

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет**

Кафедра геологии нефти и газа

ДОКУМЕНТАЦИЯ КЕРНА СКВАЖИН

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов специальности 21.05.02*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2021**

УДК 553.982.23 (073)

ДОКУМЕНТАЦИЯ КЕРНА СКВАЖИН: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост. Ю.В. Нефедов, О.М. Прищепа, В.С. Никифорова. СПб, 2021. 30 с.

Методические указания содержат рекомендации для выполнения практических занятий по дисциплине «Документация керна скважин», в процессе выполнения которых студенты приобретают навыки приемов описания керна скважин, отбираемого при прогнозе, поисках, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа. В методических указаниях рассмотрены способы привязки керна к данным геофизических исследований. Приведен рекомендуемый список методической литературы.

Предназначены для студентов специальности 21.05.02 «Прикладная геология» специализации «Геология нефти газа».

Научный редактор д.г.-м.н., профессор *А.М. Жарков*

Рецензент к.т.н. *А.М. Зиновьев* («РиЭНиГМ» СамГТУ)

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2021 г.

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания для выполнения практических занятий нацелены на закрепление практических навыков полученных при освоении дисциплины «Документация керна скважин».

В процессе выполнения практических занятий студенту необходимо самостоятельно решить сперва прикладные расчетно-графические задачи, позволяющие ознакомиться с методикой документации керна скважин и получить первичные представления о конструкции скважины, а также, увязать данные полученные при описании керна с данными геофизических исследований. В последствии студенты обучаются работать с керновым материалом, на практике выполняя макроскопическое описание пород-коллекторов и покрышек. При выполнении практических занятий предусмотрено использование керновых коллекций состоящих из образцов отобранных в ряде нефтегазоносных провинций РФ. Предусмотрено проведение виртуальных практических занятий на базе компьютерного класса кафедры ГНГ.

В результате выполнения практических занятий студентами будут получены и закреплены следующие навыки и компетенции:

представления о практическом содержании понятий: керна, пористость, проницаемость, структура пустотного пространства;

умения правильно отбирать, документировать и описывать образцы керна и выделять по каротажным диаграммам породы-коллекторы и породы-флюидоупоры;

знания о графических методах отображения геологической информации после корректно проведенного описания керна.

навыки описания керна осадочных горных пород и представления геологической информации, полученной в результате макроскопического изучения керна;

Методические указания позволят студенту правильно и квалифицированно выполнить практические занятия, соблюдая при этом установленные требования по ее оформлению.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

Определение координат нефтенасыщенного пласта известняков с построением трех проекций скважины

Исходные материалы: нефтенасыщенный пласт известняков падает на юг под углом 70° , в одном из профилей вкрест простирания он пересечен скважиной в интервале глубин 320-332 м. Скважина – наклонная - забурена под углом 80° к горизонту по азимуту 360° . Глубина забоя скважины 350 м. Рельеф участка принимается горизонтальным, средняя мощность покрова рыхлых отложений - 25 м.

Координаты устья скважины (м): $x - +42745$, $y - +98525$, $z = +325$.

Таблица 1.

Данные инклинометрии ствола

Глубина, м	Азимут, град	Угол наклона, град	Глубина, м	Азимут, град	Угол наклона, град
0	360	80	200	12	68
50	360	75	250	15	60
100	5	73	300	20	55
150	10	70	350	22	50

Цели работы:

1. Построить скважину, с учетом ее зенитного и азимутального искривления, в меридиональном разрезе через точку ее устья (масштаб 1:1000).

2. Определить координаты точки пересечения скважины с осевой плоскостью пласта на глубине. Показать вероятное положение пласта на уровне его эрозионного среза - под рыхлым чехлом, считая, что элементы его залегания остаются на участке скважины постоянными.

3. Определить угол падения пласта в разрезе по вертикальной плоскости, в которой искривилась пробуренная скважина.

Методика работы

1. Из произвольной точки на миллиметровой бумаге построить условную траекторию скважины в разрезе - с учетом только зенитного искривления. При построении принять, что точки перегиба скважины (изменения зенитных углов) находятся на половине расстояния между глубинами замеров искривлений.

2. Через точки перегибов ствола, через забой и контакты пластового интервала провести на плоскости разреза горизонтальные вспомогательные линии.

3. Спроектировать искривленную траекторию ствола на горизонтальную плоскость под разрезом.

4. Построить на горизонтальной плоскости азимутальное искривление скважины: последовательно отстраивая отклонения отрезков ствола (между точками перегиба) по соответствующим азимутам. Из точек перегиба на этой проекции провести вертикальные вспомогательные линии до пересечения их с ранее проведенными горизонтальными линиями.

5. Соединить точки пересечения вспомогательных линий плавной кривой, учитывающей на вертикальной проекции и зенитное, и азимутальное искривление скважины.

6. Показать на полученной проекции положение пласта. Определить требуемые координаты его центральной точки: плановые – на горизонтальной проекции, высотную – по вертикальной шкале разреза.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

Составление геологической колонки пород и определение их мощностей по керну, уложенному в ящик

Цель работы: научиться правильно определять истинный выход керна для разных диапазонов углубки, фиксировать мощности описываемых пород, составлять литологическую колонку пород, вскрытых скважиной.

Толща осадочных пород пересечена вертикальной колонковой скважиной. В верхней части разреза наблюдается мощный покров осадочных пород (0-115 м), представленных песчано-

глинистыми отложениями, залегающими согласно и горизонтально. Ниже (до 124 м), скважина вскрывает толщу гипса.

Керн уложен в ящики, куски керна повёрнуты так, чтобы при взгляде сверху были видны максимальные углы встречи со скважинной плоскостей напластования пород.

