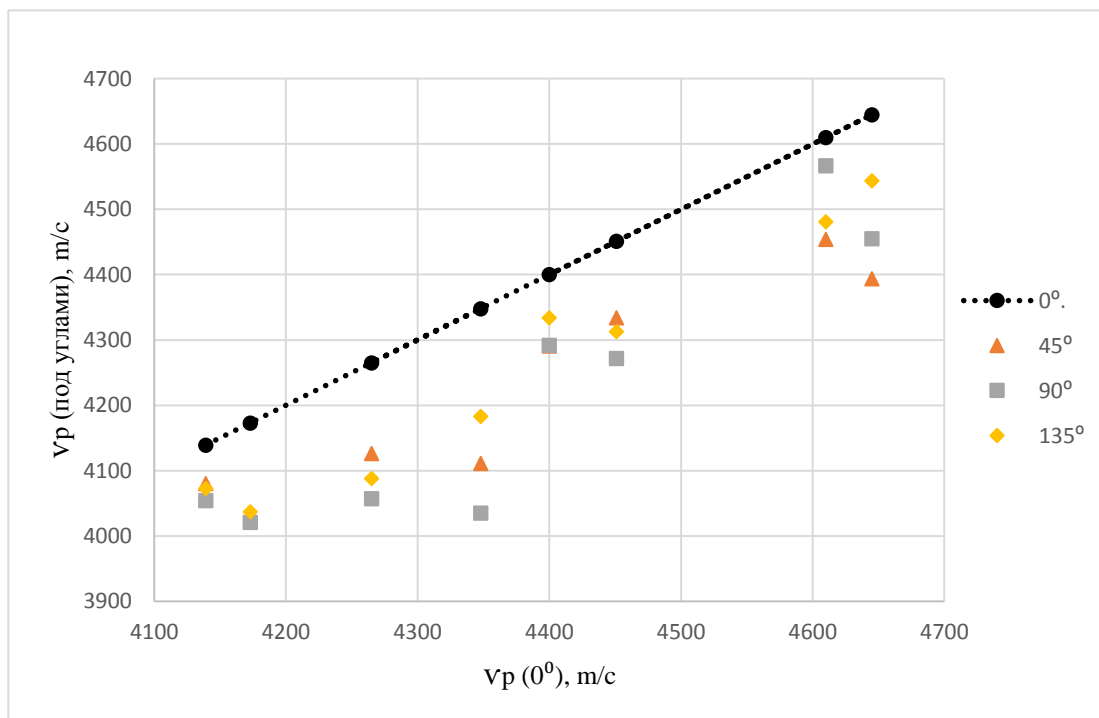
Угол относительно оси вектора максимальных напряжений, град.	0	45	90	135
Проницаемость, мД	4,327	4,007	4,187	4,07
	4,547	3,917	4,303	3,827
	5,903	5,237	2,573	0,513
	5,357	5,223	2,97	0,843
	0,917	0,347	0,207	0,82
	1,05	0,343	0,26	0,917
	15,407	5,217	3,98	8,47
	16,417	5,497	5,05	13,06

**Диаграмма 2.** Зависимость проницаемости от направления относительно линии максимальных напряжений.





**Диаграмма 3.** Зависимость скорости прохождения продольных звуковых волн от направления относительно линии максимальных напряжений.



**Диаграмма 4.** Зависимость скорости прохождения поперечных звуковых волн от направления относительно линии максимальных напряжений.

Ориентация вектора максимальных напряжений в породе соответствует направлению наибольшей проницаемости, а также максимальным скоростям звуковых волн. Разница может достигать десятков процентов, что может существенно отразиться при оценке коллекторских и механических свойств горных пород при моделировании проведения ствола скважины, а также разработке месторождения в целом.

Как было отмечено, фильтрационные характеристики породы отличаются более высокими значениями в направлении максимального напряжения (см. табл. 6 и диаграмму 2).

### **3.3 Влияние эффективного давления на коллекторские свойства.**

Пластовое давление обусловлено давлением флюидов заполняющих пустотное пространство породы. Оно определяет силу упругого сжатия флюидов, которая оказывает давление на вмещающие породы или их скелет.

Следовательно, пластовое давление препятствует процессу сжатия пород под действием горного давления. Разность между горным и пластовым давлением показывает величину эффективного давления сжатия скелета горной породы или уплотняющего давления.

Согласно диаграммам 5 и 6 можно сделать вывод, что значение пористости и проницаемости уменьшается с увеличением эффективного давления, причем, чем больше порода содержит глинистую составляющую, тем значительнее влияние  $P_{эф}$  на  $K_p$  и  $K_{пр}$ . (Диаграмма 13)

**Диаграмма 5.** Диаграммы изменения пористости при изменении эффективного давления

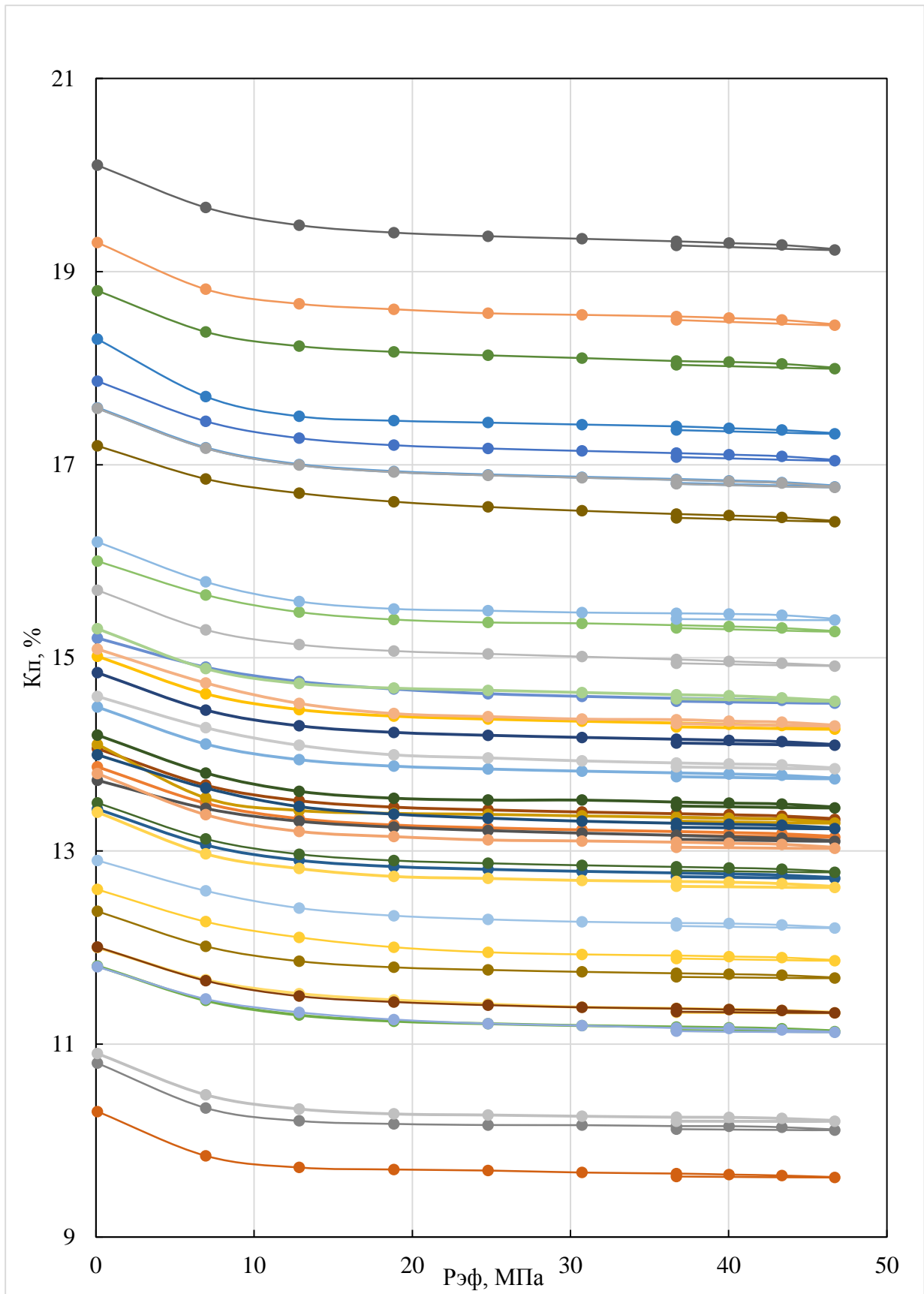
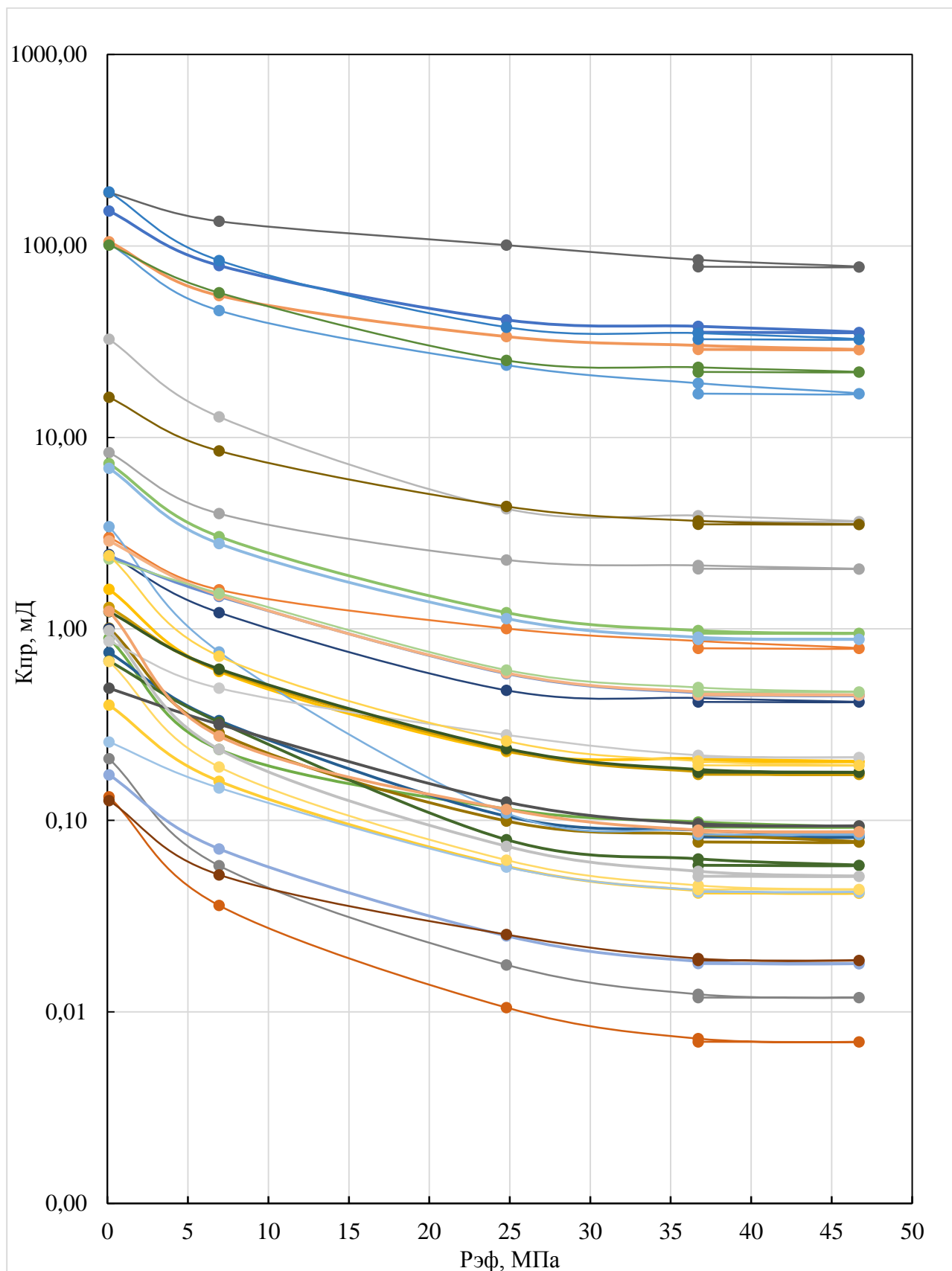


