

ПРИЛОЖЕНИЕ 7 К ПОЛОЖЕНИЮ КОМПАНИИ «ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНА»

**СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА. АЛГОРИТМ НАПИСАНИЯ РАЗДЕЛА
«ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА» В ОТЧЕТ**

№ П1-01.03 Р-0136

ВЕРСИЯ 1.00

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ И ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ	3
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ДВУХФАЗНОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ (НЕФТЬ–ВОДА, НЕФТЬ–ГАЗ)	12
3. ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	24
4. ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ ГП (ПОРОВОГО ОБЪЕМА И ОБЪЕМНОЙ СЖИМАЕМОСТИ)	36
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ МОДЕЛИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ (ПРИ ДИНАМИЧЕСКОЙ И СТАТИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ).....	43
6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПЫТАНИИ ОБРАЗЦОВ.....	49
7. АЛГОРИТМ НАПИСАНИЯ РАЗДЕЛА «ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА» В ОТЧЕТ	51

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ И ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

Методика распространяется на ГП-коллекторы нефти и газа и устанавливает метод определения полноты извлечения нефти из нефтесодержащей ГП коллектора за счет фильтрации через него воды. Документ регламентирует методику проведения фильтрационных исследований по физическому моделированию процесса вытеснения нефти водой на керне при помощи лабораторных установок RPS-700 компании «VINCI TECHNOLOGIES» (Франция), AFS-302 «Core Laboratories» (США), HPHT Rig «Weatherford» (Норвегия), УИПК или подобных. При этом условия вытеснения нефти водой, максимально приближаются к пластовым за счет применения пластовых или модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых температур и давления. Методика может быть применена к искусственно созданным пористым средам для решения научных задач.

Лабораторный метод предназначен для оценки эффективности вытеснения нефти водой и содержания остаточной нефти в наборной колонке керна, составленной из образцов ГП-коллекторов. Лабораторный метод основан на непосредственных прямых измерениях количества вытесненной нефти из керна при нагнетании воды. Он позволяет определить количество остаточной нефти в составном образце, а при использовании в опытах модельной дегазированной нефти, после их извлечения из кернадержателя, рассчитать остаточную нефтенасыщенность по каждому отдельному образцу.

При определении остаточной нефтенасыщенности на отдельных стандартных образцах ГП-коллекторов дополнительно, после моделирования процесса заводнения модельного пласта, применяется метод дистилляции с использованием аппарата АДЖ-2, либо - аппаратов Дина-Старка, Закса, реторт.

Стандартизуемый лабораторный метод используется для определения коэффициента вытеснения нефти при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений с применением различных систем заводнения.

Допускается использовать основные положения настоящего Раздела при оценке коэффициента вытеснения для случаев заводнения несцементированных и насыпных пористых сред.

1. Общие требования к объекту и условиям испытания

Объектом исследования для физического моделирования процесса вытеснения нефти водой, определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения является единичный или составной образец ГП правильной цилиндрической формы, изготовленный из керна изучаемого пласта и ориентированный параллельно напластованию.

При малой анизотропии ГП (при различии значений проницаемости по напластованию и перпендикулярно напластованию менее, чем в 1,5 раза) допускается применять в испытании цилиндрические образцы, ориентированные перпендикулярно напластованию.

При создании остаточной водонасыщенности в процессе подготовки образца к испытанию используют пластовую воду или её модель.

При проведении испытаний используется безводная пластовая нефть, её изовязкозная модель, либо рекомбинированная газонасыщенная модель, или глубинная проба. При отборе, хранении и транспортировке проб нефти, в том числе дегазированной, не допускается охлаждение её до температуры выпадения парафинов и контакта её с кислородом воздуха.

Для нефтей месторождений Западной Сибири, Европейской части России, нижний предел температуры транспортировки-хранения: +15°C, для нефтей Восточной Сибири, Дальнего Востока: +10°C.

Для вытеснения нефти применяют воду, используемую в качестве рабочего агента при заводнении данного объекта (либо её модель) а также другую воду, согласно требований ГТЗ на проведение НИР.

2. Аппаратура, реактивы и материалы

При подготовке и проведении испытаний применяют следующие материалы, СИ и другие технические средства:

- керосин технический по ТУ 38.401-58-10;
- гексан (нормальный гексан) по ТУ 2631-003-05807999;
- уайт-спирит по ГОСТ 3134;
- вода дистиллированная по ГОСТ 6709;
- хлористый натрий чда по ГОСТ 4233;
- азот в баллоне А-150 по ГОСТ 949;
- весы электронные 1 класса точности по ГОСТ 24104 типа METLER TOLEDO PB303S или им подобные;
- термометр лабораторный с пределами измерения от +20 до +140 °C по ГОСТ 20498;
- эксикатор по ГОСТ 25336;
- силикагель марки АСК по ГОСТ 3956;
- шкаф сушильный типа SNOL 180/350-1, или подобный с температурой нагрева не менее 115° C, с точностью установки температуры ± 2 °C;
- шкаф вытяжной химический по ГОСТ 23308;
- центрифуга рефрижераторная РС-6М, укомплектованная угловым ротором с углом наклона под 450 и с максимальной скоростью вращения не менее 6000 об/мин или аналогичная;
- штангенциркуль, с точностью измерений не менее $\pm 0,1$ мм;
- бумага фильтровальная по ГОСТ 12026;
- сатуратор для насыщения образцов под давлением типа AST-SM-500, обеспечивающий давление не менее 15 МПа или аналогичный;
- набор вискозиметров капиллярных стеклянных ВПЖ-2М по ТУ 4321-006-72002039-2005 или аналогичный;
- набор ареометров типа АН по ГОСТ 18481;

- вискозиметр пластовый электромагнитный, типа EV 1000 VINCI или аналогичный;
- шкаф термо-крио-статируемый суховоздушный с принудительной вентиляцией, термостатирование от +3 °С до +150 °С с точностью 0,1 °С;
- аппарат АДЖ-2 с точностью деления ловушки $\pm 0,1$ см³ или аналогичный;
- пикнометр типа ПЖ-2-50 по ГОСТ 25336;
- секундомер электронный любой марки, обеспечивающий точность измерения $\pm 0,01$ сек;
- посуда и оборудование лабораторное стеклянное по ГОСТ 23932 и ГОСТ 25336;
- вакуумная система, обеспечивающая получение разрежения до 10-2 мм. рт. ст.;
- пинцет медицинский по ГОСТ 21241;
- толуол, чда, хч по ГОСТ 9572;
- ацетон по ГОСТ 2603;
- масло силиконовое гидравлическое (полидиметилсилоксановая жидкость), любого производителя и марки, для применения до температуры не менее +200°С.

Допускается использование другого вспомогательного оборудования, технические характеристики которого соответствуют указанным выше.

Для определения коэффициента вытеснения нефти водой применяют установку для исследования проницаемости кернов, и другие механические системы, обеспечивающие подачу жидкости в образец при пластовом давлении и заданном постоянном расходе вытесняющего агента.

- Кернадержатель для испытания образца должен быть рассчитан на рабочее давление, т.е. давление в поровом пространстве, и температуру, соответствующие пластовым условиям основных объектов разработки, и изготовлен из коррозионностойких сталей. Кернадержатель, предназначенный для компоновки составного цилиндрического образца в резиновой манжете, должен обеспечивать надежную стыковку отдельных цилиндрических образцов и всестороннее давление на составной образец в процессе фильтрации жидкости. На выходном патрубке кернадержателя допускается установка регулятора давления, с помощью которого поддерживается заданное давление в образце в процессе испытания, а также отводы от срединной части образца на дифференциальный манометр для измерения перепада давления в процессе вытеснения и фильтрации. Кернадержатель при измерениях должен располагаться горизонтально.