Записи в буровом журнале, соответствующие бурению на данных интервалах, приведены в ведомости отбора керна (таблица 2).

Таблица 2.

Ведомость отбора керна

Углубка, м			Выход керна, %	Встреченные породы	Примечание
от	до	Длина интервала			
0,0	10,2	10,2	-	Наносы	
10,2	115,0	104,8	-	Песчано-глинистые породы	
115,0	117,0	2,0	80	Гипс, окремненная глина	
117,0	118,85	1,85	57	Гипс, окремненная глина, плотная глина, переходящая в мергели	Сильное окремнение, торцы керна отшлифованы и блестят
118,85	120,95	2,10	50	Плотная глина, плотный известняк, песок и хорошо окатанная галька, переходящая книзу в песчаную глину	
120,95	124,05	3,10	45	Глинистый песчаник, массивный известняк	

Методика работы:

1. На бумаге сделать разметку интервалов каждой углубки бурового снаряда в масштабе 1:100.
2. Изобразить размещение поднятых частей керна, расположив

- их вплотную сверху на каждом участке углубки. Проверить линейный выход керна, указанный в журнале. Выполнить соответствующие правки данных выхода керна в процентах.
3. Определить мощности пород по представленной зарисовке кернового ящика (рисунок 1).
 4. Построить литологическую колонку пород в масштабе 1:20 в соответствии с истинной мощностью породы, а также в соответствии с отмеченными в журнале и наблюдаемыми на керне особенностями пород.
 5. Обозначить контакты пород и типы несогласий.

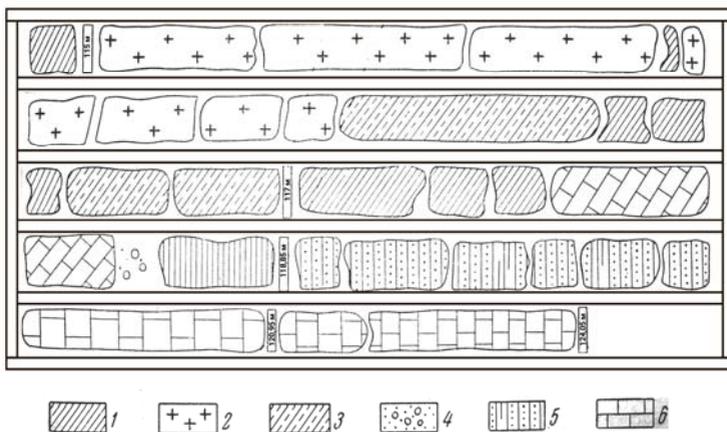


Рис. 1. Керн, уложенный в ящик

1 - глина, 2 - гипс, 3 - кремнистый мергель, 4 - песок и галька, 5 - песчаник, 6 - известняк.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

Детальное описание керна

Цель работы: получить теоретические основы, научиться выполнять детальное описание образцов керна нефтегазовых скважин.

Теоретическое обоснование работы: целью детального описания керна является получение более полной информации о строении разреза, включающей генетические признаки и вторичные преобразования, позволяющие реконструировать условия формирования пород.

Детальное описание керна, в отличие от первичного, производится снизу вверх по разрезу. Нумерация слоев при этом ставится также снизу вверх в порядке описания и является сквозной (вне зависимости от интервала бурения).

В результате детального описания керна о каждом из выделенных слоев должны быть получены следующие сведения:

1. Название породы;
2. Цвет во влажном и сухом состоянии;
3. Текстура;
4. Структура;
5. Органические остатки;
6. Особенности минерального состава;
7. Включения и конкреции;
8. Степень уплотнения;
9. Видимые невооруженным глазом поры или пустоты;
10. Трещины;
11. Признаки углеводородов.

1. Название породы

Как правило, название породы включает два основных элемента:

- Литологический состав (песчаник, алевролит);
- Структурные характеристики (песчаник мелкозернистый).

При наличии постседиментационных изменений, их наличие также отображается в названии (аргиллит пиритизированный, песчаник карбонатизированный, аргиллит трещиноватый).

Для наименования пород смешанного гранулометрического состава существует несколько способов:

1. Констатация факта присутствия обломков разной размерности.

2. На первом месте указывается размерность фракции, содержание которой в породе меньше: песчаник мелко-среднезернистый - преобладание среднезернистой фракции;

3. Применение суффиксов:

-ист — содержание примеси 5-25% - песчаник алевролитистый (алевролит 5-25%);

-ов, -ный — содержание примеси 25-50%- песчаник алевритовый

(алеваит 25-50%);

4. Если содержание примеси менее 5% - использование слова «примесь» - песчаник с примесью гравия.

2. Окраска породы

Определение окраски пород подразумевает фиксирование их цветовой характеристики по однородности, тональности, насыщенности, распределению цвета и его отношению к текстуре.

При характеристике цвета следует использовать строго определенные цветовые определения, включающие основные цвета спектра: красный, оранжевый, желтый, зеленый, голубой, синий, фиолетовый; и наиболее распространенные ахроматические цвета: белый, серый, черный, бурый.

Для более подробной характеристики основной цвет рекомендуется дополнять оттенком, определяющим изменение интенсивности окраски (светло-серый) и цвета (буровато-серый, вишнево-бурый). Возможно использование бытовых цветовых терминов: кирпично-красный, грязно-белый, лимонно-желтый. При этом, сначала следует указывать оттенок, а затем основной цвет.

Не рекомендуется употреблять сложные субъективные определения (серо-буро-малиновый, зеленовато-буро-серый), а также термины «пестроцветный», «зеленоцветный» и т.п.

При неравномерности окраски следует фиксировать характер цветовых переходов (резкие, постепенные) и отношение окраски к элементам текстуры (слоистости, включениям, прожилкам и т.д.).