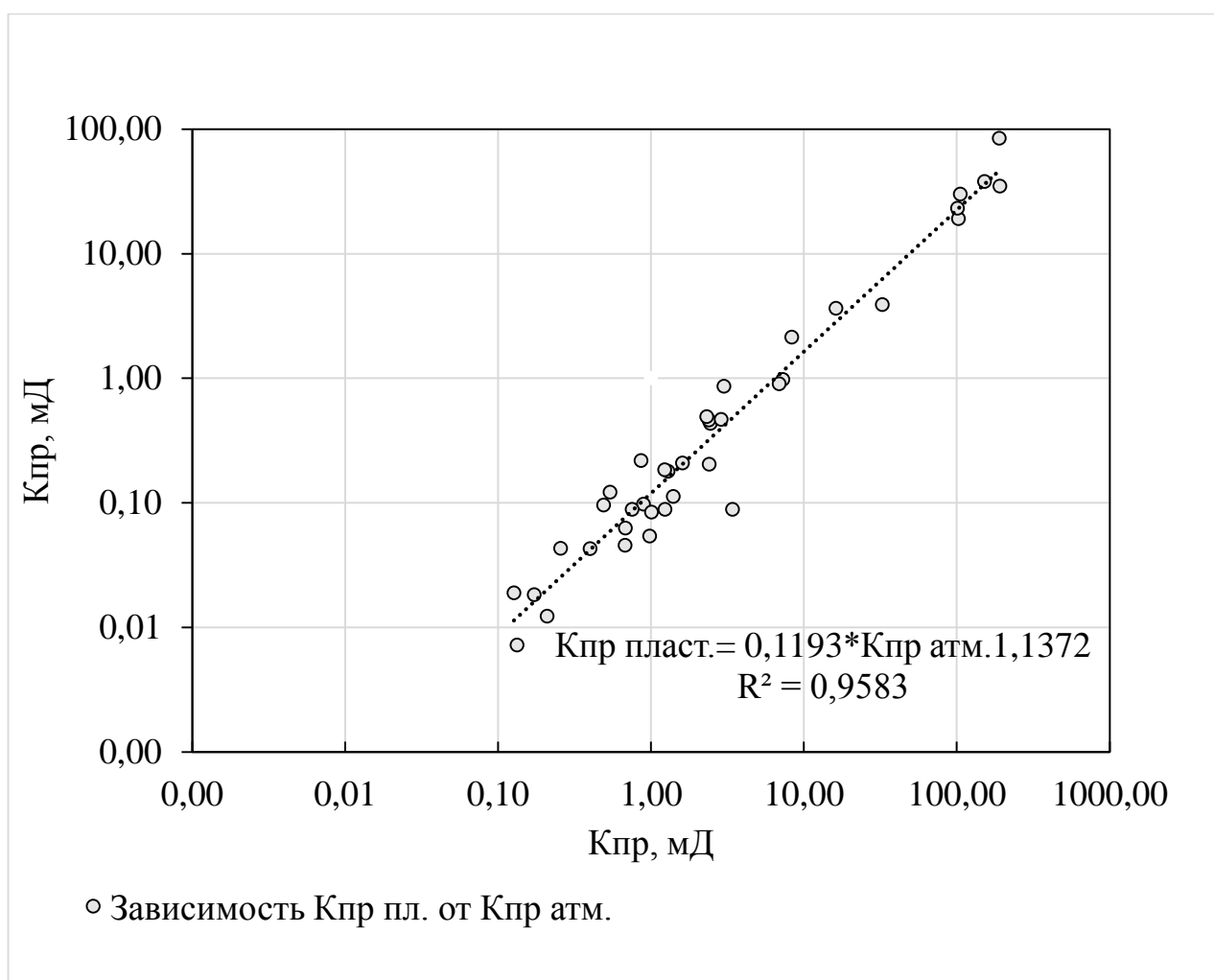
Диаграмма 6. Диаграммы изменения проницаемости при изменении эффективного давления



Изменение порового пространства пород пласта при снижении пластового давления связано, в основном, с возрастанием усилий, передающихся на скелет от веса вышележащих пород изменением структуры скелета и, как следствие, попаданием зерен в поровое пространство.

Аналогичные данные были получены В. М. Добрыниным (1963, 1965), который указал, что возможное изменение коэффициента пористости сцементированных песчаников при изменении эффективных давлений от нуля до 1400 атм (глубина около 9000 м) находится в пределах от нуля до 10%. [5]

**Диаграмма 7.** Прогноз проницаемости в пластовых условиях.



Также, была выявлена зависимость (Диаграмма 3) между коэффициентами проницаемости, полученными в атмосферных и пластовых условиях.

$$K_{пр\text{ пл.}} = 0,1193 * K_{пр\text{ атм.}}^{1,1372} \quad (3.1)$$

Таким образом, зная проницаемость в атмосферных условиях, мы можем спрогнозировать проницаемость в пластовых условиях с точностью в 96%.

Аналогичная зависимость (Диаграмма 8) была выявлена между пористостью, полученной в атмосферных и пластовых условиях с проницаемостью в пластовых.

$$K_{\text{пр пласт.}} = 0,1193 * K_{\text{пр атм.}}^{1,1372} \quad (3.2)$$

$$K_{\text{пр пласт.}} = 3 * 10^{-7} * e^{0,9525 K_{\text{пр пласт.}}} \quad (3.3)$$

Отклонения, в основном, связаны с неидентичностью состава породы и ее текстурно-структурных свойств.