В установке должны быть предусмотрены:

- Контейнеры жидкостные для нахождения в них рабочих жидкостей (нефти, воды и др. агентов), используемых в процессе подготовки и проведения испытания, оборудованные вентилями на торцах, рассчитанные на давление и температуру испытания и изготовленные из коррозионностойких сталей. Допускается наличие в них разделительного поршня.
- Двухфазный сепаратор высокого давления емкостью не менее 500 см³ для сбора вытесненной из составного образца нефти, с системой визуального контроля её количества, с точностью не менее 0,1 см³ при давлении и температуре испытания. Сепаратор должен быть оборудован минимум тремя штуцерами (один для ввода флюида и два для отвода/сброса).

- Воздушный термо/криостат, обеспечивающий поддержание заданной температуры испытания с точностью до $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$, должен вмещать: кернодержатель с составным образцом, контейнеры с рабочими жидкостями и бюретку высокого давления. Термостат должен быть оборудован смотровыми окнами для контроля за уровнем жидкости в пластовом сепараторе.
- Ручной пресс для обеспечения горного давления в системе гидрообжима керна.
- Датчики абсолютного и дифференциального давлений.
- Систему управления всеми блоками установки и компьютерную станцию для сбора, фиксирования и обработке информации.

Для поддержания постоянного пластового (порового) давления в керне, сепараторе и гидравлических линиях, необходимо на выходе из сепаратора применять регулятор поддержания давления или гидроаккумулятор. Допускается использование, для поддержания давления на выходе, насоса работающего в режиме отбора флюида либо режиме поддержания постоянного давления.

3. Подготовка жидкостей к испытанию

При подготовке жидкостей (нефти, воды) к проведению эксперимента, необходимо использовать пластовые пробы безводной нефти, пластовой воды, а также флюиды, применяемые в качестве рабочих агентов при разработке данного месторождения. При отсутствии пластовых флюидов допускается использовать их синтетически воссозданные модели.

Пластовую нефть, которая хранится в контейнере, перед проведением опыта необходимо нагреть до температуры, на 20°C превышающей пластовую температуру, для растворения парафинов, смол, асфальтенов, других компонентов выпавших в осадок при хранении. При этой температуре жидкость перемешать и выдержать в течение $2\div 3$ часов. Охлажденный до пластовой температуры флюид профильтровать с помощью предназначенного для этого фильтра установки при пластовом давлении.

В качестве модели нефти допускается использовать изовязкозную дегазированную модель нефти, которая готовится разбавлением исходной обезвоженной, очищенной от механических примесей нефти, путем растворения в ней керосина или гексана. Количество растворителя подбирается экспериментально таким образом, чтобы вязкость модели нефти соответствовала её вязкости в пластовых условиях, при естественном природном газонасыщении. Количество растворителя не должно превышать 30% объема смеси. Вязкость нефти (модели нефти) измерить при помощи вискозиметра ВПЖ-2В, и далее, пластовым электромагнитным вискозиметром. Модель нефти следует хранить в герметичных контейнерах, либо в светонепроницаемых сосудах, без доступа кислорода воздуха.

При подготовке образцов к экспериментам, создании остаточной водонасыщенности и проведении эксперимента необходимо использовать профильтрованную пластовую воду. Допускается использовать модель пластовой воды, которая готовится растворением в дистиллированной воде соли (NaCl , CaCl_2) до соответствующей пластовой солености. Перед проведением испытаний воду необходимо тщательно перемешать, профильтровать, сделать контрольные измерения её плотности (с помощью пикнометра, весов) и вязкости – с помощью капиллярного вискозиметра ВПЖ-2В или аналогичного. Измерения вязкости и

плотности жидкости проводить при нормальных комнатных условиях (+20°C, 101,33кПа) и при условиях, задаваемых в техническом задании работы.

4. Подготовка образца к испытанию

Для определения коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности необходимо использовать составной образец (наборную колонку из стандартных цилиндрических образцов) общей длиной не менее 150 мм.

Стандартные образцы цилиндрической формы должны иметь диаметр 30 ± 2 мм и высоту 30 ± 2 мм. Не допускается определение $K_{но}$ и β на стандартных цилиндрах, размеры, которых менее 25 x 26 мм. Отбор и изготовление образцов ГП осуществлять с помощью камнерезных, вертикально- сверлильных и шлифовальных станков, обеспечивая параллельность торцов образцов.

При определении коэффициента вытеснения нефти из трещиновато-кавернозных или трещиновато-порово-кавернозных ГП применяют составные образцы общей длиной не менее 300 мм и диаметром не менее 38 мм.

В пределах составного образца изменение проницаемости отдельных элементов (цилиндрических образцов) не должно превышать 50% от среднего значения. Число составных образцов различной проницаемости определяется диапазоном изменения проницаемости продуктивного пласта и может достигать $5 \div 10$.

При проведении тестов необходимо придерживаться положения о минимальной длине колонки. Длина колонки образцов должна иметь минимальный размер, рассчитанный по формуле:

$$L_{\min} = 1000 \sqrt{K \cdot m} \quad (1)$$

где:

K - проницаемость, мкм^2 ;

m - пористость, доли единицы;

L_{\min} – минимально допустимая длина составного образца, мм.

Высверленные на подготовительном этапе образцы керна, необходимо поместить в стеклянные аппараты Сокслета, и провести экстракцию спирто-бензольной смесью (соотношение компонентов 1/3) в течение не менее 4 недель. Обессоливание производить в водяной циркуляционной стеклянной системе при температуре дистиллированной воды не выше 40°C, и только в том случае, если образцы не содержат в своем скелете водорастворимые или набухающие минералы. После отмывки от УВ и солей образцы проветрить, высушить в сушильном шкафу при температуре +105 °С. Высоко глинистые, полимиктовые образцы необходимо сушить при +80 °С. Далее определить фильтрационно-емкостные свойства образцов по газу с помощью установки АР-608, либо аналогичной. Информация о пористости и проницаемости образцов необходима для подбора коллекции с широким диапазоном указанных характеристик.

По известным значениям абсолютной проницаемости отдельных образцов, однородного литологического состава, скомпоновать составную колонку таким образом, чтобы по направлению течения флюидов каждый последующий образец имел меньшую проницаемость. Различие проницаемости отдельных образцов в составной модели пористой среды, не должно превышать 50 % от среднего значения проницаемости.

Создать на отдельных образцах остаточную водонасыщенность, соответствующую её значению, исходя из реального природного насыщения ГП-коллектора, любым стандартизованным методом (с помощью центрифуги, капиллярным вытеснением, методом сушки и др.). Для моделирования начальной нефтенасыщенности, образцы с остаточной водонасыщенностью помещаются в резервуар (сатуратор) с керосином для замещения воздуха на керосин, и вакуумируются. Затем образцы дожимаются керосином давлением 18-20 МПа, для растворения и выноса оставшегося воздуха из порового пространства.

Составленную из стандартных образцов, подготовленную к эксперименту колонку керна поместить в манжету из витона, собрать торцевые плунжеры и поместить всю сборку в кернодержатель. Заполнить внутреннее пространство кернодержателя гидравлической жидкостью (силиконовым маслом), с помощью системы заполнения и обжима колонки образцов. Ручным прессом создать давление обжима 8 МПа.

Примечание: На установках иностранного производства (RPS-700, AFS-302 и др.) давление измеряется в *Psi*, объёмный расход жидкости задаётся и измеряется в *см³/мин*, в соответствии со стандартами API (США) и IFP (Institut Francais du Petrole).