Для более подробного изучения границ изменения цвета рекомендуется намочить породу для увеличения контраста.

3. Структура породы

Для терригенных пород структура является ведущим классификационным признаком. Она описывает размерность, морфологию и соотношение обломочных зерен в породе. Основой классификации структуры пород служит размер зерен (таблицы 3 и 4).

Таблица 3.

Характеристика структур карбонатных кристаллических пород по размерам обломков

Название пород (структуры) по размеру кристаллических пород	Размер кристаллических зерен, мм
крупнокристаллическая	0,5-1
среднекристаллическая	0,1-0,5
мелкокристаллическая	0,05-0,1
тонкокристаллическая	0,01-0,05
микрочеталлическая(пелитоморфный)	менее 0,01

Таблица 4.

Характеристика структур терригенных пород по размерам обломков

Название пород		Структура	Размер обломков, мм
рыхлых	сцементированных		
галька	галечник	псефитовая (крупнообломочная)	10-100
гравий	гравелит		1-10
песок	песчаник	псаммитовая (мелкообломочная)	0,1-1,0
алевроит	алевролит	алевроитовая	0,01-0,1
глина	аргиллит	пелитовая	менее 0,01

Для крупнообломочных пород макроскопическое определение структуры производится путем простого измерения линейных размеров обломков. При работе с мелкообломочными породами применяются лупа и специальные трафареты.

Для отличия аргиллитов от алевролитов при макроскопическом изучении достаточно провести пальцами по спиленной поверхности керна: у аргиллитов поверхность гладкая, а алевролитов — шершавая.

После определения размера обломков следует оценить степень их сортированности и окатанности.

Степень сортированности определяется по количеству фракций.

Степень окатанности определяется для грубообломочных пород, частицы которых визуально различимы. Существует шесть степеней окатанности:

0 — остроугольные;

1 — угловатые, со слабо обтертыми углами;

- 2 — слабо окатанные с округленными углами;
- 3 — полуокатанные;
- 4 — окатанные;
- 5 — хорошо окатанные эллипсоидальные обломки.

Визуально оценивается форма зерен (изометричная, неправильная, призматическая и т.д.), степень их упорядоченности (беспорядочное, ориентированное расположение). В случае ориентированного расположения обломков следует измерить угол ориентировки относительно вертикальной оси зерна (в случае, если зенитный угол скважины близок к нулю) или относительно слойчатости.

4. Текстура породы

Текстура описывает взаиморасположение частей породы относительно друг друга, поверхности напластования и породы в целом. Текстура является весьма важным элементом описания зерна нефтегазовых скважин, поскольку без нее невозможно достоверно оценить фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

По очередности формирования в породе может наблюдаться два вида текстур: первичные (седиментационные) и вторичные (наложенные). Формирование первичных текстур происходило в процессе накопления осадка, в то время как вторичные текстуры сформировались при последующих его изменениях при образовании породы — диагенезе, катагенезе, метагенезе, гипергенезе, а также в ходе эпигенетических и тектонических процессов.

При описании разного вида текстур следует строго придерживаться последовательности, отражающей последовательность формирования породы.

Выделяют неслоистые и слоистые первичные текстуры. Среди слоистых текстур в свою очередь выделяются горизонтально-слоистые, волнистослоистые и косослоистые текстуры. При описании косо- и волнистостых текстур следует обращать внимание на направление и угол падения слоев, и также на симметричность и асимметричность ряби. При разной направленности падения слоев принято выделять косую разнонаправленную слойчатость. В случае несовпадения гребней ряби в породах с волнистой слойчатостью, ее следует называть линзовидной. В ходе описания слойчатых

текстур следует указывать способ их формирования (намывы глинистого вещества, изменения гранулометрического состава).

Формирование вторичных текстур происходит при воздействии на мягкий осадок процессов размыва, переотложения, биотурбации, оползания, гидроразрыва и др. Соответственно, среди наложенных текстур выделяются текстуры взмучивания, оползания, биотурбации, гидроразрыва.

Процессы диагнеза способствуют формированию вторичных минералов, которые осложняют первичные седиментационные и наложенные текстуры. Обычно это проявлено в виде конкреций, трещин заполнения, прожилок. При описании данных текстур необходимо указывать их размеры (конкреции), ориентировку, плотность, минерализацию (трещины).

5. Органические остатки

Органические остатки в кернах представлены объектами животного и растительного происхождения. При их описании необходимо указывать их минеральный состав, размер, целостность, степень сохранности. Помимо этого следует отмечать ориентировку остатков относительно напластования и их положение в пределах слоя. В особенности это касается створок раковин моллюсков.

В ходе описания растительных остатков по мере возможности указывается принадлежность описываемых фрагментов (вайи папоротников, листья, остатки корневых систем, древесина и т.д.). Немаловажными признаками также являются размер, сохранность и степень измельченности остатков.

6. Следы жизнедеятельности

В кернах скважин следы жизнедеятельности организмов (ихнофоссилии) могут быть представлены в виде ходов илоедов и пескоедов, следами прикрепления моллюсков и т.д. При их описании следует указывать направление и размеры следов, их приуроченность к определенному литологическому составу пород, равномерность распределения и общая интенсивность воздействия на осадок (биотурбации)

7. Описание пустотного пространства

Описание пустотного пространства является весьма важной частью характеристики породы, поскольку именно с ним напрямую

связаны фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Пустотное пространство представляет собой совокупность всех пустот в породе. По способу формирования в пределах осадочных пород различают пустотное пространство трех типов:

Поры — пространство между частицами, слагающими горную породу. Данный тип пустотного пространства характерен для терригенных пород.

Каверны — крупные пустоты, сформированные в процессе выщелачивания вещества породы агрессивными растворами. Данный тип пустотного пространства характерен для карбонатных пород, которые легко поддаются растворению.