**Диаграмма 8.** Прогноз проницаемости в атмосферных и пластовых условиях зная пористость.

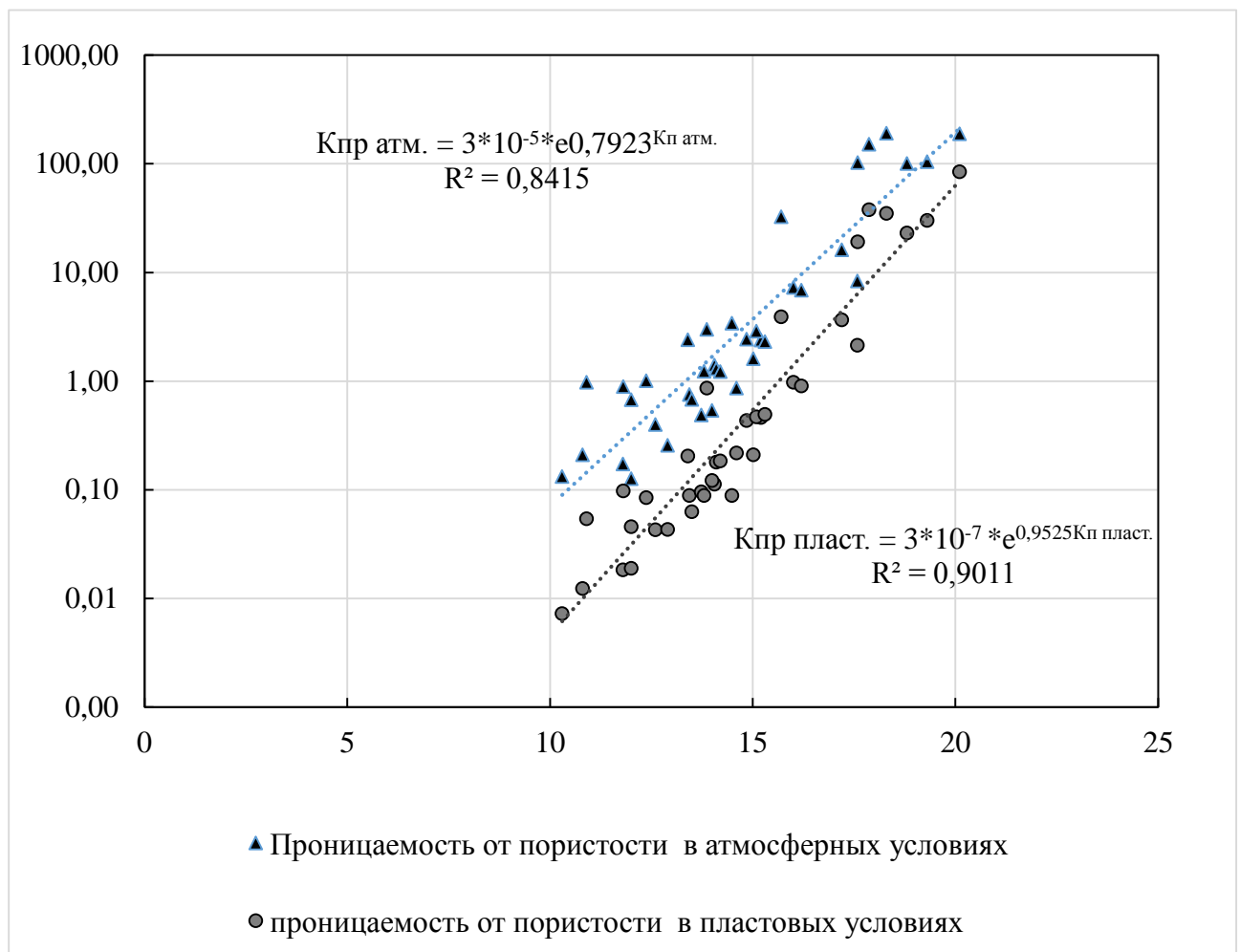
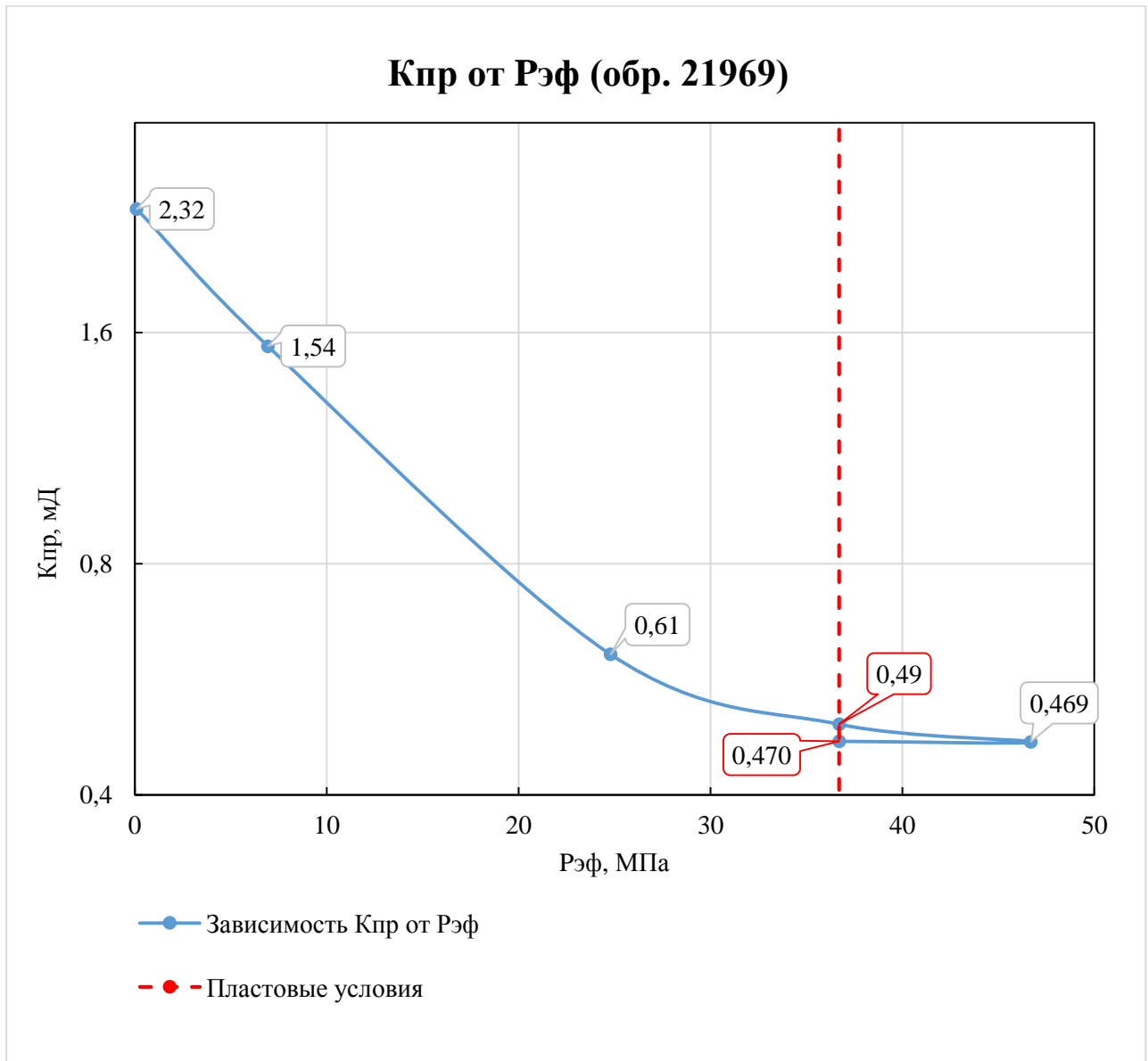
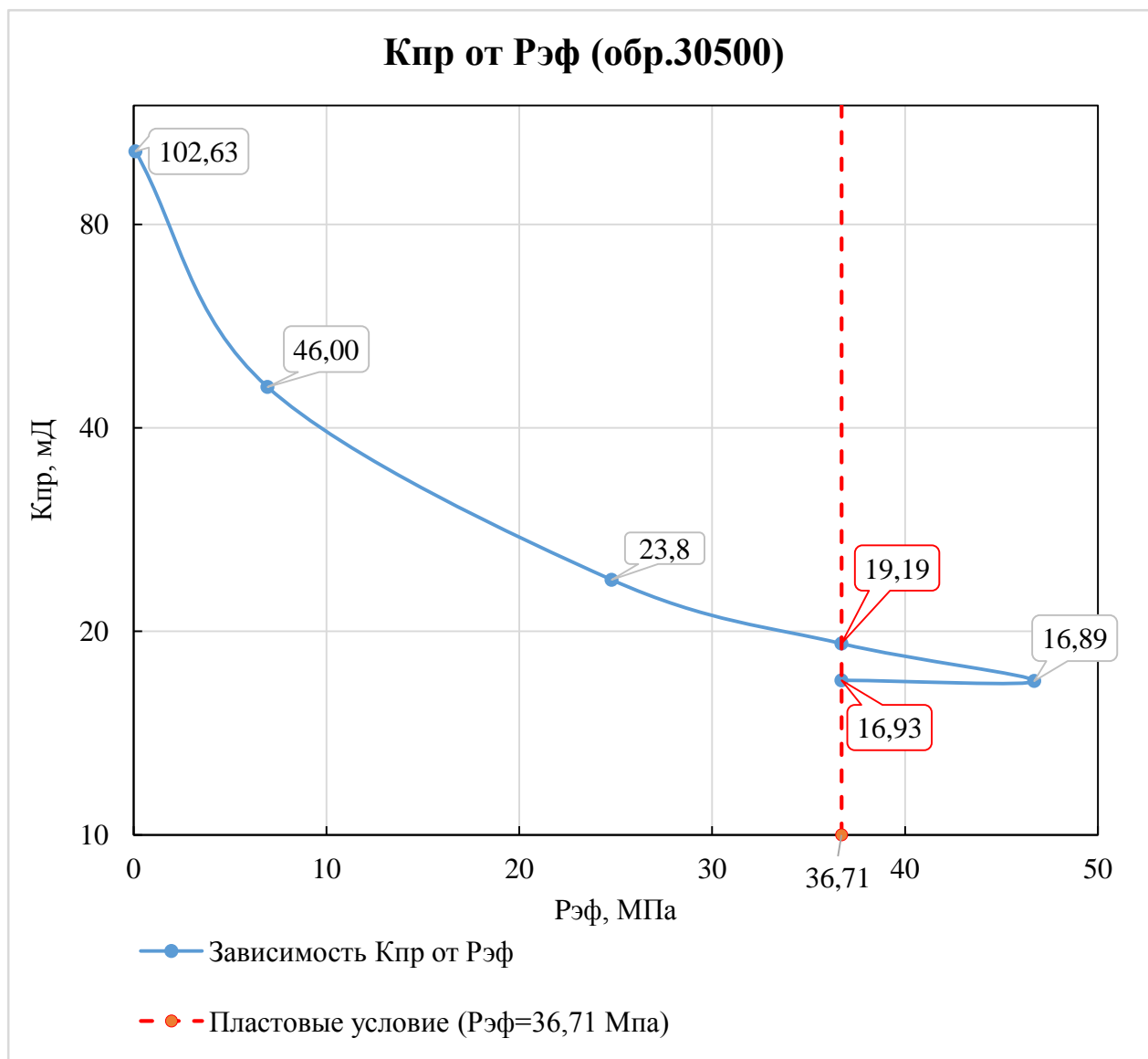


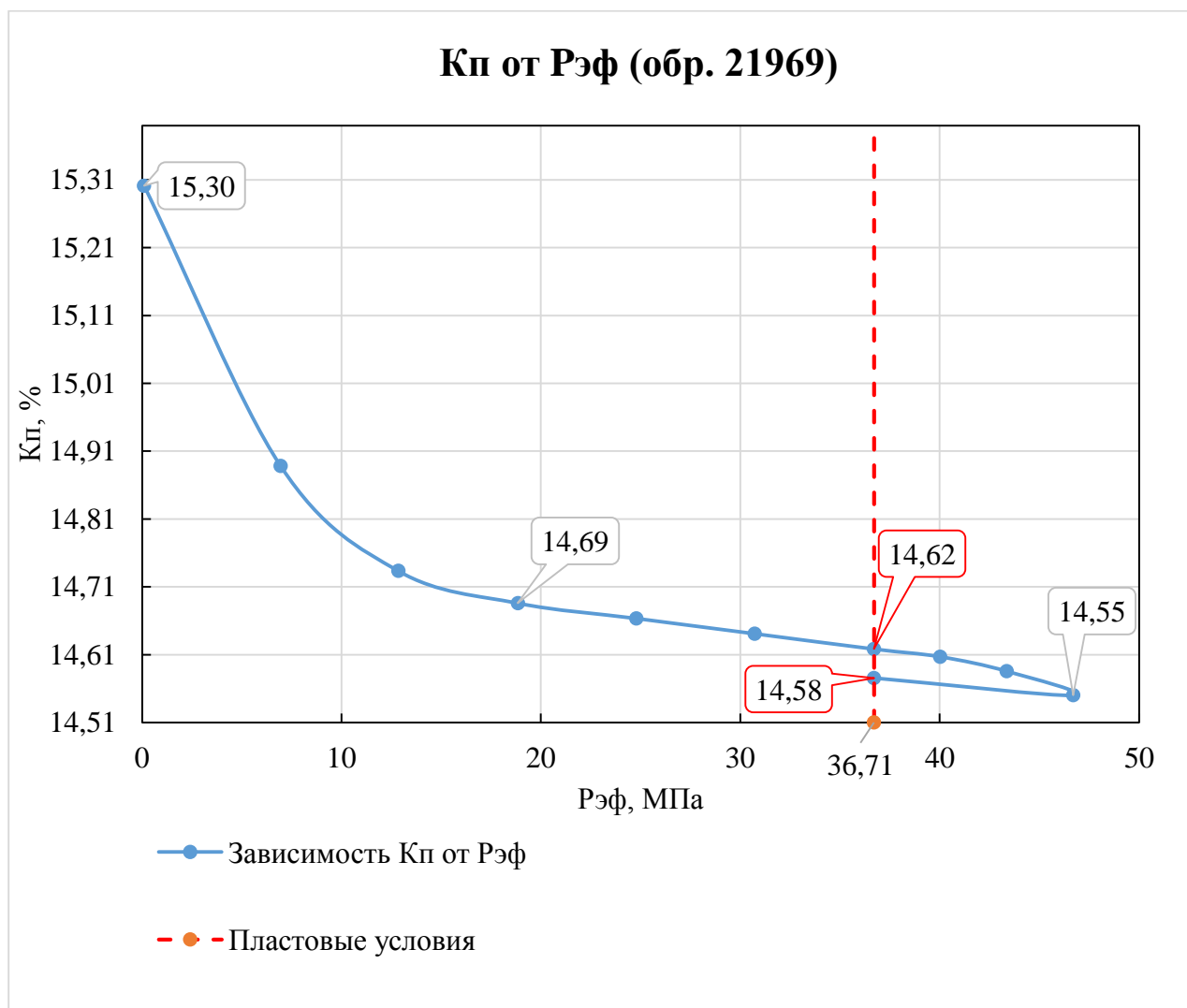
Диаграмма 9. Зависимость проницаемости от эффективного давления для обр. 12969