*Перевод единиц измерения: 1Па = 1,45038 *10⁻⁴Psi ; 1Psi = 6,894 Па.*

При компоновке составного образца в резиновой манжете, когда содержание воды задается в соответствии с остаточной водонасыщенностью в пластовых условиях, после установки в кернодержатель его донасыщают керосином. При появлении керосина на выходном конце закрывают выходной вентиль и, продолжая подачу керосина в образец, увеличивают давление до пластового (давления испытания), при этом опережающе повышают давление обжима до значений, превышающих давление в составном образце не менее, чем на 8 МПа. Поднимают давление в специальном жидкостном контейнере до давления испытания и фильтруют керосин через образец в количестве 2 объемов пустот (пор). При наличии в установке дифференциального манометра определяют проницаемость составного образца по керосину при «комнатной» температуре.

Затем повышают (понижают) температуру в термо/криостате с кернодержателем и контейнерами с нефтью и водой, до температуры испытания и выдерживают при температуре и давлении испытания не менее 24 часа.

Керосин замещают нефтью, прокачивая ее через составной образец, в количестве не менее 3 объемов пустот при линейной скорости перемещения жидкостей в образце, не превышающей 5 м/сут. При использовании газонасыщенных нефтей на выходе из образца контролируют газонасыщение путем перевода нефти, прошедшей через керн и блок поддержания порового давления в бюретку-сепаратор атмосферного давления, с отводом газа сепарации на газомер (ГСБ).

По завершении всех подготовительных операций образец выдерживают в течение 24 часов при температуре и давлении испытания, для восстановления смачиваемости порового пространства коллектора. Если в техническом задании НИР обозначен другой (большой) срок выдержки для восстановления смачиваемости, то необходимо выполнить требования ГТЗ.

5. Порядок проведения испытания

При проведении испытания для замера вытесненной нефти используют сепаратор высокого давления с визуальным контролем за количеством вытесненной нефти или специальный жидкостный контейнер с последующим определением количества нефти после испытания (или несколькими порциями в процессе испытания), или мерную бюретку-сепаратор при использовании на выходном патрубке после кернодержателя и регулятора давления.

Вытеснение нефти из керна производить при подаче воды с постоянным объемным расходом. Объемная скорость подачи воды в пористую среду должна выбираться, исходя из ожидаемых скоростей фильтрации воды при принятой системе разработки изучаемого объекта, но не превышать в пересчете на линейную скорость – 2 м/сут. Для трещиноватых, кавернозных, высокопроницаемых образцов, расход воды в экспериментах задавать и поддерживать от 4 до 6 см³/час. При исследовании двух и более моделей пористой среды одноименного пласта коллектора, отличающихся по проницаемости, необходимо расходы воды в опытах задавать такими, чтобы скорости продвижения фронта в высокопроницаемых моделях были больше, чем скорости в коллекторе с меньшей проницаемостью.

Линейную скорость при испытании образца вычисляют по формуле:

$$V_{\text{лин}} = \frac{864Q}{F \cdot m(1 - S_{\text{в.ост.}} - S_{\text{н.ост.}})} \quad (2)$$

где:

$V_{\text{лин}}$ - скорость линейная, м/сут;

Q - расход закачиваемой воды, см³/с;

F - площадь поперечного сечения образца, см²;

m - пористость, доли единицы;

$S_{\text{н.ост.}}$ - условно принимаемая величина коэффициента остаточной нефтенасыщенности (в пределах 0,2 - 0,3), доли единицы;

$S_{\text{в.ост.}}$ - остаточная водонасыщенность составного образца, доли единицы.

Нагнетание вытесняющей воды при выбранной скорости проводят непрерывно до полного обводнения выходящей жидкости, но не менее 3-5 объемов пустотного пространства. Затем через составной образец прокачивают вытесняющую воду в количестве 2 объемов пустотного пространства при скорости, в 5 раз превышающей скорость, выбранную для вытеснения.

В заключительной стадии каждого эксперимента необходимо прокачать через керн воду при меньших (на 20%) объемных расходах на 3-4 режимах и определить проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности.

В случае использования в эксперименте газонасыщенной нефти. Объем вытесненной из составного образца нефти высчитывают по показаниям пластового сепаратора, за вычетом нефти «из мертвых» (паразитных) объемов. «Мертвые объемы» гидравлических линий «до и после керна» для каждой установки определяются при калибровке установок при запуске их в эксплуатацию, либо даются производителем установок.

При использовании, для сбора вытесненной нефти, схемы с атмосферным сепаратором градуированной бюреткой, измеряют объем и плотность дегазированной нефти. Далее, объем вытесненной нефти переводят в пластовые условия по формуле:

$$V_{\text{н}} = b * V_{\text{д}} \quad (3)$$

где:

V_H - объем вытесненной из образца нефти, приведенной к условиям испытания (пластовым), см^3 ;

V_D - объем дегазированной, нефти в мерной бюретке-сепараторе, см^3 ;

b – объёмный коэффициент нефти, по результатам исследования PVT соотношений, при подобных условиях дегазации.

При использовании в опытах изовязкозной модели нефти (дегазированной), после проведения опыта, составной образец размонтируют, и отдельные цилиндрические образцы помещают в экстракционные приборы Дина-Старка (Закса, АДЖ, реторты) для определения водонасыщенности и расчета остаточной нефтенасыщенности.

6. Определение коэффициента вытеснения нефти водой

Коэффициент вытеснения нефти водой для составных образцов в манжете, содержащих остаточную воду в количестве, соответствующем пластовым условиям, считают по формуле:

$$\beta = \frac{V_H}{V_{H.нач.}} \quad (4)$$

где:

β - коэффициент вытеснения нефти водой;

$V_{H.нач.}$ - объем нефти, первоначально содержащейся в образце, определяемый по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенным к условиям испытания (пластовым).

Коэффициент вытеснения нефти водой для составных образцов в пластиковой или металлической оболочке, содержащих остаточную воду в количестве, превышающем остаточную воду в пластовых условиях (обычно на 5 - 15%), рассчитывают по формуле:

$$\beta = \frac{1 - S_{в.ост.} - S_{н.ост.}}{1 - S_{в.ост.}} \quad (5)$$

где:

$S_{в.ост.}$ - содержание остаточной воды в ГП в пластовых условиях, определяемых, как среднее или наиболее вероятное, по данным различных исследований, в том числе анализа керна, отобранного в процессе бурения с использованием промывочных растворов на нефтяной основе, в долях объема пор.

$S_{н.ост.}$ - содержание остаточной нефти после вытеснения водой в составном образце, приведенное к условиям испытания (пластовым), в долях объема пор.

Содержание остаточной нефти в составном образце ($S_{н.ост.}$) определяют по формуле:

$$S_{н.ост.} = \frac{V_{H.нач.} - V_H}{V_{пор}} \quad (6)$$

где:

$V_{пор}$ - объем пор (пустот) образца, см^3 ;

$$V_{н.нач.} = V_{пор} - V_{в.ост.} \quad (7)$$

где:

$V_{в.ост.}$ - объем остаточной воды в образце, см

Допускается использование для определения коэффициентов вытеснения нефти водой стандартной импортной аппаратуры, снабженной устройством для сканирования образца рентгеновскими или гамма лучами, и обеспечивающей регистрацию профилей насыщенности образца в ходе эксперимента. При этом, при физическом моделировании процесса вытеснения нефти водой, обязательными для выполнения опытов, являются требования по минимальной длине составного образца, значениям вязкости флюидов, идентичности натурным пластовой температуры и давлений порового и горного (либо эффективного).

Примечание: Эффективное давление – разница между горным и пластовым давлениями.

7. Оценка точности определения коэффициента вытеснения

При определении коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения могут возникать методические погрешности, связанные с:

- несовершенством аппаратуры;
- неправильным определением паразитных объемов установки;
- низкими абсолютными значениями объемов пористой среды, объемов начальной нефти, объемов остаточной нефти;
- переводом остаточной газированной нефти из пластовых условий в стандартные.