Трещины — результат разрыва сплошности пород, обусловленного тектоническими процессами, характерны для всех пород, подвергшихся данным процессам.

Поскольку в процессе своего формирования осадочные породы проходят через несколько этапов преобразования (от седиментогенеза к катагенезу), то пустоты в них подразделяются на первичные и вторичные.

Первичные пустоты формируются в ходе седиментогенеза и литогенеза. Вторичные пустоты формируются в результате наложенных процессов растворения, дробления, перекристаллизации.

При описании пустотного пространства определяется его тип, морфология пустот, их размеры, пространственное распределение (степень равномерности распределения, ориентировка по отношению к слоистости или оси зерна, приуроченность к определенным участкам породы. Исходя из этих данных определяется тип коллектора (поровый, кавернозный, трещинный, смешанного типа — порово-кавернозный и т.п.).

8. Описание признаков нефтенасыщения в керне

Для корректной оценки и выявления нефтегазопроявлений и битуминозности образца керна должны быть изучены на буровой непосредственно после извлечения в свежих образцах и на поверхностях излома, за тем подвержены более детальным исследованиям в лабораторных условиях.

Нефтепроявления могут быть представлены в виде:

- жидкой нефти;

- налетов нефтяных компонентов;
- нефтесодержащих пород.

При описании нефтесодержащих пород следует указать равномерность распределения нефти. В случае неравномерного распределения необходимо изучить его характер в зависимости от состава, структуры и текстуры коллектора. Неравномерное нефтенасыщение может быть признаком близости водонефтяного контакта или свидетельствовать о сложности и неоднородности коллектора.

Помимо визуального осмотра, наличие нефти в породе может быть определено следующими способами:

1. Капля воды на свежий скол - если капля не растекается по поверхности породы, то керн насыщен УВ и является гидрофобным. При впитывании воды керном порода определяется как водонасыщенная.

2. Бензиновая вытяжка — измельченный керн располагается в пробирке и взбалтывается. Окрашивание вытяжки в желтый цвет свидетельствует о наличии нефти в образце.

Газонасщенность в керне может быть определена только по характерному резкому запаху в свежем керне.

Методика работы:

1) Получить два индивидуальных образца керна из предоставленного преподавателем кернового ящика характеризующиеся разным литологическим составом, текстурами, генетическими признаками, особенностями пустотно-порового пространства, признаками нефтенасыщения.

2) С использованием лупы с 6–12 кратным увеличением образец керна требуется внимательно осмотреть со всех сторон, визуально оценивая цвет, текстуру, характер включений, структуру, состав породы и проч. □Описание пород следует начать с указания названия, которое в дальнейшем по ходу исследований уточняется и дополняется.

3) Необходимо использовать форму отчетности - таблицу заполненную по образцу (таблица 5).

Таблица 5.

Пример оформления отчетности по практической работе №3

<p>Образец № 1, Площадь Агапитовская, Скважина 14 Керна 2, Интервал 2418–2423 м, Проходка 5 м, Выход керна 5 м – 100 %</p>	
	
<p>Песаник кварцевый Название породы</p>	
<p>От бежевого до коричнево бурово. Кричнено-бурый оттенок характеризует окисленные зоны. Цвет во влажном и сухом состоянии</p>	
<p>Массивная Текстура</p>	
<p>Псаммитовая Структура</p>	
<p>Отсутствуют Отсутствуют Органические остатки</p>	
<p>Кварц, полевые шпаты. Цемент породы карбонатный Особенности минерального состава</p>	
<p>Отсутствуют Включения и конкреции</p>	
<p>Порода плотная Степень уплотнения</p>	
<p>Порода пористая Видимые невооруженным глазом поры или пустоты;</p>	
<p>Две небольших трещины заполненные предположительно органическим веществом Трещины</p>	
<p>Не наблюдаются Признаки углеводородов</p>	

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

Интерпретация геофизических данных.

Подсчет запасов нефти

Цель работы: научиться интерпретировать данные каротажных кривых с целью дальнейшего выделения коллекторов и подсчета запасов на нефтегазовом месторождении.

Исходные данные для работы:

На месторождении расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе, пробурено 12 разведочных скважин. Информация о координатах скважин, их альтитуде и глубине продуктивного горизонта Ю приведена в таблице 1.

В скважине 17 проведен стандартный комплекс ГИС. Интерпретатор сделал для вас планшет, выделил границы пластов, но забыл подписать породы и тип насыщения в коллекторах. Сейчас он находится в командировке в Восточной Сибири, где нет связи, поэтому вам необходимо будет самостоятельно подписать типы пород и насыщение в коллекторах на планшете.

Предполагаемая глубина водонефтяного контакта в абсолютных отметках составляет -2659.9 м. Средняя пористость – 0.27 д.ед. (27%), средняя водонасыщенность по залежи – 0.28 д.ед. (28%).

Кондиционные пробы нефти отсутствуют, поэтому для оценки плотности нефти и других ее параметров требуется использовать месторождения-аналоги.

Методика выполнения работы:

1. Проинтерпретировать кривые по скважине 17 на предосталвенном каротажном планшете, подписать предполагаемые породы.

2. Рассчитать общую толщину пласта и коэффициент песчаности по ГИС в скважине 17. Интервал целевого пласта ($2960-3003$ м в MD). Примите рассчитанные общую мощность пласта и коэффициент песчаности постоянным для всей залежи.

3. Построить структурную карту и геологический разрез залежи используя схему размещения скважин и и исходные данные из таблицы № 6.

4. Подсчитать запасы нефти (геологические, извлекаемые).

Таблица 6.