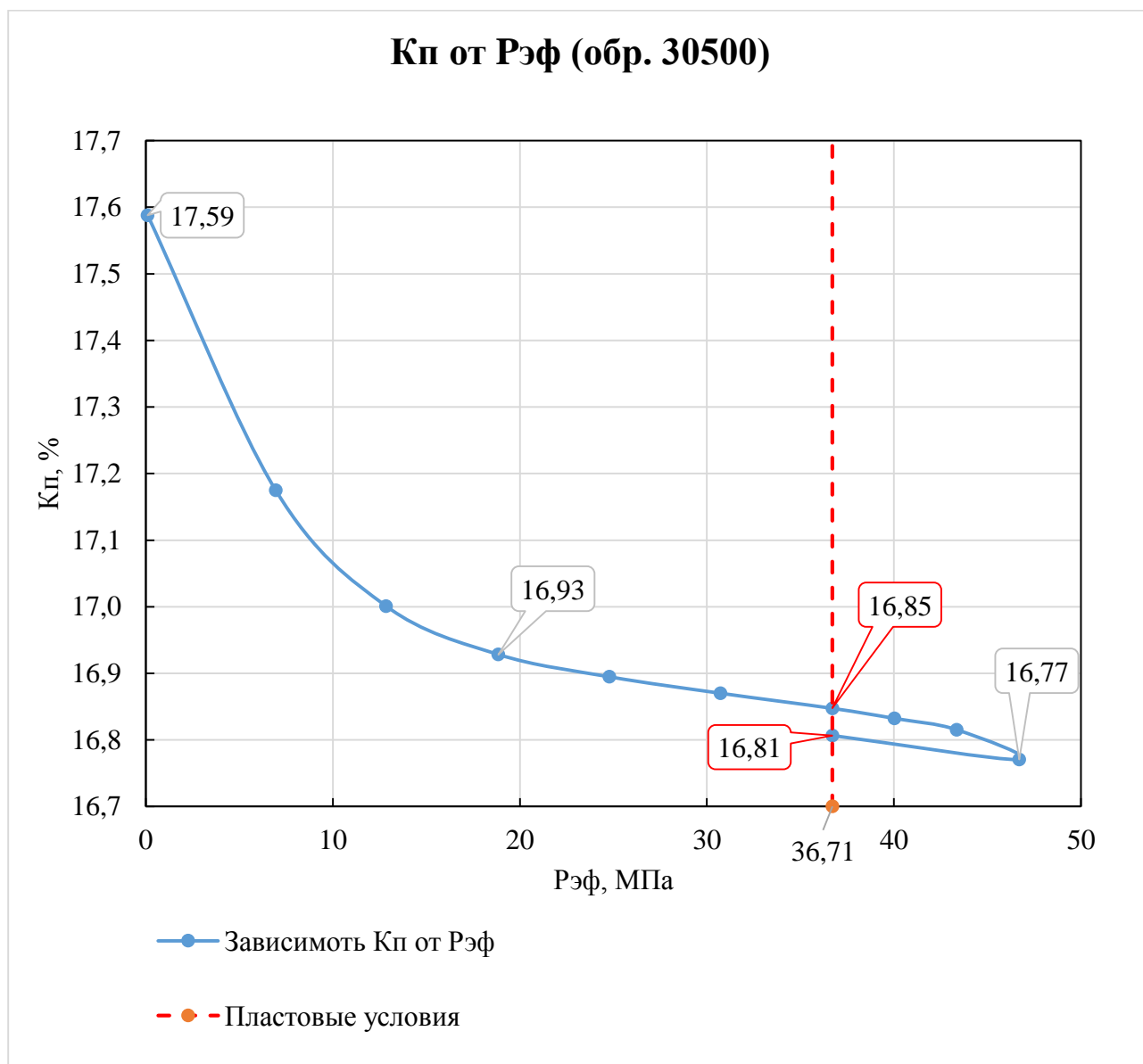


**Диаграмма 10.** Зависимость проницаемости от эффективного давления обр. 30500



**Диаграмма 11.** Зависимость пористости от эффективного давления обр. 21969

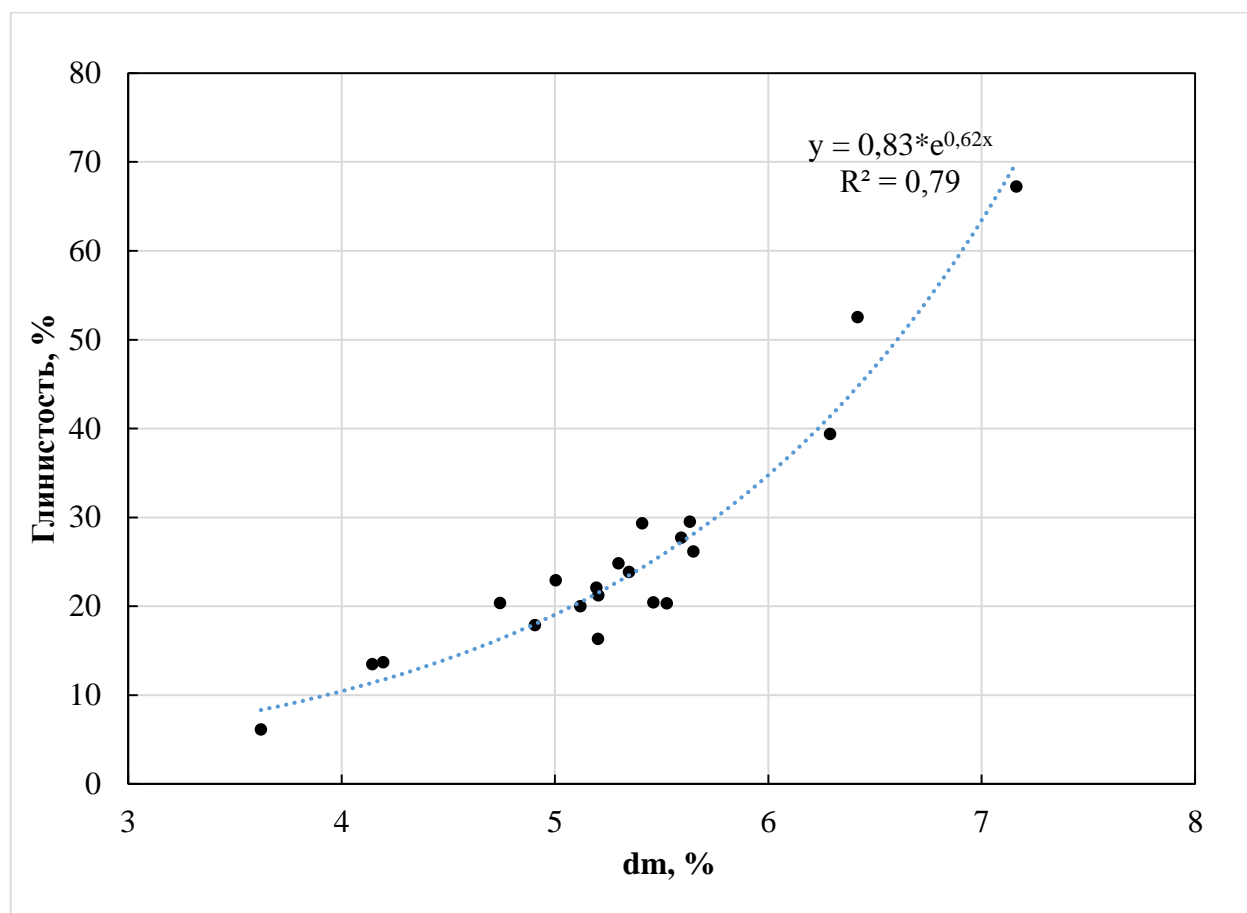
**Диаграмма 12.** Зависимость пористости от эффективного давления обр. 30500



Для более детального анализа рассмотрим диаграммы зависимости фильтрационно-емкостных свойств от эффективного давления на образцах кернового материала 21969 и 30500 (диаграммы 9 - 12). Начиная от первоначально созданных пластовых условий, при постепенном повышении, а затем уменьшении эффективного давления, пористость и проницаемость не достигает своей прежней величины. Полученные данные не противоречат результатам экспериментов, проведенных А. Лэтчи, П. Хемстока и Ф. Юнга: при постоянном давлении жидкости в образце и изменении давления обжима (горного давления) до 350 атм.

У высокопроницаемых образцов первоначальная проницаемость не восстанавливалась примерно на 4%, а в глинистых образцах песчаников с низкой проницаемостью необратимое снижение проницаемости доходило до 60%. [4]

**Диаграмма 13.** Зависимость остаточной деформации от глинистой составляющей



Таким образом породы продуктивного пласта, в особенности в призабойных зонах скважин, при отборах из них жидкости или газа испытывают постоянные возрастающие во времени нагрузки, которые могут исчезнуть при прекращении отбора жидкости или газа и восстановлении пластового давления.

Деформации, возникающие в результате сжимающих усилий, могут носить упругий и необратимый характер и отрицательно влиять на коллекторские свойства пород.