Относительную погрешность определения коэффициента вытеснения рассчитывают по формуле (8), используя выражение:

$$\frac{\Delta\beta}{\beta} = \frac{\Delta V_n}{V_n} + \frac{\Delta V_{н.нач.}}{V_{н.нач.}} \quad (8)$$

где:

V_n - погрешность измерения объема нефти, приведенного к условиям эксперимента;

$\Delta V_{н.нач.}$ - погрешность измерения объема начальной нефти в образце.

Допускается при определении коэффициента вытеснения относительная погрешность не превышающая $\pm 0,05$ д.ед.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ДВУХФАЗНОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ (НЕФТЬ–ВОДА, НЕФТЬ–ГАЗ)

Настоящий раздел распространяется на нефтесодержащие ГП и устанавливает метод определения коэффициента фазовой проницаемости по нефти и воде, нефти и газу при их совместной стационарной фильтрации в пластовых условиях. МИ рассчитана на использование в качестве основного испытательного оборудования – программно-измерительного комплекса ПИК-ОФП/ЭП созданного компанией «Геологика» г. Новосибирск или аналогичного, а также установке НРНТ Rig «Weatherford» (Норвегия). Лабораторный метод может быть применен к искусственно созданным пористым средам для решения научных задач.

Стандартизуемый лабораторный метод регламентирует основные параметры эксперимента при определении коэффициента относительной фазовой проницаемости при совместной фильтрации нефти и воды, нефти и газа на образцах ГП коллекторов порового типа, отобранных из продуктивных пластов при наличии в поровом пространстве двух подвижных фаз нефти и воды, нефти и газа (при неподвижной воде).

Лабораторный стенд ПИК-ОФП/ЭП или аналогичный предназначен для определения относительной фазовой проницаемости по нефти и воде на «чистых», без глинистых ГП. Установка НРНТ Rig, предназначена для определения ОФП по нефти и газу, а также ОФП по нефти и воде на глинистых ГП.

Для ГП кавернозно-порового типа и микротрещиноватых коллекторов данный метод позволяет проводить качественную оценку фильтрационных характеристик.

Допускается использовать основные положения настоящего раздела при оценке коэффициента относительной фазовой проницаемости для случаев изучения процессов совместной фильтрации нефти и воды на слабосцементированных и насыпных пористых средах.

Значения коэффициентов относительной фазовой проницаемости используют в гидродинамических расчетах при проектировании разработки ГП нефтегазодобывающих залежей и анализе разработки нефтяных, нефтегазодобывающих и нефтегазоконденсатных месторождений с применением заводнения, водогазового и других методов воздействия.

1. Общие требования

Объектом испытания является единичный или составной образец ГП правильной геометрической формы, приготовленный из керна изучаемого пласта и ориентированный параллельно напластованию.

При малой анизотропии ГП (при различии значений проницаемости по напластованию и перпендикулярно напластованию менее чем в 1,5 раза) применяют единичный или составной образец ГП, ориентированный перпендикулярно напластованию, т.е. при использовании керна целиком или после его обточки.

Процесс испытания заключается в осуществлении совместной стационарной фильтрации 2-х фаз (нефти и воды, нефти и газа) через исследуемый образец при условиях максимально приближенных к пластовым.

Условия испытания должны обеспечивать сохранение или воспроизведение естественных физико-химических характеристик системы ГП - пластовые флюиды, поддержание в процессе эксперимента значений температуры и давления, соответствующих пластовым.

Скорость совместного течения флюидов во время испытания выбирается, исходя из значений промысловых скоростей перемещения фронта вытеснения (фактических или проектируемых).

При проведении испытания используют пластовые нефть, газ и воду, либо их модели, а также жидкости и газы, применяемые в качестве рабочих агентов при разработке месторождения.

2. Материалы и оборудование

При определении коэффициента ОФП по нефти и воде, нефти и газу дополнительно к стендам ПИК-ОФП/ЭП и НРНТ Rig применяют следующие СИ, вспомогательное оборудование, материалы и реактивы:

- весы аналитические электронные типа A&D HR-200 первого класса точности в диапазоне $0 \div 200$ г;
- штангенциркуль цифровой PRO-MAX FOWLER модель S235, с точностью измерения $\pm 0,05$ мм;
- термометр лабораторный с пределами измерения от $+10$ до $+40^{\circ}\text{C}$ по ГОСТ 20498;
- эксикатор по ГОСТ 25336;
- шкаф сушильный типа SNOL 180/350-1, или подобный с температурой нагрева не менее 115°C , с точностью установки температуры $\pm 2^{\circ}\text{C}$;
- шкаф вытяжной химический по ГОСТ 23308;
- центрифуга рефрижераторная РС-6М, по ТУ 5.375-4263, укомплектованная угловым ротором с углом наклона под 450 и с максимальной скоростью вращения не менее 6000 об/мин или аналогичная;
- сатуратор для до насыщения образцов под давление типа AST-SM-500, обеспечивающий давление не менее 150 кгс/см²;
- аппараты Сокслета по ГОСТ 25336;
- аппараты Дина-Старка с точностью деления ловушки $0,1$ см³;
- бумага фильтровальная по ГОСТ 12026;
- посуда лабораторная стеклянная и оборудование лабораторное по ГОСТ 23932 и ГОСТ 25336;
- вискозиметр типа ВПЖ-2 по ГОСТ 25336;
- вискозиметр пластовый электромагнитный, типа EV 1000 VINCI или аналогичный;
- вакуумный насос по ГОСТ 25663;

- шкаф термо-крио-статируемый суховоздушный с принудительной вентиляцией, термостатирование от +3 °С до +150 °С с точностью 0,1 °С;
- вода дистиллированная по ГОСТ 6709;
- вода пластовая;
- натрий хлористый, чда по ГОСТ 4233;
- уайт-спирит по ГОСТ 3134;
- силикагель марки АСК по ГОСТ 3956;
- азот ОСЧ в баллонах А-150 по ГОСТ 9293;
- спирт этиловый ректифицированный технический по ГОСТ 55878;
- устьевая безводная нефть отобранная по ГОСТ 2517;
- керосин технический по ТУ 38.401-58-10;
- гексан (нормальный гексан) по ТУ 2631-003-05807999;
- бензол, чда, хч по ГОСТ 5955;
- толуол, чда, хч по ГОСТ 9572;
- масло трансформаторное по ГОСТ 982;
- безводная нефть, отобранная по ГОСТ 2517;
- натрий йодистый, чда.

Допускается использование других СИ, если по точности и пределам измерений они не ниже указанных.

При компоновке установки для определения фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды являются обязательными следующие узлы:

- Блок насосов (механическая система), обеспечивающий подачу жидкостей и газа в образец ГП-коллектора при пластовом давлении в различных соотношениях при постоянном суммарном расходе.
- Кернодержатель, предназначенный для компоновки составного образца в резиновой манжете, должен обеспечивать надежную стыковку отдельных цилиндрических образцов, поддержание всестороннего давления обжима и ввод жидкостей (газа) в образец. Замер перепада давления производят на серединной (рабочей) части образца в процессе испытания. Кернодержатель должен быть рассчитан на рабочее давление и температуру, соответствующие пластовым условиям данного объекта разработки (изучаемого пласта), и изготовлен из коррозионностойких сплавов. Кернодержатель при измерениях ОФП располагается вертикально. Подача флюидов при ОФП Н-В осуществляется снизу, а при определении ОФП Н-Г, флюиды подаются сверху.
- Контейнеры жидкостные из коррозионностойких сплавов, предназначенные для рабочих жидкостей и газов, оборудованные вентилями и разделительными поршнями, рассчитанные на рабочее давление и температуру.
- Специальный контейнер-сепаратор для сбора вытесненных из составного образца жидкостей (и газа) при давлении и температуре испытания, объем которого должен быть не менее 500 см³. Специальный контейнер должен быть изготовлен из коррозионностойких сплавов, оборудован одним входным и двумя выходными

отводами с вентилями, служащими для ввода поступающих из составного образца жидкостей и перевода их в «атмосферную» мерную бюретку-сепаратор или просто для регулирования давления посредством блока поддержания противодействия.