Исходные данные

№ скважины	Координата X	Координата Y	Альтитуда, м	Глубина кровли про-дуктивного пласта Ю, м
11	14410705	7479012	342.1	3009.4
12	14423108	7461430	346.4	3016.9
13	14423507	7470684	341.9	3056.4
14	14417801	7460947	351.6	3014
15	14420837	7479826	342.3	3009.4
16	14410471	7468952	356.3	3041.4
17	14420113	7466778	343	2960
18	14413800	7483991	342.8	3000.5
19	14410510	7454376	377.4	3119.3
110	14408246	7451376	376.9	3167.2
111	14416117	7472583	375.1	3018
112	14416120	7469286	358.5	3002.8

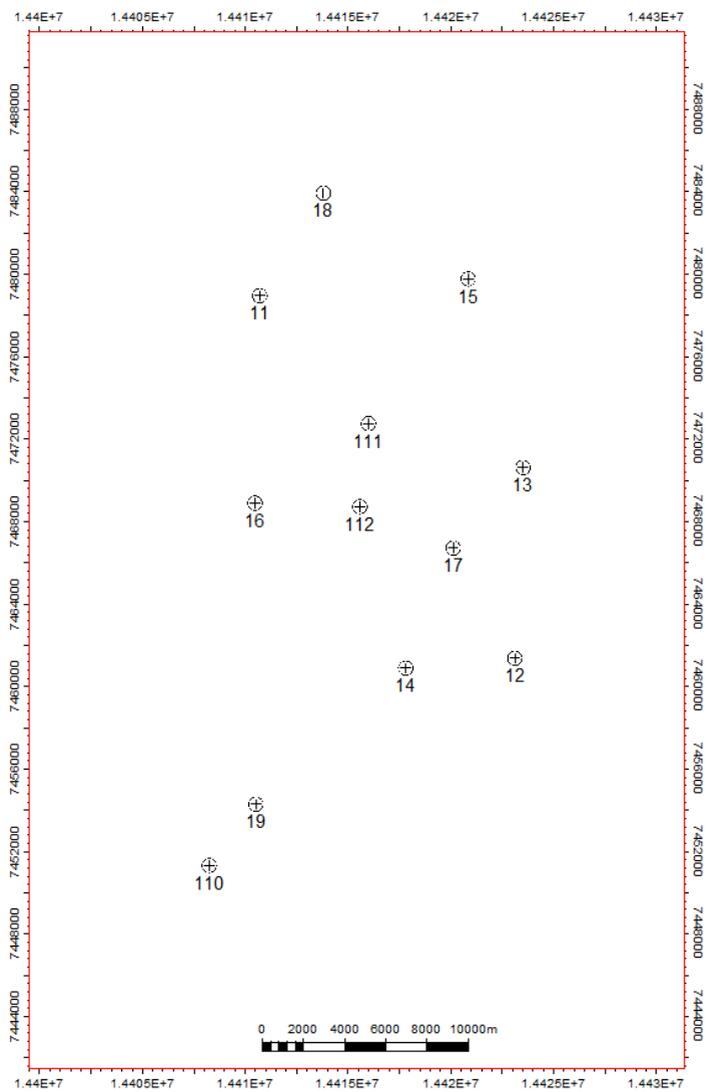


Рис. 2. Схема размещения скважин

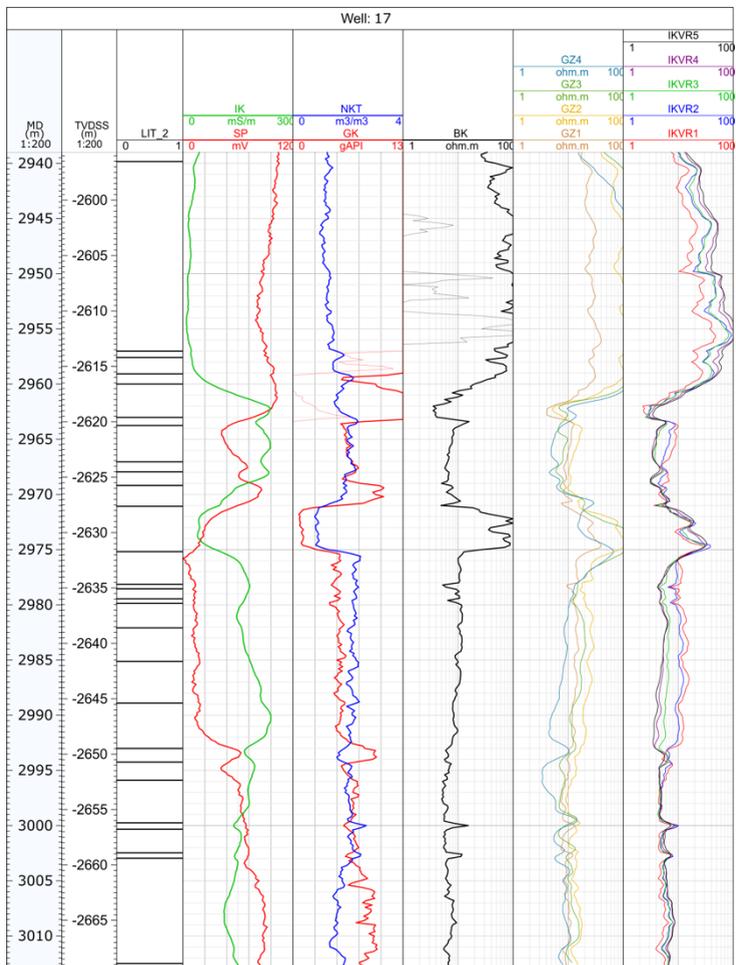


Рис. 3. Каротажный планшет. MD – измеренная глубина, м; TVDSS – глубина в абсолютных величинах, м; SP – кривая потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), мВ; GK – кривая гамма-каротажа (ГК), gAPI; NKT – нейтронный каротаж (НК), у.е.; IK – индукционный каротаж, мСм/м; BK – боковой каротаж, Ом; GZ1-GZ4 – каротаж кажущегося сопротивления, Ом; IKVR1-ИКVR5 – каротаж ВИКИЗ (сопротивления), Ом; LIT_2 – разметка пластов по литологии, которую нужно заполнить

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

Исследование образцов методом рентгеновской компьютерной микротомографии (микро-КТ)

Цель работы: ознакомление с принципом работы рентгеновского компьютерного микротомографа и областями применения данного метода исследований.