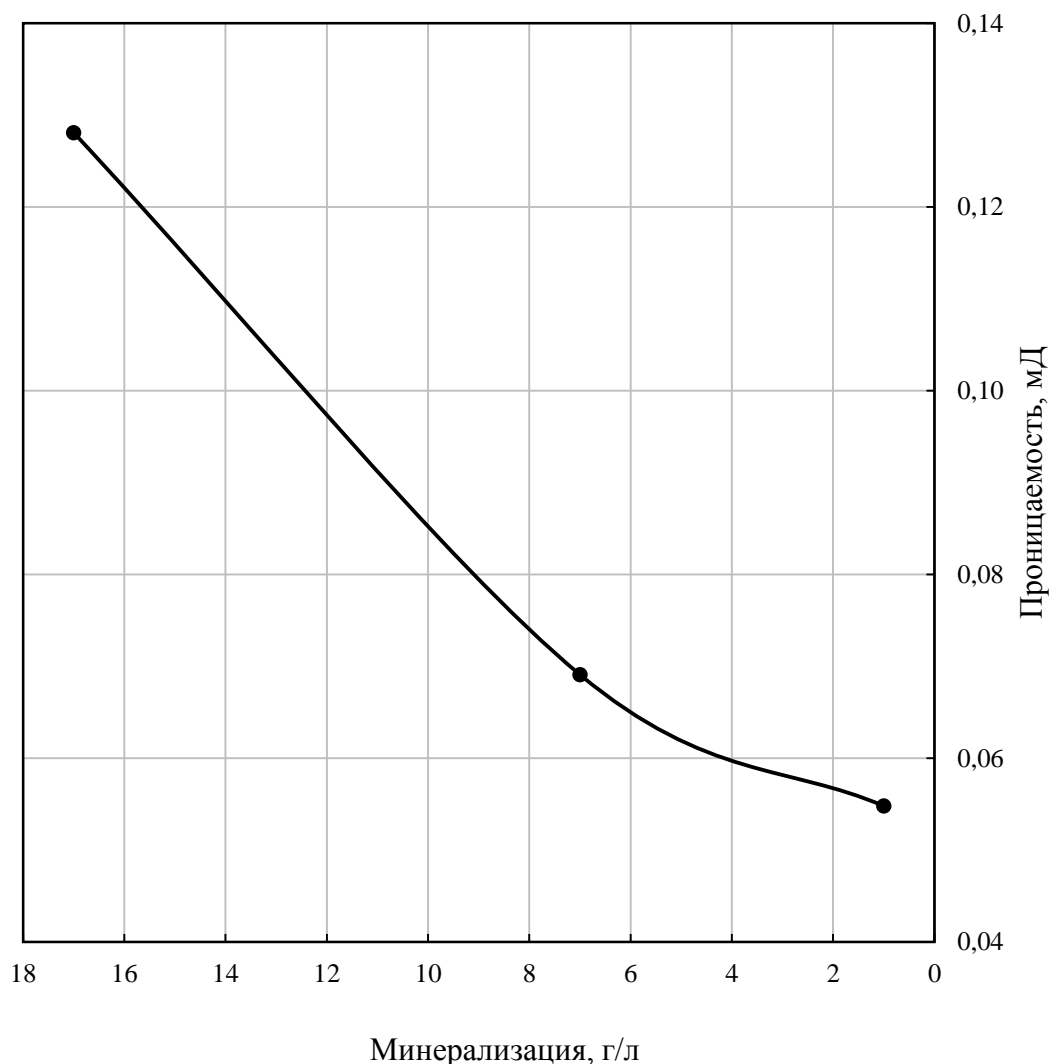
Изменение поля напряжений в продуктивном пласте приводит к изменению объема, геометрии и пути перемещения флюидов внутри него. Напряженное состояние пласта может зависеть от различных факторов, включая тип породы, условия осадконакопления, региональную тектонику, процессы эрозии и поднятия, локальную сейсмическую активность и даже приливные воздействия. Влияние этих факторов еще более усложняется благодаря различиям в минералого-петрографическом составе горных пород.

Геологоразведочные и добывающие компании проявляют возрастающий интерес к поведению пластов под воздействием изменяющихся напряжений. Бурение, добыча и закачка приводят к изменению напряжений в пластах, достигших перед этим равновесия на протяжении геологических времен. Не учет этих изменений может отразиться на эффективности и полноте выработки запасов нефти. В рамках решаемой задачи выясняется, как породы и содержащиеся в них флюиды реагируют на силовое воздействие или же на изменения напряжений, давления и температуры, вызванные процессами бурения, заканчивания скважин, добычи жидкости и нагнетания воды.

### **3.4 Влияние минерализации прокачиваемой воды на фильтриционно-емкостные свойства**

Также, на образцах кернового материала проведены исследования проницаемости по воде с различной минерализацией, исследован гранулометрический состав, методом рентгеноструктурного анализа получены количественный и качественный состав глинистых минералов: слюды и смешанослойных образований (ССО).

**Диаграмма 14** Влияние минерализации прокачиваемой воды на проницаемость кернового материала (на примере образца № 15808 Приобского месторождения, скважины 612).

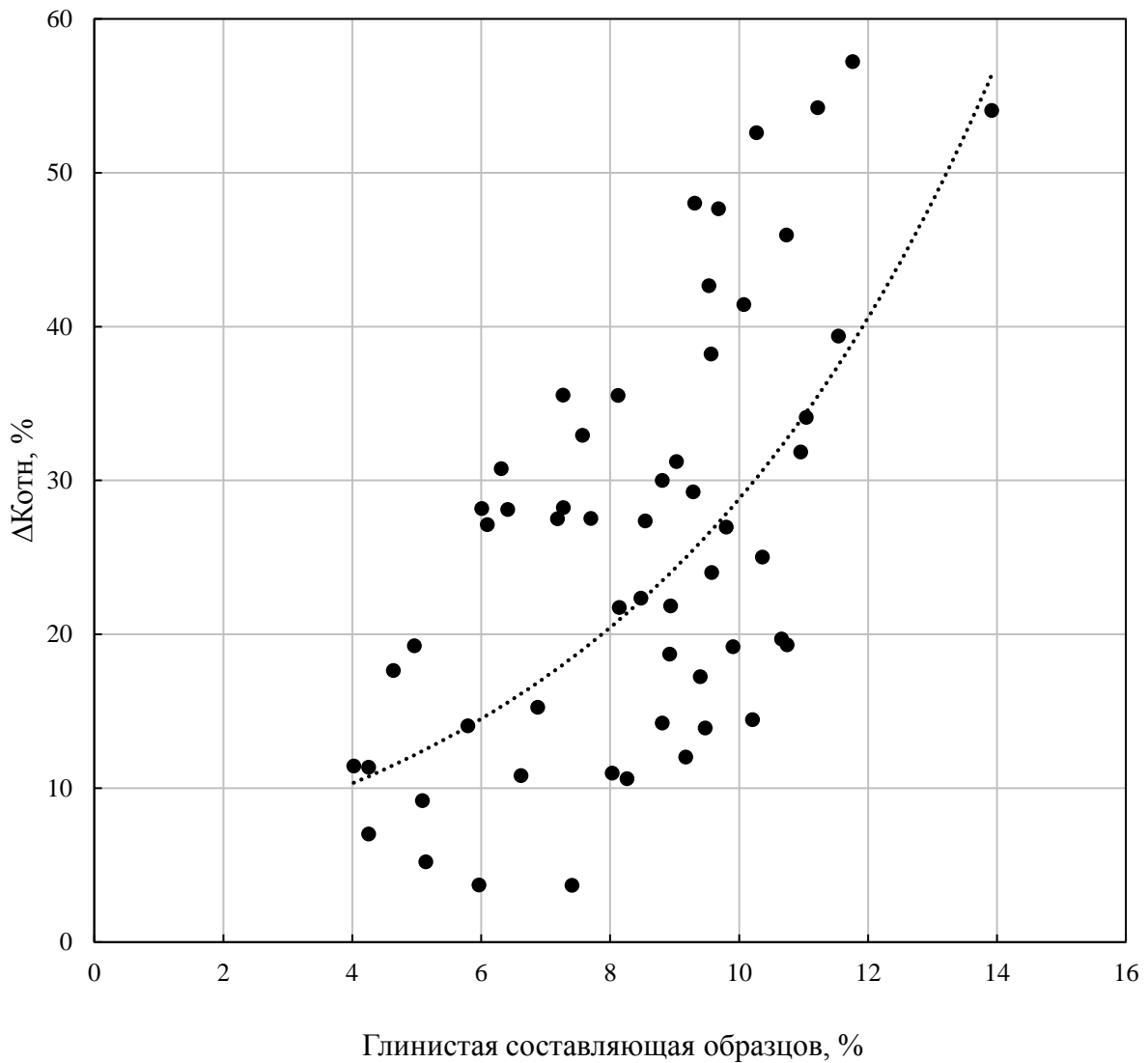


В ходе первой серии экспериментов, по оценке влияния минерализации прокачиваемой воды на проницаемость, было установлено, что со снижением концентрации соли с минерализации равной пластовой до 1г/л, уменьшение проницаемости породы исследуемых образцов варьируется в интервале от 1,03 до 2,33 раз. На диаграмме 14, в качестве примера представлена зависимость проницаемости от минерализации прокачиваемой воды для кернового материала: алевролит мелко-крупнозернистый, песчаный, слюдистый, нефтенасыщенный с

углефицированным детритом и стяжениями сидерита. Для которого уменьшение проницаемости составило 57%.

Пласты данного месторождения представлены сложнопостроенным коллектором терригенных пород. Данный образец отобран из слабопроницаемого пропластка, это и объясняет нехарактерно низкую проницаемость. В свою очередь, современное оборудование позволяет определять необходимые для расчетов показатели с допустимой точностью.

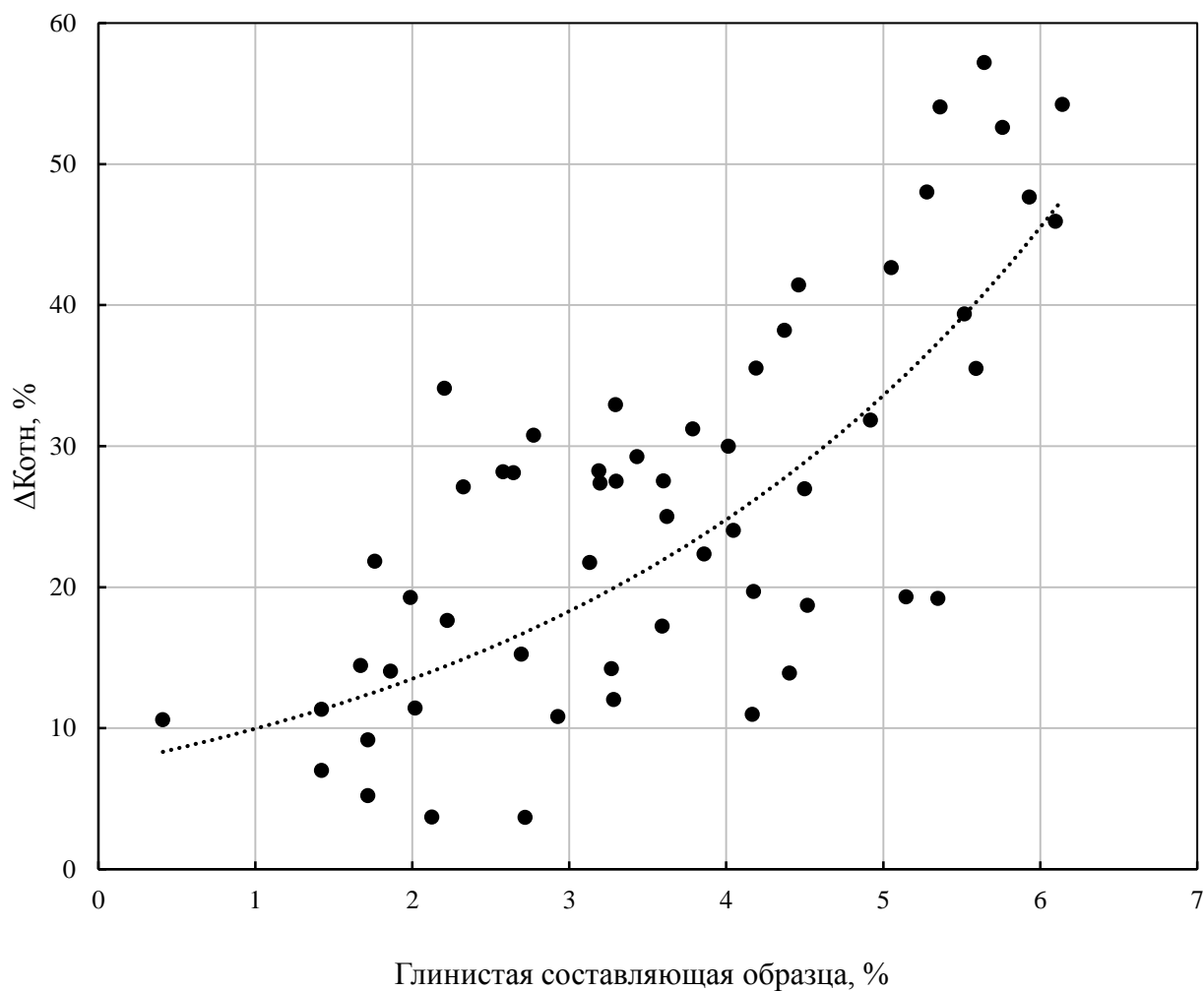
**Диаграмма 15** Влияние глинистой составляющей<sup>1</sup> (0,005мм и менее) на изменение проницаемости при смене минерализации с 17г/л на 1г/л.