- Для создания противодействия на выходной линии, после контейнера-сепаратора, устанавливается блок противодействия (BPR, регулятор давления) для перевода части флюидов в атмосферные условия. Регулировка давления в блоке, осуществляется азотом из газового баллона, и дополнительно жидкостным насосом.
- Для сбора выходящих из образца жидкостей и газа также может применяться сепаратор-бюретка высокого давления, обеспечивающий непрерывное визуальное измерение объема жидкости с точностью не менее $0,1 \text{ см}^3$ при давлении и температуре испытания.
- Воздушный термо/криостат, обеспечивающий нагрев (охлаждение) и поддержание необходимой температура с точностью $0,1^\circ\text{C}$. В термо/криостате размещаются кернадержатель, контейнеры с рабочими флюидами и контейнер-сепаратор высокого давления для сбора флюидов «после керна». Допускается применение жидкостных термостатов или системы электрообогрева.
- Для оценки текущей водонасыщенности при испытаниях ОФП Н-В, установка должна иметь измерительную схему (систему) для измерения электрического сопротивления на центральном участке составного образца по 4-х электродной мостовой схеме и соответствующий прибор RLC-метр. Частота электрического тока, подаваемого на питающие электроды (входной и выходной плунжеры кернадержателя), задается на уровне 1 кГц.
- Для оценки текущей газонасыщенности во время экспериментов ОФП Н-Г, установка должна иметь: источник гамма-излучения Ам-241 (америций) с энергией гамма-квантов 60 кэВ мощностью не более 7,4 ГБк, детектор (сцинтилятор NaJ), фотоэлектрический умножитель, усилитель с анализатором и соответствующим интерфейсом, компьютерной станцией и ПО по обработке исходной информации.
- Ручной пресс для обеспечения горного давления в системе гидрообжима керна с манометром для визуального контроля давления.
- Датчики абсолютного давления на входе и выходе в модель пласта.
- Дифференциальные манометры на два (три) диапазона измерения перепада давления на участке центрального образца керна.
- Систему управления всеми блоками установки и компьютерную станцию для сбора, фиксирования и обработке информации.

Определение насыщенности образца в процессе испытания проводят с помощью вышеперечисленных приборов, обеспечивающих измерение значений насыщенности с точностью не менее 10 % (относительных).

При определении насыщенностей методом гамма-сканирования Ам-241, для повышения точности определений, допускается добавление во флюиды поглощающих реагентов (например, NaJ, CsCl в водную или иодоктан, иододекан в УВ фазу).

3. Подготовка рабочих жидкостей к испытанию

При определении фазовых проницаемостей используют пластовые пробы безводной нефти, пластового газа и пластовой воды, а также флюиды, применяемые в качестве рабочих

агентов при разработке данного месторождения. При отсутствии пластовых флюидов используют их модели.

В качестве модели нефти используют дегазированную нефть, разбавленную растворителем (керосином, гексаном, петролейным эфиром, стабильным газоконденсатом), количество которого подбирается экспериментально таким образом, чтобы вязкость модели нефти соответствовали пластовым условиям. Количество растворителя не должно превышать 30% объема смеси. Для приготовления изовязкозных моделей нефти месторождений Восточной Сибири, допускается количество растворителя 50% от объема смеси. При использовании рекомбинированных проб нефти, их приготовление должно осуществляться насыщением дегазированной нефти УВ газами, соответствующего компонентного состава. Перед подготовкой модели дегазированную нефть очищают от механических примесей, воды и твердой фазы фильтрованием или центрифугированием.

Внимание! При отборе, транспортировке и хранении дегазированной нефти не допускается:

- охлаждение ее ниже $+10^{\circ}\text{C}$;
- контакта нефти с кислородом воздуха;
- попадания на нее дневного света.

Несоблюдение перечисленных требований приводит к необратимому выпадению твердой фазы (асфальтенов, смол) затуханию фильтрации нефти и значительным искажениям результатов определений фазовых проницаемостей.

Пластовую нефть, модель нефти или рекомбинированную пробу, хранящиеся в жидкостных контейнерах, нагревают до температуры, на $+10^{\circ}\text{C}$ превышающей пластовую. При этой температуре нефть в условиях периодического перемешивания выдерживают в течение 2-3 часов. Охлажденную до пластовой температуры нефть фильтруют через образец ГП, проницаемость которого соответствует средней проницаемости исследуемого образца. Нефть считают пригодной для проведения эксперимента, если при ее фильтрации через образец не наблюдается затухания.

Вязкость модели нефти определяют при комнатной и пластовой температурах с помощью капиллярного вискозиметра типа ВПЖ-2 и пластового электромагнитного вискозиметра, типа EV 1000 VINCI (либо аналогичного). Не допускается определение вязкости нефти (пластовой газонасыщенной нефти), расчетным методом и шариковым вискозиметром.

В качестве модели газа используют индивидуальные УВ газы, смеси газов или азот. Вязкость индивидуальных газов при рабочем давлении и температуре определяют по справочным материалам. В случае использования синтетической смеси газов, используют расчетный метод определения вязкости, с учетом мольной доли каждого компонента. Компонентный состав синтетического газа, получают по результатам хроматографического анализа.

В качестве модели воды применяют растворы, солевой состав которых аналогичен составу пластовой воды, либо растворы NaCl, NaJ, KJ, при гамма- сканировании, соответствующей солености. Пластовую воду тщательно перемешивают в сосуде хранения и перед заливкой в контейнер фильтруют. Вязкость определяют при комнатной и пластовой температуре.

Исходные параметры жидкостей и газа, применяемых в эксперименте, заносят в таблицу.

4. Подготовка образца к испытанию

Для определения фазовых проницаемостей при совместном течении нефти, газа и воды используют составной образец ГП, монтируемый из отдельных цилиндрических образцов с ненарушенной структурой, диаметром не менее 28 мм и длиной не менее 29 мм.

Отдельные цилиндрические образцы, высверленные из керна, отобранного из продуктивного пласта, экстрагируют соответственным образом подобранными экстрагентами: спирто-бензольной смесью в соотношении компонентов 1:3, четыреххлористым углеродом, хлороформом или другими растворителями до полного удаления УВ. Окончание экстракции определяют по отсутствию окраски растворителя через 12-16 часов после прекращения нагревания аппарата Сокслета.

Внимание! Не допускается применение экстрагентов, реагирующих с породообразующими минералами и цементирующим веществом.

При высокой минерализации пластовой (остаточной) воды образцы ГП, не содержащие водорастворимые и набухающие минералы, промывают дистиллированной водой в аппаратах Сокслета. Образцы ГП, содержащие водорастворимые или набухающие минералы, подготавливают по специальной МИ с учетом специфики состава.

Промытые образцы сушат до постоянной массы (с точностью 0.001 г) в сушильном шкафу при температуре от +102°C до +105°C. Образцы сильно глинистых (например, полимиктовых) ГП, содержащих более 20% глинистых минералов, сушат при температуре не более +70°C. Для ускорения сушки допускают использование вакуумного сушильного шкафа. Высушенные образцы до проведения эксперимента хранят в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием.