Задачи работы: определение коэффициентов пористости по результатам микротомографических исследований образцов.

Рентгеновская компьютерная микротомография - это реконструкция трехмерных моделей рентгеновских изображений. Изображения получаются тем же методом, что и в медицинской КТ, но исследуемые объекты имеют меньший размер, а для получаемых изображений характерно более высокое разрешение. Метод позволяет проводить неинвазивные исследования внутренней структуры объектов. Не требуется ни пробоподготовки, ни окрашивания образцов, ни изготовления тонких срезов.

Теоретическое обоснование работы:

Принцип работы микротомографа аналогичен медицинскому рентгеновскому томографу, но имеет меньшие размеры и более высокое разрешение. Устройство позволяет изучать пространственную структуру объектов с высокой точностью, не подвергая их разрушению. Томография не требует подготовки образцов, применения методов контрастирования, получения тонких срезов и т.д. – простое сканирование позволяет получить полные сведения о пространственной структуре образца с высоким разрешением и получить образец обратно в неизменном виде.

Микрофокусная рентгеновская трубка освещает объект и с помощью планарного детектора излучения получают увеличенные его теневые проекции. В процессе сканирования объект поворачивается и на компьютере накапливается пакет из сотен виртуальных сечений. Затем можно просмотреть вид любого сечения или, объединив сечения вместе, получить объёмное изображение образца.

Программное обеспечение позволяет изучать характеристики «виртуального среза» объекта в любой заданной плоскости, измерять пространственные морфометрические параметры и воссозда-

вать реалистичные визуальные модели для демонстрации внутренней структуры объекта.

Основные задачи, решаемые с помощью рентгеновской микротомографии в нефтяной геологии

- Определение общей и открытой пористости с высокой точностью;
 - Получение формы порового пространства в объеме (оценка формы и размера пор), диагностика насыщения пор углеводородами/водой.
 - Выявление физических и химических изменений, включая фильтрационные, возникающие при применении кислотной обработки воздействия на пласт;
 - Получение объемных текстурно-структурных характеристик для штуфов горных пород и бурового шлама. Возможно выявление визуально ненаблюдаемых текстур.
 - Точный объемный (в отличие от шлифов) гранулометрический анализ сильно литифицированных пород.

Несомненным плюсом микротомографии является оперативность получения результатов и возможность пространственного анализа исследуемых объектов. Последнее выгодно отличает томографические методы от традиционно используемых **шлифов и пришлифовок, позволяющих изучать только** отдельные сечения.

Все виды исследований могут проводиться на одном образце, при этом образец остается в неизменном виде и пригоден для изучения другими методами.

Наиболее широко в нефтяной геологии микротомографические исследования применяются для определения пористости пород и оценки порового пространства.

Исходные данные для работы:

По результатам микротомографических исследований были определены следующие параметры: $V_{образца}$, $V_{пор}$, $V_{сообщ. пор}$, $V_{пор\ фильтр}$, средний диаметр пор (таблица 7), также была определена проницаемость образцов (по результатам ФЕС).

Таблица 7.

Результаты исследований образцов

№ обр.	$V_{\text{образца, см}^3}$	$V_{\text{пор, см}^3}$	$V_{\text{сообщ. пор, см}^3}$	$V_{\text{пор фильтр., см}^3}$	Средний диаметр пор, мм	Проницаемость, мД
1	9,52	1,26	1,02	0,52	0,52	0,17
2	10,04	1,42	0,98	0,49	0,48	0,16
3	9,56	1,79	1,12	0,68	0,54	0,22
4	9,85	1,36	1,26	0,85	0,35	0,18
5	8,92	1,97	1,68	1,01	0,36	0,25
6	10,1	1,74	1,32	0,95	0,42	0,18
7	9,86	1,85	0,75	0,32	0,54	0,19
8	10,32	1,62	1,23	0,96	0,56	0,19
9	9,48	1,82	1,56	1,02	0,32	0,23
10	8,76	1,62	1,42	0,85	0,45	0,16
11	8,96	1,21	1,02	0,96	0,34	0,17
12	9,25	1,13	0,95	0,45	0,41	0,16
13	9,34	1,28	0,94	0,65	0,53	0,15
14	10,76	1,45	1,26	0,98	0,49	0,18
15	9,96	2,01	1,78	1,23	0,43	0,17

Методика работы:

1. Рассчитать по формулам коэффициенты m_n , m_o , $m_{\text{эф}}$. Проверить выполняется ли условие: $m_n > m_o > m_{\text{эф}}$.
2. Определить к какой группе можно отнести поры изученных образцов.
3. Построить графики зависимости проницаемости от пористости.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6**Экстрагирование образцов породы**

Цель работы: научиться подготавливать для дальнейших исследований сухой образец коллектора путем удаления углеводородной и водяной фазы из пустотного объема породы при горячей обработке ее углеводородными растворителями в аппарате Сокслета.

Практическая работа выполняется на базе компьютерного класса кафедры геологии нефти и газа в программном комплексе компьютерных симуляторов «Исследование керна».