<sup>1</sup> Массовая доля, отношение массы глины к массе всего образца в сухом виде.

С использованием данных гранулометрического анализа установлено влияние глинистой фракции с размером частиц от 0,005мм и менее, на изменение проницаемости при смене минерализации с 17г/л на 1г/л. Из чего можно сделать вывод, что уменьшение проницаемости тем сильнее, чем больше глинистая составляющая (Диаграмма 15). В частности, более сильное влияние на уменьшение проницаемости оказывают глинистые частицы с размером зерен менее 0,001мм (Диаграмма 16).

**Диаграмма 16** Влияние глинистой фракции, с размером менее 0,001 мм на изменение проницаемости при смене минерализации с 17г/л на 1г/л.



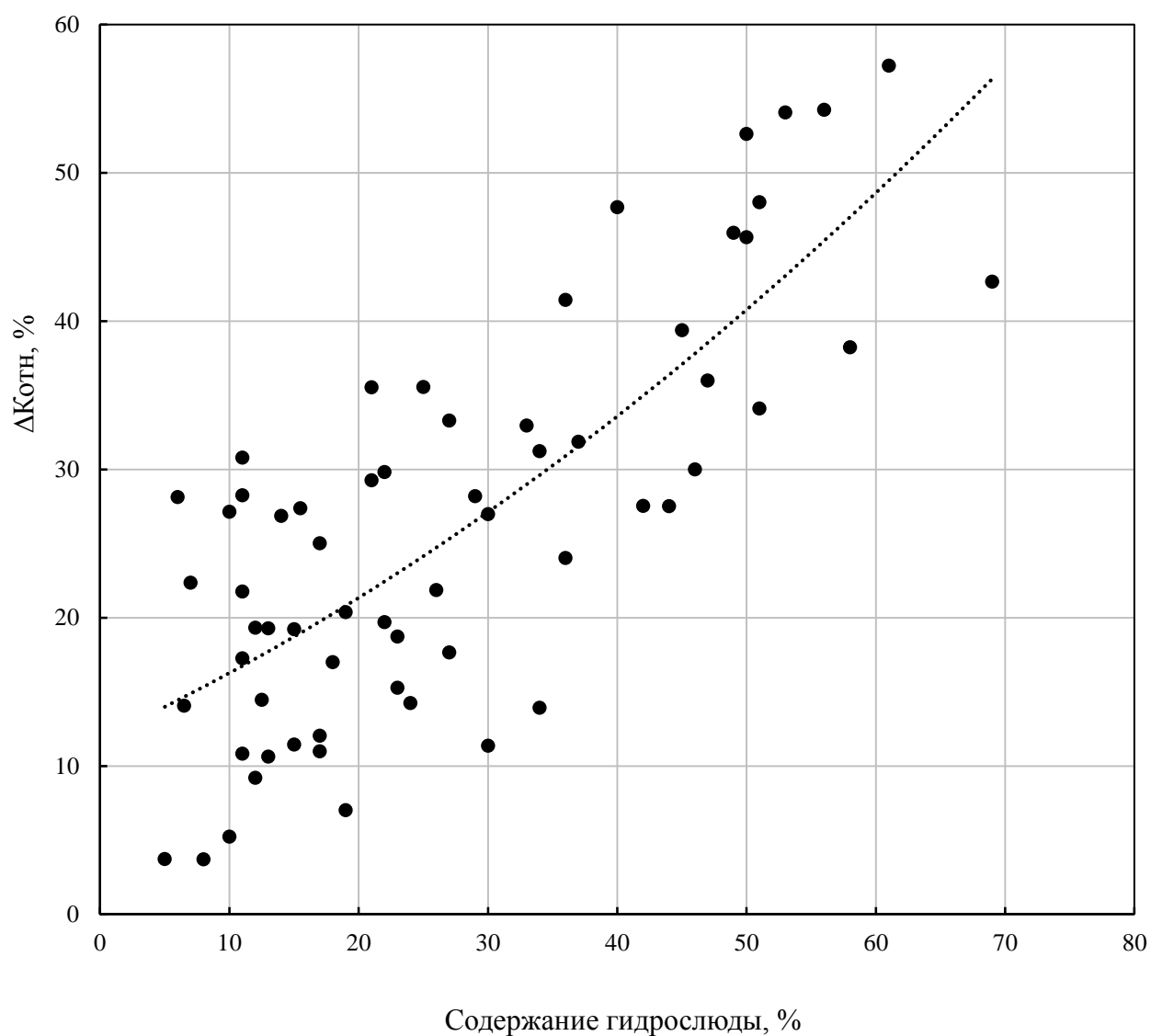
Из диаграммы 11 видно, что разброс экспериментальных точек вдоль оси ординат снизился в сравнении с диаграммой 10, для фракции 0,005мм, это вызвано



отсевом крупных частиц таких минералов как каолинит и хлорит, не оказывающих существенного влияния на проницаемость, и выделением более тонкой фракции, состоящей из гидрослюды и смешанослойных образований.

По результатам рентгеноструктурного анализа глинистого материала установлен характер влияния содержания гидрослюды на изменение проницаемости при смене минерализации прокачиваемой воды (Диаграмма 17).

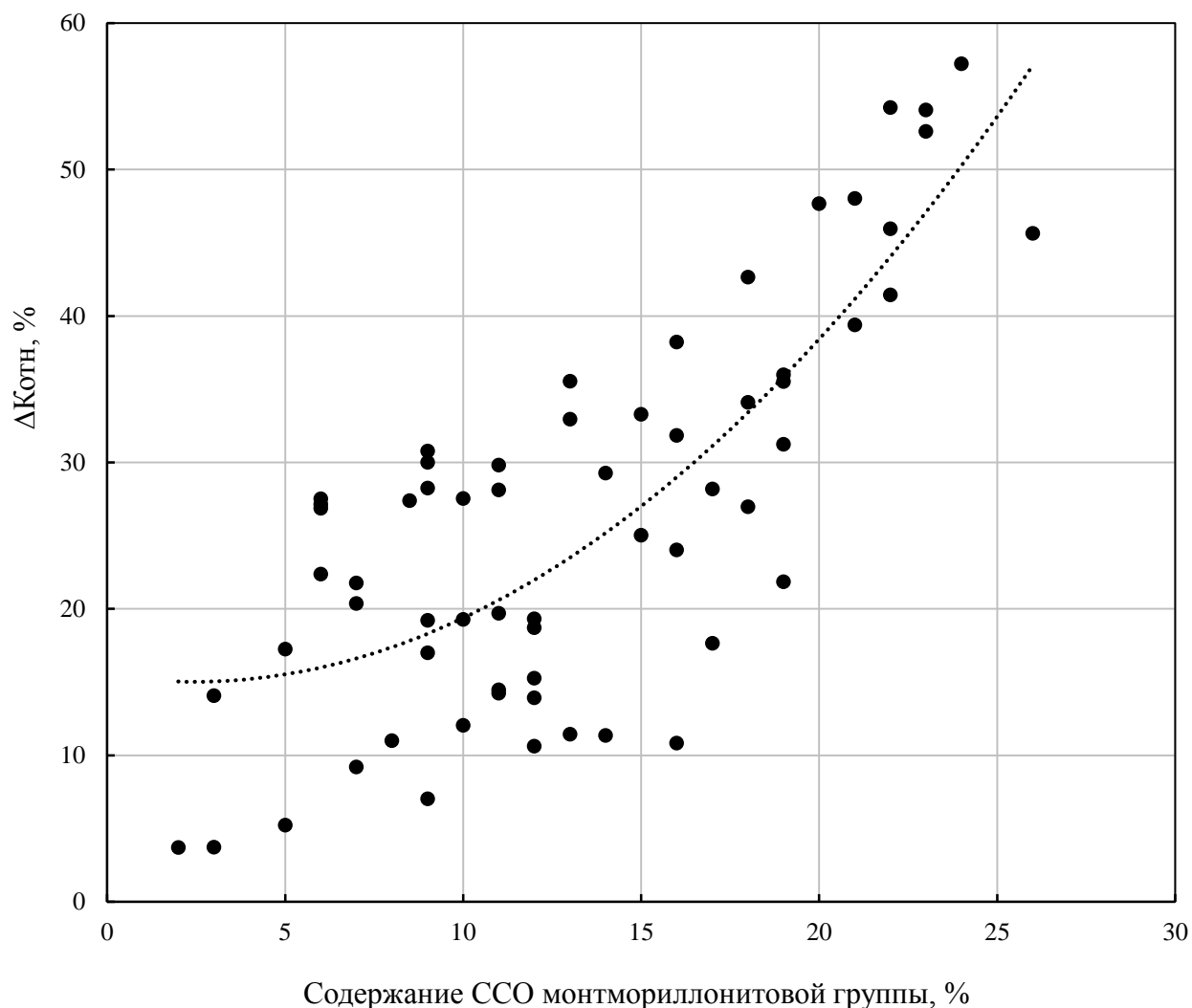
**Диаграмма 17** Влияние гидрослюды<sup>2</sup> на изменение проницаемости при смене минерализации с 17г/л на 1г/л.