По известным значениям абсолютной проницаемости отдельных цилиндрических образцов komponуют составной образец таким образом, чтобы по направлению течения флюидов каждый последующий образец имел меньшую проницаемость. Различие проницаемости отдельных образцов, из которых komponуется составной образец, не должен превышать 50% от среднего значения проницаемости. Торцы отдельных образцов обрабатывают с помощью планшайбы на шлифовальном круге, а для обеспечения большей надежности капиллярного контакта между ними прокладывают слой фильтровальной бумаги.

Применяемый в эксперименте ОФП Н-В, на установке ПИК-ОФП/ЭП, составной образец должен иметь минимальную длину 90 мм.

При определении ОФП Н-Г, и ОФП Н-В на установке с гаммасканированием, составной образец должен иметь минимальную длину 250 мм (при диаметре 38мм).

Рабочий участок составного образца в тесте ОФП Н-В (ПИК-ОФП/ЭП), на котором проводятся измерения перепада давления и водонасыщенности, должен быть равноудален от входного и выходного торцов и иметь длину от 30 мм до 1/3 длины образца.

Составной образец помещают в кернадержатель установки ПИК-ОФП/ЭП (или НРНТ Rig) и насыщают пластовой водой. Для этого образец отвакуумируют, и закачивают в него пластовую воду из контейнера до появления ее на выходном конце образца. Затем продолжают подачу воды, подняв и поддерживая давление равное пластовому, прокачивают

через образец воду в количестве 2-3 объемов пор. Подключив дифференциальный манометр, измеряют проницаемость для воды при 100% водонасыщенности.

По завершении подготовительных операций образец и контейнеры с рабочими флюидами выдерживают в течение 16-24 часов при температуре и давлении, соответствующих пластовым.

Основные характеристики единичных и составного образца заносят в таблицу.

5. Порядок проведения испытания при совместной стационарной фильтрации

Эксперимент по определению фазовых проницаемостей для нефти и воды, нефти и газа проводят при рабочем давлении, максимально приближенном к пластовому, но величина рабочего давления должна не менее, чем в 10 раз превышать величину перепада давления на всем образце, чтобы не учитывать изменение объема газа при течении через образец.

Определение фазовых проницаемостей проводят на нескольких режимах с различными заданными соотношениями нефти, газа и воды в фильтровальном потоке при постоянной суммарной объемной скорости фильтрации всех фаз.

Суммарную объемную скорость течения нефти, газа и воды выбирают, исходя из реальных или ожидаемых скоростей фильтрации при разработке изучаемого объекта, но не превышающей в пересчете на линейную скорость - 2 м/сут.

Линейную скорость при испытании образца вычисляют по формуле:

$$V_{\text{лин}} = \frac{864Q}{F * m(1 - S_{\text{во}} - S_{\text{но}} - S_{\text{го}})} \quad (9)$$

где:

$V_{\text{лин}}$ - линейная скорость, м/сут;

Q - суммарный расход закачиваемых жидкостей, см³/с;

F - площадь поперечного сечения образца, см²;

m - пористость, доли единицы;

$S_{\text{во}}$ - остаточная водонасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли единицы;

$S_{\text{но}}$ - остаточная нефтенасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли единицы;

$S_{\text{го}}$ - остаточная газонасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли единицы.

Каждый режим фильтрации продолжают до достижения стационарного (установившегося) состояния, фиксируемого по стабилизации показаний дифференциального манометра ($\Delta P = \text{idem}$), стабилизации замеров электрического сопротивления или показаний детектора при гаммасканировании на рабочем участке образца. В рабочем Журнале фиксируют параметры эксперимента (расходы всех фаз, величину установившегося перепада давления, результаты замеров водо- и газонасыщенности).

После проведения испытания остужают (поднимают) температуру до комнатной при поддержании давлений в образце. Далее, снижают поровое давление до атмосферного, при

одновременном снижении давления гидрообжима (имитирующего горное, эффективное давление), и размонтируют составной образец. При использовании изовязкозной модели нефти, в опытах ОФП Н-В, отдельные образцы после опыта, помещают в аппарат Дина-Старка для контроля величины остаточной нефтенасыщенности.

Для ускорения проведения эксперимента при определении фазовых проницаемостей для нефти и воды при их совместной стационарной фильтрации рекомендуют следующий порядок испытания:

1. Определить проницаемость по воде и электрическое сопротивление на всех центральных образцах составных моделей, которые предстоит испытать.
2. Создать остаточную воду на отдельных образцах (включая центральные образцы) с помощью центрифуги либо методом полупроницаемой мембраны.
3. Прокачать через составной образец не менее 3-х объемов пор нефти при пластовом давлении и температуре. Подключив дифференциальный манометр, замерить перепад давления и рассчитать проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности.
4. На каждом режиме, при определенном соотношении нефти и воды в потоке, фильтрацию начинать на скорости в 10 раз выше рабочей при отключенном дифференциальном манометре для более быстрого установления насыщенности, соответствующей данному соотношению нефти и воды в потоке.
5. После прокачке нефти и воды при заданном соотношении в количестве 2-3 объемов пор образца на повышенной скорости перейти на рабочую скорость, подключить дифференциальный манометр и продолжить закачку жидкостей до достижения установившейся стационарной фильтрации.
6. Состояние установившейся фильтрации зафиксировать по стабилизации показаний дифференциального манометра и замеров электрического сопротивления на рабочем участке образца.
7. Количество режимов определить возможностями экспериментальных установок, но оно должно быть не менее пяти: 100% нефти в потоке, 25% воды в потоке, 50% воды, 75% воды, 100% воды в потоке.
8. После проведения испытания составной образец размонтировать и отдельные образцы поместить в аппарат Дина-Старка.

При проведении экспериментов по определению ОФП по нефти и газу, при их совместном стационарном движении, необходимо выбирать следующие режимы фильтрации: 100% нефти в потоке, 5% газа в потоке, 25% газа в потоке, 50% газа, 75% газа, 95% газа, 100% газа в общем потоке.

6. Обработка результатов испытания

Величины фазовых проницаемостей считают по формулам:

$$K_{Hi} = \frac{Q_{Hi} \mu_H l}{\Delta P_i F} \quad (10)$$

$$K_{Gi} = \frac{Q_{Gi} \mu_G l}{\Delta P_i F} \quad (11)$$

$$K_{Bi} = \frac{Q_{Bi} \mu_B l}{\Delta P_i F} \quad (12)$$

где:

K_{Hi} , K_{Gi} , K_{Bi} - фазовые проницаемости для нефти, газа и воды i -того режима, мкм²;

Q_{Hi} , Q_{Gi} , Q_{Bi} Расходы нефти, газа и воды в условиях эксперимента, см³/с ;

μ_{Hi} , μ_{Gi} , μ_{Bi} - вязкости нефти, газа и воды при условиях эксперимента, мПа*с ;

ΔP_i - перепад давления на i -том режиме, 10⁵ Па ;

F - площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца, см²;

l - длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см .

Значения ОФП для нефти, газа и воды считают по формулам:

$$K_H^{OTH} = \frac{K_H}{K} * 100 \quad (13)$$

$$K_G^{OTH} = \frac{K_G}{K} * 100 \quad (14)$$

$$K_B^{OTH} = \frac{K_B}{K} * 100 \quad (15)$$

где:

K_H^{OTH} , K_G^{OTH} , K_B^{OTH} - ОФП для нефти, газа и воды;

K_H , K_G , K_B - фазовые проницаемости для нефти, газа и воды, мкм² ;

K - проницаемость образца для нефти при остаточной водонасыщенности, мкм².

Фазовые проницаемости относят к величине проницаемости для нефти при начальной нефтенасыщенности, которая является фильтрационной характеристикой ГП коллектора в условиях равновесия породообразующих минералов с флюидами до начала разработки. Данная характеристика принимается за базовую величину, исходя из концепции эффективного порового пространства, и добычи из природного резервуара нефти (УВ сырья), а не абстрактного флюида.