Теоретическое обоснование работы:

Для определения ряда физических свойств горных пород – коллекторов нефти и газа (а также воды) – таких, как пористость, проницаемость, карбонатность, плотность, гранулометрический состав, необходимо иметь сухой минеральный скелет образца.

При подготовке образцов для определения проницаемости перед экстрагированием из отобранных на буровой кернов высверливают калиброванные цилиндры или вдоль напластования (чаще всего), или перпендикулярно слоистости пород, которые перед заправкой в аппарат Сокслета во избежание получения сколов по граням обязательно заворачивают в несколько слоев фильтрованной бумаги. Образцы при экстрагировании для других анализов могут иметь естественные поверхности скола горной породы, и при обработке ее обычным слесарным инструментом не требуют каких-либо мер предосторожности.

Экстрагирование образцов пород производится путем применения горных углеводородных растворителей с температурой кипения ниже 100°C во избежание вторичной перегонки воды, содержащихся в пористой среде коллектора. В качестве растворителей могут быть применены четыреххлористый углеводород ($t^{\circ}\text{кип.} = 76,6^{\circ}\text{C}$), бензол ($t^{\circ}\text{кип.} = 80^{\circ}\text{C}$) или спиртобензольная смесь (бензол + этиловый спирт в соотношении 1:1). Четыреххлористый углерод обладает большой летучестью и токсичностью, поэтому его обычно не используют. Бензол является легковоспламеняющейся жидкостью, что также ограничивает возможности его использования. Поэтому в учебных лабораториях обычно применяют спирто-бензольную смесь.

Экстрагирование нефтенасыщенных образцов кернов в аппарате Сокслета не имеет целью определение количественного содержания жидких фаз в пористой среде, так как при данных исследованиях невозможно дифференцировать нефте- и водонасыщенность. Но такого вида работы приводятся при экологическом мониторинге территорий нефтепромыслов при разливах нефти (аппарат Сокслета входит в комплект приборов специализированных лабораторий).

Первые циклы экстрагирования образцов сопровождаются окраской нижних слоев растворителя в экстракторе в темные тона.

Постепенно новые порции экстрагирующего раствора становятся светлее.

Экстрагирование образцов считается законченным, когда после многих циклов сливания из экстрактора в колбу растворитель становится совершенно прозрачным и не окрашивает фильтрованную бумагу. В зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и свойств, содержащихся в них нефти, экстрагирование может длиться от 10÷12 до 100÷120 часов.

По окончании экстрагирования аппарату дают остыть, после чего его разбирают. Образцы извлекают из экстрактора и помещают их на специальные поддоны, и затем высушивают в сушильных шкафах при температуре 102÷105⁰С в течение нескольких часов.

Охлаждение образцов производится в эксикаторе над слоем кристаллического хлористого кальция под вакуумом и смазанной вазелином крышкой. Для ускорения процесса и удаления паров воды, как к спецотводу в сушильном шкафу, так и к эксикатору, подсоединяют шланг вакуумного насоса (ВН-461).

Методика работы:

1. Достаньте из коробки образец и положите его на стол.
2. Возьмите кисть, примените ее к образцу. Положите кисточку на место.
3. Измерьте образец, для чего возьмите линейку и примените ее к образцу. Сначала линейка приложится к середине образца. После клика на верхнюю часть образца линейка установится по высоте. Линейку поместите обратно в шкаф.
4. Включите аналитические весы (кнопка «сеть»). Поместите на весы образец. Нажмите кнопку «повтор». На ж/к дисплее весов отобразятся показания массы образца в граммах.
5. Откройте коробку с патронами из фильтрованной бумаги. Возьмите один патрон и примените его к образцу.
6. Соберите прибор Сокслета: возьмите из нижнего отделения шкафа плоскодонную колбу и поместите ее на стол. Налейте в нее растворитель из канистры (объем налива - $\frac{3}{4}$ от общего объема колбы). Установите колбу на плитку. Канистру уберите обратно в шкаф. Переместите экстрактор на стол. Примените его к экстракто-

ру. Установите экстрактор в плоскодонную колбу. Установите поверх экстрактора холодильник. Из стены вытяжного шкафа выходят два шаровых крана, один из которых открывает и закрывает подвод воды к холодильнику. Второй кран – канализация – осуществляет отвод воды от холодильника. Достаньте из шкафа две трубки и примените их к холодильнику. Они соединят прибор с подводом и отводом воды.

7. Откройте кран доступа воды в холодильник.

8. Включите подогреватель. После включения плитки процесс идет далее автоматически.

9. Через 20 минут растворитель (здесь и далее время реального эксперимента) начинает закипать. Начнется циклически повторяющийся процесс набора–слива растворителя из экстрактора:

Пары кипящего растворителя поднимаются в верхнюю часть экстрактора по левой трубке, а затем в холодильник, где они конденсируются.

Конденсируясь, растворитель стекает на образец, расположенный в экстракторе. Постепенно уровень растворителя в экстракторе растет, и доходит до верхней точки правой трубки экстрактора.

Как только растворитель доходит до перегиба, он через эту трубку начинает сливаться обратно в колбу. При этом сливается весь растворитель, накопленный в экстракторе, это происходит за счет сил инерции и неразрывности. Во время слива пары кипящего растворителя все равно продолжают подниматься. Когда поток растворителя, стекающего по правой трубке, иссякает, то процесс наполнения повторяется вновь.

Один процесс наполнения и слива в реальности длится 30-40 мин. Полностью весь процесс в приборе длится 20-24 часа, поэтому используйте перед началом опыта бегунок ускоряющий процесс.

В самом начале опыта при первом накоплении растворитель в колбе прозрачный, а в экстракторе он становится грязно желтым, за счет вымывания частиц из образца. С каждым сливом растворитель в экстракторе становится более прозрачным и чистым, а в колбе растворитель становится более мутным.