<sup>2</sup> Массовая доля, отношение массы гидрослюды к массе всех глинистых минералов в образце, %.

Данный эффект проявляется отчетливее, при выделении доли ССО монтмориллонитовой группы (Диаграмма 18).

**Диаграмма 18** Влияние смешанослойных образований монтмориллонитовой группы<sup>3</sup> на изменение проницаемости при смене минерализации с 17г/л на 1г/л.



По результатам проведенных исследований можно предположить, что на изменение проницаемости породы оказывают влияние два механизма: 1) набухание глинистого материала в присутствии воды, что приводит к закупорке порового пространства; 2) заполнение порового пространства диффузными оболочками связанной воды [Гольдберг, 1976; Гольдберг, Скворцов 1986].

<sup>3</sup> Массовая доля, выделена из общего количества глинистых минералов по результатам рентгеноструктурного анализа.

1) Базальное расстояние в кристаллической решетке монтмориллонита в присутствии воды изменяется от 0,92 нм до 14 нм а удельная активная поверхность при этом возрастает до 450 – 900 м<sup>2</sup>/г. Это приводит к набуханию глинистого минерала, вызванному проникновением воды в межпакетное пространство монтмориллонита и таким образом, увеличением количества воды, которая связана с поверхностью минеральных частиц и не способна передвигаться под действием силы тяжести [Булатов, 1999; Маслов, 1968].

По современным представлениям о связи минеральной частицы с поровой водой, слои воды, окружающие частицу, ориентируются под действием электромолекулярных сил взаимодействия, формируя диффузную оболочку прочно и рыхлосвязанной воды вокруг глинистых частиц. Однако экспериментально доказано [Григорьева, 1953], что раствор электролита может дезориентировать или полностью разрушить «оболочку» рыхлосвязанной воды, и в породе остается лишь прочносвязанная вода, так как при высокой концентрации растворенной соли, как отмечает Ершов Э.Д. [Ершов, 1990] поровый раствор не имеет физико-химической связи со скелетом породы. При низких концентрациях солей происходит лишь частичная дезориентация периферийных слоев гидратной оболочки, и с поверхностью минеральных частиц остается связанной еще значительное количество рыхлосвязанной воды. Поэтому можно предположить, что с исчезновением диффузных слоев, отличающихся более высокой вязкостью и плотностью [Овчаренко, 1961] по сравнению со свободной водой, проницаемость породы возрастает.

## **Выводы.**

На образцах с изученными фильтрационно-емкостными свойствами, в атмосферных условиях, были проведены исследования по определению пористости и проницаемости пород по воде с различной минерализацией и эффективным давлением, в условиях, максимально приближенных к пластовым. Коллекция подбиралась так, что все образцы взяты с одного месторождения и схожих по своим характеристикам пластов. В сумме, по пяти скважинам, эксперименты были проведены на 38 образцах.

Выводы:

1. Величина пористости и проницаемости монотонно уменьшается с возрастанием эффективного давления.

2. При превышении эффективного давления относительно пластовых условий на 10 МПа, с последующим понижением, фильтрационно-емкостные свойства не восстанавливаются до уровня, соответствующего первоначальным пластовым данным.

3. Зависимость остаточной деформации от глинистой составляющей позволяет прогнозировать изменение ФЕС при циклических изменениях эффективного давления.

4. Зависимости между значениями коэффициентов пористости и проницаемости, полученных в атмосферных условиях, со значениями проницаемости в пластовых условиях, позволяют рассчитывать значения коллекторских свойств зная значения в атмосферных.

5. Показано, что модель пластовой воды с минерализацией близкой к пластовой подходит для закачки в систему ППД лучшим образом, нежели пресная, или вода с низких минерализаций.

Полученные результаты не противоречит результатам подобных экспериментов, проведенных такими известными учеными как: В. М. Добрынин, И. А. Бурлаков, Н. П. Фурсова, В. И. Черкашенинов, А. Лэтчи, П. Хемсток, Ф. Юнг и др.[1], что говорит о их достоверности.

Следует добавить, что, породы продуктивного пласта, особенно в призабойных зонах скважин, при отборе из них тех или иных флюидов испытывают постоянные возрастающие во времени нагрузки, которые могут исчезнуть при прекращении отбора и восстановлении пластового давления. Однако деформации, возникающие в результате сжимающих усилий, носят необратимый характер и отрицательно сказываются на коллекторских свойствах пород.

## Список используемой литературы.

1. Butler R.F. Paleomagnetism: magnetic domains to geologic terrains. Backwell Sci. Publ., Oxford, 1992. – 319 p.
2. Enkin R.J. A computer program package for Analysis and presentation of paleomagnetic data // Pacific Geoscience Centre / Geological Survey of Canada, 1994. – 16 p.
3. Баклашов И. В. Геомеханика: Учебник для вузов. В 2т. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2004. – Т. 1. Основы геомеханики. – 208.с.: ил.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы Учеб. пособие для вузов. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. - 424 с
5. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, 312 с.
6. Гольдберг В.М. Гидрогеологические прогнозы качества подземных вод на водозаборах. М., Недра, 1976.
7. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах, М.: Недра, 1986. - 160 с.
8. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств.
9. ГОСТ Р 50544-93 Породы горные. Термины и определения.
10. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1991. -368 с.: ил.
11. Григорьева, В. Г. О понижении температуры замерзания воды в дисперсных грунтах / В. Г. Григорьева. // Материалы по лаборатор. исслед. мерзлых грунтов. – М. : Академия наук СССР, 1953. – С. 177–193.
12. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970, 239 с.

13. Дортман Н.Б. (ред.). Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1984. - 455 с.
14. Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала. (Терригенные отложения) Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1. - М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. 112 стр., илл., рис. и табл.
15. Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А. Петрофизические методы исследования кернового материала. Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала. - М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008. 113 стр., илл., рис. и табл.
16. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., «Недра», 1977, 287 с.
17. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 628 с.
18. Маслов, Н. Н. Основы механики грунтов и инженерной геологии : учеб. для транспорт. вузов / Н. Н. Маслов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1968. – 628 с.
19. Назарова Е.А., Печерский Д.М. Магнитные свойства базальтов восточной части Тихого океана и природа магнитных аномалий // Сб. "Океан. исследования", N29. М., Наука, 1976. – С. 57-70.
20. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Золотов Г.А. М., изд-во «Недра», 1970, 339 стр.
21. Овчаренко, Ф. Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов / Ф. Д. Овчаренко. – Киев : Изд-во АН УССР, 1961. – 292 с.
22. Патанкар С., Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. Патанкар С., перевод с английского под ред. В. Д. Виоленского (S. PATANKAR «NUMERICAL HEAT TRANSFER AND FLUID FLOW» Hemisphere Publishing Corporation, New York, 1980), 124 с.

23. Ржевский Ю.С., Гаас Г.Я. Результаты палеомагнитного исследования керн юрских осадков Мангышлака // Изв. АН СССР. Физика Земли, №2, 1973. -С. 100-103.
24. Ржевский Ю.С. Усовершенствование методики палеомагнитной ориентации керн скважин // Палеомагнетизм и вопросы палеогеографии. Л.: ВНИГРИ, 1981. С. 87-102.
25. Семенов В. В., Вокин Р.Д., Ахапкин М.Ю., Епишин К.Н. Применение результатов изучения ОФП в комплексе с данными экспериментальных исследований керн для целей повышения достоверности петрофизических и гидродинамических моделей // Геофизика, 2007, № 4. – С. 229-236.
26. Семенов В.В., Морева Е.В., Ратников И.Б. Изучение неоднородных коллекторов на керне методом микропрофилирования // Геофизика, 2006, № 2. – С. 48-52.
27. Семенов В.В., Ратников И.Б., Сокова К.И. Новые технологии экспериментального изучения сложнопостроенных коллекторов // Изучение литологических и петрофизических неоднородностей керн профилографом для повышения достоверности ГИС / Под редакцией доктора геолого-минералогических наук И.Г. Шнурмана. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. – С. 110-170.
28. 9. Семенов В.В., Ратников И.В., Сокова К.И. Опыт изучения литологических и петрофизических неоднородностей керн профилографом для повышения достоверности ГИС /// Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов // Workshop 1 / 3rd Saint Petersburg International Conference & Exhibition 7-10 April 2008 – Lenexpo, Saint Petersburg, Russia.
29. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. Издательство «Недра», 1969 г., стр. 368.
30. Шевелев А. П. Лекции «Подземная гидромеханика».
31. [http://ru.wikipedia.org/wiki/Горная порода](http://ru.wikipedia.org/wiki/Горная_порода)



Отчет о проверке [Вернуться в кабинет](#)

**Уважаемый пользователь!**

Обращаем ваше внимание, что система Антиплагиат отвечает на вопрос, является ли тот или иной фрагмент текста заимствованным или нет. Ответ на вопрос, является ли заимствованный фрагмент именно плагиатом, а не законной цитатой, система оставляет на ваше усмотрение. Также важно отметить, что система находит источник заимствования, но не определяет, является ли он первоисточником.

**Информация о документе:**

Имя исходного файла: Шубин.docx  
Имя компании: ТюмГУ  
Тип документа: Прочее  
Имя документа: Шубин.docx  
Дата проверки: 23.06.2016 10:08  
Модули поиска: Интернет (Антиплагиат), Научные статьи Elibrary, Диссертации и авторефераты РГБ, ТюмГУ, Цитирования, Коллекция юридических документов

**Текстовые**

статистики:  
Индекс читаемости: сложный  
Неизвестные слова: в пределах нормы  
Макс. длина слова: в пределах нормы  
Большие слова: в пределах нормы

Тип отчета: Улучшенный [О типах отчетов](#)

<input checked="" type="checkbox"/>	Источник	Ссылка на источник	Коллекция модуль поиска	Доля в отчете	Доля в тексте
<input checked="" type="checkbox"/>	[1] ханин а.а. породы-ко...	<a href="http://inethub.olvi.net.ua/ftp/library/share/homelib/spec227...">http://inethub.olvi.net.ua/ftp/library/share/homelib/spec227...</a>	Интернет (Антиплагиат)	13.09%	13.09%
<input checked="" type="checkbox"/>	[2] Курсовая: "Методы ос...	<a href="http://westud.ru/work/238068/Metody-osvoeniya-neftyanyx-i">http://westud.ru/work/238068/Metody-osvoeniya-neftyanyx-i</a>	Интернет (Антиплагиат)	6.05%	6.05%
<input checked="" type="checkbox"/>	[3] ИЗУЧЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=9950817">http://elibrary.ru/item.asp?id=9950817</a>	Научные статьи Elibrary	5.95%	5.95%
<input checked="" type="checkbox"/>	[4] Скачать/bestref-1796...	<a href="http://bestreferat.ru/archives/51/bestref-179651.zip">http://bestreferat.ru/archives/51/bestref-179651.zip</a>	Интернет (Антиплагиат)	4.98%	4.98%
<input checked="" type="checkbox"/>	[5] ИЗУЧЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=16824895">http://elibrary.ru/item.asp?id=16824895</a>	Научные статьи Elibrary	0.05%	4.81%
<input checked="" type="checkbox"/>	[6] 1.6 Проницаемость го...	<a href="http://rushkolnik.ru/docs/114/index-2849219.html?page=2">http://rushkolnik.ru/docs/114/index-2849219.html?page=2</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.74%	4.81%
<input checked="" type="checkbox"/>	[7] Динамическая полезна...	<a href="http://perviydoc.ru/v43954/%D1%80%D0%BE%D1%81%D0%BB%D1%8F%D0...">http://perviydoc.ru/v43954/%D1%80%D0%BE%D1%81%D0%BB%D1%8F%D0...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0%	4.81%
<input checked="" type="checkbox"/>	[8] ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЭФ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23639944">http://elibrary.ru/item.asp?id=23639944</a>	Научные статьи Elibrary	3.65%	4.39%
<input checked="" type="checkbox"/>	[9] Влияние литологическ...	<a href="http://vunivere.ru/work35064/page5">http://vunivere.ru/work35064/page5</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.11%	3.54%
<input checked="" type="checkbox"/>	[10] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	<a href="http://dobi.oglib.ru/bgl/3350/129.html">http://dobi.oglib.ru/bgl/3350/129.html</a>	Интернет (Антиплагиат)	3.46%	3.46%
<input checked="" type="checkbox"/>	[11] Влияние литологическ...	<a href="http://vunivere.ru/work35064/page8">http://vunivere.ru/work35064/page8</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.01%	2.03%
<input checked="" type="checkbox"/>	[12] Влияние литологическ...	<a href="http://vunivere.ru/work35064/page6">http://vunivere.ru/work35064/page6</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.31%	2%
<input checked="" type="checkbox"/>	[13] Влияние литологическ...	<a href="http://vunivere.ru/work35064/page4">http://vunivere.ru/work35064/page4</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.02%	2%
<input checked="" type="checkbox"/>	[14] PROCEEDINGS Internat...	<a href="http://conference.kazntu.kz/files/kazntu.kz_Satpaev_reading...">http://conference.kazntu.kz/files/kazntu.kz_Satpaev_reading...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.63%	1.87%
<input checked="" type="checkbox"/>	[15] Первичные методы на ...	<a href="http://refvip.ru/ref_1b7dcb8041715157d539a67d8690244f.htm">http://refvip.ru/ref_1b7dcb8041715157d539a67d8690244f.htm</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.15%	1.84%
<input checked="" type="checkbox"/>	[16] Григорьев, Борис Вла...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006630000/rsl01006630...">http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006630000/rsl01006630...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.93%	1.33%
<input checked="" type="checkbox"/>	[17] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	<a href="http://dobi.oglib.ru/bgl/3350/44.html">http://dobi.oglib.ru/bgl/3350/44.html</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.45%	1.31%
<input checked="" type="checkbox"/>	[18] Леви, Владислав Бори...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003376000/rsl01003376...">http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003376000/rsl01003376...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.01%	1.27%
<input checked="" type="checkbox"/>	[19] О некоторых вопросах...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=24824609">http://elibrary.ru/item.asp?id=24824609</a>	Научные статьи Elibrary	0.17%	1.13%
<input checked="" type="checkbox"/>	[20] АБСОЛЮТНАЯ ГЕОХРОНОЛ...	<a href="http://leksii.net/2-21193.html">http://leksii.net/2-21193.html</a>	Интернет (Антиплагиат)	1.09%	1.09%
<input checked="" type="checkbox"/>	[21] Галамай, Ольга Влади...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000243000/rsl01000243...">http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000243000/rsl01000243...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.12%	0.95%
<input checked="" type="checkbox"/>	[22] СПОСОБ ИССЛЕДОВАНИЯ ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=18730500">http://elibrary.ru/item.asp?id=18730500</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.93%
<input checked="" type="checkbox"/>	[23] Немченко, Татьяна Ни...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002332000/rsl01002332...">http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002332000/rsl01002332...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.82%	0.82%
<input checked="" type="checkbox"/>	[24] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	<a href="http://dobi.oglib.ru/bgl/3350/186.html">http://dobi.oglib.ru/bgl/3350/186.html</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.53%	0.8%



✓ [25] Изменение емкостных ...	<a href="http://www.oilnews.ru/5-5/izmenenie-emkostnyx-i-filtracionny...">http://www.oilnews.ru/5-5/izmenenie-emkostnyx-i-filtracionny...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.12%	0.75%
✓ [26] Анализ работы УЭЦН н...	<a href="http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2ad68a5d53a885...">http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2ad68a5d53a885...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.32%	0.72%
✓ [27] Метаморфические горн...	<a href="http://allrefs.net/c12/400fq/p26/">http://allrefs.net/c12/400fq/p26/</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.49%	0.72%
✓ [28] Чумиков, Роман Игор...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004915000/rsl01004915...">http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004915000/rsl01004915...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.18%	0.63%
✓ [29] Проницаемость трещин...	<a href="http://studopedia.net/10_18065_pronitsaemost-treshchinovatih...">http://studopedia.net/10_18065_pronitsaemost-treshchinovatih...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.61%	0.61%
✓ [30] ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗО...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23129372">http://elibrary.ru/item.asp?id=23129372</a>	Научные статьи Elibrary	0.02%	0.6%
✓ [31] Зиновкина, Татьяна С...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006675000/rsl01006675...">http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006675000/rsl01006675...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.08%	0.56%
✓ [32] Столяров, Сергей Але...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000338000/rsl01000338...">http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000338000/rsl01000338...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.54%
✓ [33] Молокова, Наталья Ви...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004946000/rsl01004946...">http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004946000/rsl01004946...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.15%	0.54%
✓ [34] Пустовалов, Михаил Ф...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000313000/rsl01000313...">http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000313000/rsl01000313...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.45%	0.51%
✓ [35] Восстановление и ре...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=16651085">http://elibrary.ru/item.asp?id=16651085</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.49%
✓ [36] Корост, Дмитрий Вяче...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005429000/rsl01005429...">http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005429000/rsl01005429...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.48%	0.48%
✓ [37] Мигунова, Светлана В...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004324000/rsl01004324...">http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004324000/rsl01004324...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.45%
✓ [38] yanukhova_25b121_2...		ТюмГУ	0.12%	0.45%
✓ [39] Наргужина.docx		ТюмГУ	0%	0.45%
✓ [40] УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕД...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=18665434">http://elibrary.ru/item.asp?id=18665434</a>	Научные статьи Elibrary	0.09%	0.43%
✓ [41] Источник 41		Цитирования	0.41%	0.41%
✓ [42] Щипанов, Антон Алекс...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002338000/rsl01002338...">http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002338000/rsl01002338...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.03%	0.4%
✓ [43] Материалы 41-й научн...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23416075">http://elibrary.ru/item.asp?id=23416075</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.39%
✓ [44] Dudintseva_25b121_al...		ТюмГУ	0%	0.39%
✓ [45] Яковлева, Наталья Вя...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002934000/rsl01002934...">http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002934000/rsl01002934...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.39%
✓ [46] Жуков, Виталий Семен...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002937000/rsl01002937...">http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002937000/rsl01002937...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.15%	0.35%
✓ [47] ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПЕРЕЧ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/20784833">http://online.lexpro.ru/document/20784833</a>	Коллекция юридических документов	0.33%	0.33%
✓ [48] Проблемы геологии и ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23424550">http://elibrary.ru/item.asp?id=23424550</a>	Научные статьи Elibrary	0.23%	0.32%
✓ [49] Инновационные технол...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23748916">http://elibrary.ru/item.asp?id=23748916</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.31%
✓ [50] Литологическая харак...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23782255">http://elibrary.ru/item.asp?id=23782255</a>	Научные статьи Elibrary	0.01%	0.31%
✓ [51] ОПРЕДЕЛЕНИЕ СВОЙСТВ ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=11672753">http://elibrary.ru/item.asp?id=11672753</a>	Научные статьи Elibrary	0.31%	0.31%
✓ [52] Шубин, Андрей Анатол...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000289000/rsl01000289...">http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000289000/rsl01000289...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.25%
✓ [53] Медведева исследован...		ТюмГУ	0%	0.24%
✓ [54] Некрасов, Александр ...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003388000/rsl01003388...">http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003388000/rsl01003388...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.23%
✓ [55] РИТЭК: Опыт опойсков...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23238489">http://elibrary.ru/item.asp?id=23238489</a>	Научные статьи Elibrary	0.21%	0.21%
✓ [56] ПАЛЕОМАГНЕТИЗМ ПЕРМО...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=15188530">http://elibrary.ru/item.asp?id=15188530</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.19%
✓ [57] Техногенные изменени...	<a href="http://earthpapers.net/tehnogennye-izmeneniya-plastov-kollek...">http://earthpapers.net/tehnogennye-izmeneniya-plastov-kollek...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.08%	0.18%
✓ [58] МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=15262475">http://elibrary.ru/item.asp?id=15262475</a>	Научные статьи Elibrary	0.17%	0.17%
✓ [59] Степанов, Юрий Ивано...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000291000/rsl01000291...">http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000291000/rsl01000291...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.17%
✓ [60] Жариков, Андрей Виле...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004656000/rsl01004656...">http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004656000/rsl01004656...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.12%
✓ [61] ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=17013106">http://elibrary.ru/item.asp?id=17013106</a>	Научные		



<input checked="" type="checkbox"/>			статьи Elibrary	0%	0.12%
<input checked="" type="checkbox"/>	[62] Экспериментальное из...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=15265316">http://elibrary.ru/item.asp?id=15265316</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.12%
<input checked="" type="checkbox"/>	[63] Об оценке нефтедобыч...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=17660569">http://elibrary.ru/item.asp?id=17660569</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.12%
<input checked="" type="checkbox"/>	[64] ИЗМЕНЕНИЕ ДЕФОРМАЦИО...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=11653946">http://elibrary.ru/item.asp?id=11653946</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.11%
<input checked="" type="checkbox"/>	[65] Хакимянов, Ильгизар...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl0100500000/rsl01005091000/rsl01005091...">http://dlib.rsl.ru/rsl0100500000/rsl01005091000/rsl01005091...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.02%	0.1%
<input checked="" type="checkbox"/>	[66] Герштанский, Олег Се...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002752000/rsl01002752...">http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002752000/rsl01002752...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.09%

Пересчитать Другие действия Печать

Оригинальные блоки: 51.61%  
 Заимствованные блоки: 47.65%  
 Заимствование из "белых" источников: 0.74%  
 Итоговая оценка оригинальности: 52.35%