10. По окончании всего процесса отключите нагреватель и доступ воды в холодильник. Дайте прибору остыть в течении 5 ми-

нут, при этом сверху слева появится надпись «Идет процесс остывания прибора».

11. Отсоедините шланги от холодильника, снимите холодильник, и уберите их в шкаф.

12. Снимите экстрактор с образцом внутри, примените его к столу – экстрактор окажется наклоненным к плоскости стола под углом в 45° , анимацией образец извлечется из экстрактора на стол. Экстрактор уберите в шкаф.

13. Снимите колбу, слейте жидкость в канистру с надписью «Отработанный растворитель», уберите колбу в шкаф.

14. Откройте дверцу сушильного шкафа, поместите в него образец. Включите шкаф, температура отрегулирована на 105°C . Закройте дверцу.

Начнется процесс сушки. В это время выводится надпись «Идет процесс сушки». В обратном порядке время процесса будет ускорено в 100 раз. Реальное время сушки 4 часа, виртуально процесс пройдет за 2,4 минуты. После окончания процесса шкаф выключится автоматически, сверху появится надпись «Процесс сушки завершен». Откройте дверцу, извлеките образец.

15. Поместите образец в эксикатор, сверху появится надпись «Идет процесс охлаждения».

16. Извлеките образец, положите его на стол. Закройте крышку эксикатора.

18. Взвесьте образец на весах.

19. Уберите образец в пенал.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

Определение гранулометрического состава пород продуктивного пласта ситовым методом.

Цель работы: определение гранулометрического состава пород продуктивного пласта ситовым методом.

Практическая работа выполняется на базе компьютерного класса кафедры геологии нефти и газа в программном комплексе компьютерных симуляторов «Исследование керна».

Методика работы:

Образец породы, взятый для анализа, предварительно измельчают до получения массы частиц, свободных от агрегатов зерен. Навеска материала для ситового анализа должна быть в воздушно-сухом состоянии, все крупные комки и агрегаты необходимо растереть резиновым пестиком.

1. Взять навеску сыпучего материала, равного 50 г.
 2. Подготовить к работе вибрационный стенд.
 3. Собирают набор сит так, чтобы в самом низу были сита с наименьшими отверстиями.
 4. Произвести рассеивание. Для определения продолжительности отсева необходимо периодически останавливать вибростенд и проводить отсев одним из сит вручную над листом бумаги. Если фракция не отделяет мелких частиц, то рассев окончен.
 5. Фракции, накопившиеся между отдельными ситами, взвешивают на технических весах. Точность взвешивания выбирается с учетом погрешностей измерений.
 6. Суммируется масса отдельных фракций и сравнивается с исходной величиной навески. Расхождение до 5 % является допустимым. В случае большей ошибки анализ повторяется.
 7. Результат ситового анализа выражают в виде массы каждой фракции в процентах по отношению ко всей массе навески, принимаемой за 100 %.
 8. Допустимое расхождение в параллельных анализах $\pm 2-3$ % абсолютных величин для каждой фракции, если величина фракции менее 10 %, и $\pm 3-7$ %, если величина фракции более 10 %.
- Фракцию навески, прошедшую через весь набор сит, оставляют для седиментационного анализа.

Результаты взвешивания фракций при ситовом анализе вносятся в таблицу 8. По усредненным данным таблицы 2.1 строятся интегральные и дифференциальные кривые распределения частиц породы по размерам.

Таблица 8.

Результаты исследований образцов

Усредненные данные	Расхождение в параллельных опытах	Распределение фракций в навеске, размер зерен, мм								Расхождение массы навески до и после сита, г	
		Масса навески до сита, г	>0,63	0,630-0,400	0,400-0,315	0,315-0,200	0,200-0,160	0,160-0,100	0,100-0,071		0,071-0,053
		г %	г %	г %	г %	г %	г %	г %	г %	г %	г %

Примечание: Размеры фракций при ситовом анализе принимаются в зависимости от размеров отверстий в используемом наборе сит

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения). Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 1./М.К. Иванов, Ю.К. Бурлин, Г.А. Калмыков, Е.Е. Карнющина, Н.И. Коробова. - М.: изд-во Моск. Ун-та, 2008, 112 с.

3. Инструкция по отбору, хранению и ликвидации кернового материала для геолого-поисковых, разведочных и промысловых организаций Министерства нефтяной промышленности. Миннефтепром, М., 1957, 12 с.

4. *Косков В.Н.* Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков — Пермь: изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007, 317 с.

5. *Муромцев В.С.* Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л.: Недра, 1984, 260 с.

6. *Недоливко Н.М.* Исследование керна нефтегазовых скважин. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология». Томск: изд-во ТПУ, 2008, 158 с.

7. *Щеколдин Р.А., А.Б. Тараенко, А.А. Штырляева* Документация керна нефтяных скважин. Методические указания к лабораторным работам. СПб, 2018, 36 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Практическое занятие № 1.....	4
Практическое занятие № 2.....	5
Практическое занятие № 3.....	7
Практическое занятие № 4.....	16
Практическое занятие № 5.....	20
Практическое занятие № 6.....	22
Практическое занятие № 7.....	27
Библиографический список.....	29

ДОКУМЕНТАЦИЯ КЕРНА СКВАЖИН

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов специальности 21.05.02*

Сост.: *Ю.В. Нефедов, О.М. Прищепа, В.С. Никифорова*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
геологии нефти и газа

Ответственный за выпуск *Ю.В. Нефедов*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 16.12.2021. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 1,7. Усл.кр.-отт. 1,7. Уч.-изд.л. 1,5. Тираж 50 экз. Заказ 1140.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2