Текущие значения насыщенности образца двумя фазами при проведении испытания определяют с помощью комплекса методов.

Водонасыщенность (в опытах ОФП Н-В) каждого режима испытания определяют по замеренным значениям электрического сопротивления.

Калибровочную кривую зависимость параметра насыщения P_H от водонасыщенности - предварительно строят в логарифмическом масштабе при подготовке испытания.

Параметр насыщения определяют для каждого режима по формуле:

$$P_H = \frac{R_i}{R_{100}} \quad (16)$$

где:

P_H - параметр насыщения, доли единицы ;

R_i - электрическое сопротивление измерительного участка образца на i -том режиме, Ом ;
 R_{100} - электрическое сопротивление измерительного участка образца при 100 % водонасыщенности, Ом.

Газонасыщенность (в опытах ОПФ Н-Г) каждого режима на составном образце ГП определяют по показаниям гамма-сканирования по формуле:

$$S_{oi} = \frac{\ln J_g - \lg J_i}{\lg J_g - \lg J_{os}} \quad (17)$$

где:

S_{oi} – текущая насыщенность нефтью на i -том режиме, доли единицы ;

J_g – показания фиксируемой детектором интенсивности гамма-излучения сканирования при газонасыщенности образца равной 100%;

J_i – показания фиксируемой детектором интенсивности гамма-излучения сканирования на i -том режиме фильтрации;

J_{os} – показания фиксируемой детектором интенсивности гамма-излучения сканирования при начальной нефтенасыщенности образца.

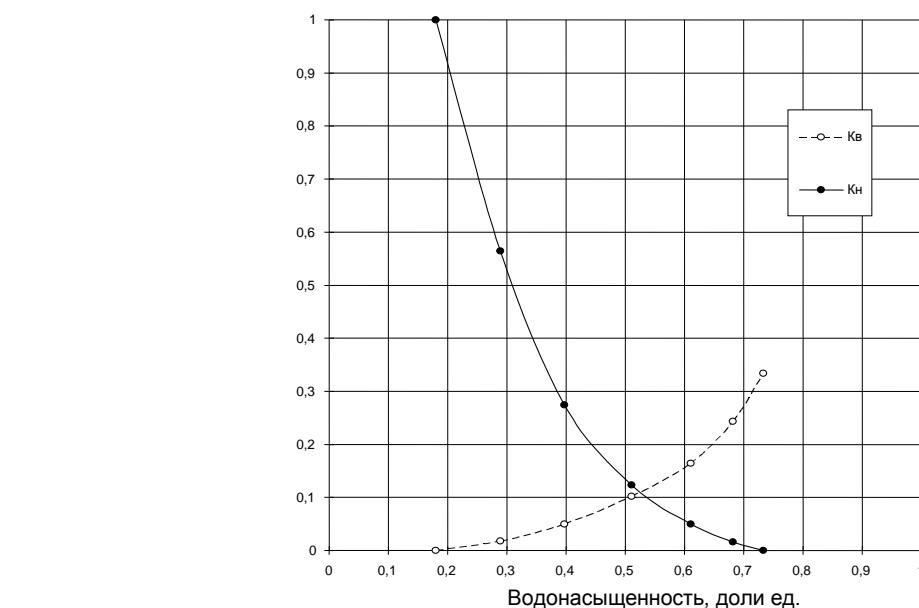
Рассчитанные значения фазовых проницаемостей, ОПФ и соответствующих им насыщенностей, помещают в Таблицу 1.

Таблица 1
Относительные проницаемости для нефти и воды

ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ S_w , %	ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ДЛЯ ВОДЫ, %	ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ДЛЯ НЕФТИ, %
1	2	3
34	0	100
36,3	0,3	50,3
41,1	0,8	21,1
49,9	1,6	8,7
60	4	2,6
67,4	8,7	0,8
72	15,6	0
Образец № 1 $m=11,81\%$ $K_f=3,91$ мД $K_v=011$ мД, $K_{н(ост. вода)}=0,07$ мД, $K_{в(ост. нефть)}=0,01$ мД		

Результаты определения фазовых проницаемостей при совместном течении нефти и газа отражают в подобном виде, как и результаты ОПФ Н-В (рисунок 1).

Допускаются другие графические представления полученных результатов.

Отно
сительНефтяное месторождение, скв. 911, пласт БВ
Образец 112.**Рис. 1 Относительные фазовые проницаемости для нефти и воды**

Для использования результатов экспериментов в математических расчетах технологических показателей разработки по данным таблицы строят зависимости в виде аналитических функций с помощью специальных программ.

7. Требования к точности измерений

При определении ОФП допускают относительную погрешность 10%, что соответствует 5 % ошибке при определении фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды и проницаемости для воды при 100 % водонасыщенности.

Относительную погрешность $\frac{\delta K}{K}$ складывают из относительных ошибок экспериментального определения всех величин, входящих в расчетную формулу:

$$\frac{\delta K}{K} = \frac{\delta V}{V} + \frac{\delta t}{t} + \frac{\delta \mu}{\mu} + \frac{\delta l}{l} + \frac{\delta F}{F} + \frac{\delta \Delta P}{\Delta P} \leq 0,05 \quad (18)$$

Величину погрешности определения объема считают по формуле:

$$\frac{\delta V}{V} = 0,005 \quad (19)$$

Погрешность определения времени определяют по формуле:

$$\frac{\delta t}{t} = 0,001 \quad (20)$$

Погрешность определения вязкости определяют по формуле:

$$\frac{\delta\mu}{\mu} = 0,01 \quad (21)$$

Суммарную погрешность определения размеров образца определяют по формуле:

$$\frac{\delta l}{l} + \frac{\delta F}{F} = 3 \frac{\delta l}{l} = 0,01 \quad (22)$$

Погрешность перепада давления должна быть не более:

$$\frac{\delta\Delta P}{\Delta P} = 0,05 - 0,005 - 0,001 - 0,01 - 0,01 = 0,024 \text{ или } 2,4\% \quad (23)$$

При определении насыщенности образца нефтью, газом и водой допускается относительная погрешность 10%.

Допускается использование для определения относительных фазовых проницаемостей стандартной импортной аппаратуры типа AXRP-200, снабженной устройством для сканирования образца рентгеновскими лучами и обеспечивающей регистрацию профилей насыщенности образца в ходе эксперимента, или иной близкой по техническим характеристикам и аналогичной по назначению.

8. Требования безопасности при испытании образцов

Подготовка образцов:

1. Перед началом работ проверяют аппараты Дина-Старка, герметичность всех соединений, надежность закрепления аппарат, исправность электроплитки.
2. Экстракцию УВ из образцов проводят в вытяжном шкафу с включенной вентиляцией.
3. При вакуумировании образцов и рабочих жидкостей стеклянные сосуды укрывают сеткой или полотенцем.

Проведение испытания:

1. К работе на установке допускается инженерно-технический персонал, прошедший проверку знаний по технике безопасности.
2. Установка должна опрессовываться не реже одного раза в год, а результаты опрессовки - оформляться актом испытания.
3. Перед пуском установки проверить исправность всех коммуникаций. При включенной установке проводить какие-либо ремонтные работы в приборах и коммуникациях запрещается.
4. Строго соблюдать меры предосторожности, предусмотренные правилами эксплуатации баллонов со сжатыми газами.

В лаборатории обязательно иметь огнетушитель, песок, кошку и другие средства пожаротушения; оборудовать рубильник для обесточивания всего электрооборудования в случае пожара.

3. ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Общие сведения

В механике ГП для нефтяной индустрии нет ничего нового, однако концепция ММЗ нашла распространение только в конце 1990-х годов. ММЗ опирается на интегрирование данных из различных источников в модели, предоставляющей параметры механики ГП месторождения, скважины или коллектора. К стандартным выходным данным модели относятся упругие свойства, прочность ГП и величина и направление напряжения в условиях естественного залегания. Эти данные представляют собой основную выходную информацию для любого последующего анализа деформаций или разрушений.

К геомеханике имеют отношение сейсмопрофили, каротажные диаграммы, лабораторные замеры на керне и т.д., иными словами, большинство данных, полученных и собранных нефтяными компаниями для характеристики своих месторождений.

ММЗ лежит в основе любого геомеханического анализа и, как таковая, определяет точность всех последующих получаемых ответов по геомеханике. Эти характеристики включают главным образом упругие свойства, прочность ГП, поровое давление, а также величину и направление напряжений в условиях естественного залегания.

Упругие свойства включают коэффициент Пуассона (ν), модуль Юнга (E), модуль сдвига (G) и объемный модуль упругости (K). Эти модули соотносятся с акустическим и плотностным каротажом с помощью следующих уравнений:

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left[\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right]^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right) - 1} \quad (24)$$

$$G = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \quad (25)$$

$$E = 2G(1 + \nu) \quad (26)$$

$$K = \rho_b \left(\frac{1}{\Delta t_c^2} - \frac{4}{3\Delta t_s^2} \right) \quad (27)$$

Прочность ГП определяется величиной нагрузки, которую может выдержать образец ГП до разрушения. Прочность на одноосное сжатие (или неограниченная прочность на сжатие) (UCS) соответствует прочности образца, испытываемого на разрушение без ограничивающего давления. Поскольку установленных формул, непосредственно

увязывающих данные ГИС с прочностью ГП, не существует, неограниченная прочность на сжатие обычно рассчитывается с помощью эмпирических зависимостей, выведенных из данных ГИС и лабораторных исследований керна.

Состояние напряжения в естественном залегании обычно описывается горным давлением (σ_z), минимальным горизонтальным (σ_h) и максимальным горизонтальным (σ_H) основными напряжениями. Полное описание охватывает величину, ориентацию и распределение напряжений. Горное давление рассчитывается интегрированием плотности пласта; для расчета минимальной и максимальной величины горизонтальных имеются различные математические модели, причем наиболее распространенной является модель напряжений в упругой пористой среде. В первую очередь в большинство моделей напряжений вводятся свойства упругой ГП. Действующее напряжение определяется по формуле:

$$\sigma' = \sigma - P_{\text{pore}} \quad (28)$$

Упругие свойства, рассчитанные по данным ГИС, называются «динамическими» (v_{dyn} , E_{dyn} , G_{dyn} , K_{dyn}), поскольку акустический каротаж проводится на высоких частотах. Поскольку деформация или разрушение ствола скважины представляет собой относительно медленный процесс по сравнению с распространением волн высокой частоты, в качестве геомеханических эталонов используются «статические» наборы данных, полученных при лабораторном исследовании керна. Как таковые, «динамические» каротажные диаграммы упругих свойств обычно калибруются по одноточечным «статическим» замерам свойств керна. Для расчета статических модулей упругости на основе динамических значений существует ряд корреляций.

Аналогичным образом, при оценке прочности ГП на основе эмпирических зависимостей рекомендуется производить калибровку неограниченной прочности на сжатие, выведенной из данных ГИС, по статическим данным, полученным при лабораторных исследованиях керна. Кроме того, величину минимального горизонтального напряжения следует калибровать по давлениям смыкания трещины при ГРП.

Распространенным способом оценки правильности ММЗ является проведение анализа разрушений в существующей скважине, по которой имеются данные многозаходной кавернометрии или имиджевого сканирования. Прогнозы ММЗ, касающиеся разрушения (при сдвиге или растяжении) можно сравнить с реальными событиями, зафиксированными в стволе скважины (прорывы или искусственно образованные трещины). После этого можно подтвердить или поставить под сомнение точность модели. При несоответствии прогнозов разрушения и реальных фактов в параметры ММЗ необходимо внести соответствующие коррективы.

В отличие от керна, который по экономическим соображениям охватывает только небольшие вполне конкретные интервалы, каротажные инструменты обеспечивают непрерывное получение данных по всему стволу скважины, и эти данные являются предпочтительной вводной информацией для ММЗ. Одноточечная информация, например, получаемая при анализе керна, применяется для калибровки. Как уже упоминалось ранее, помимо данных ГИС для дальнейшей работы требуются и другие замеры.

1.2. Механические испытания на образцах керна

Для изучения механики нефтесодержащих ГП существует широкий выбор разработанных лабораторных испытаний. Они обеспечивают данные о фундаментальных свойствах ГП для характеристики или проектирования скважин, а также служат источниками информации о том, как могут повести себя пласты при сложных линиях напряжений вокруг стволов скважин или в коллекторах в течение срока эксплуатации месторождения. В контексте создания ММЗ цель лабораторных испытаний механических свойств ГП имеет тройственный характер:

- корреляция параметров, выведенных по данным ГИС, с механическими характеристиками;
- часть общих процедур калибровки ММЗ;
- обеспечение вводных данных в анализ стабильности ствола скважины и уплотнения, которые невозможно получить на основе каротажных диаграмм.

Выводы о прочностных свойствах можно сделать только эмпирически на основе непрерывной адаптации данных ГИС, однако в конкретных точках их можно непосредственно определять лабораторными измерениями, причем, если данные каротажа отражают динамические упругие свойства, их статические (механические) эквиваленты и неупругие параметры можно вывести только на основе лабораторных испытаний или адаптации исторических данных. Таким образом, непрерывные каротажные данные в сочетании с отдельными лабораторными испытаниями дополняют друг друга.

По мере того, как ГП подвергается все возрастающему напряжению, в ней происходит упругая деформация, а если она подвергается достаточно высоким силам растяжения и напряжениям, действующим в различных направлениях, она пластически деформируется до достижения пиковой прочности. Если допустить, что ГП обладает изотропной линейной упругостью, характеристики деформации в общих чертах можно описать, пользуясь любыми двумя из четырех взаимосвязанных статических параметров упругости (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига и объемный модуль упругости), а также по константе статической упругости пористой среды Био α . Для многих пористых осадочных ГП α приближается к единице, а из остальных четырех параметров E и ν можно легко и одновременно определить в ходе одного испытания (G и K при этом можно вычислить).

Не менее значимыми лабораторные исследования образцов керна являются для составления оптимального дизайна ГРП.

В Таблице 2 показаны типовые лабораторные исследования прочностных свойств ГП выполняемых на образцах керна, в Таблице 3 настоящего раздела показаны области применения результатов лабораторных тестов при решении различных задач, а в Таблице 4 показаны возможности лабораторных тестов по определению статических и динамических упругих свойств ГП.

Таблица 2
Типовые лабораторные исследования для изучения прочностных свойств ГП

ИСП. №	ОПИСАНИЕ
1	Испытание на одноосное сжатие
2	Испытание на сопротивление раздавливанию
3	Испытание на одноосное сжатие с измерением деформации образца
4	Одноэтапное (ISRM, тип I) испытание на трехосное сжатие (или растяжение)

ИСП. №	ОПИСАНИЕ
5	Одноэтапное (ISRM, тип I) испытание на трехосное сжатие (или растяжение) с измерением деформации образца
6	Испытание (ISRM, тип II) на трехосное сжатие (или растяжение) с многоэтапным разрушением
7	Испытание (ISRM, тип II) на трехосное сжатие (или растяжение) с многоэтапным разрушением с измерением деформации образца
8	Испытание на смятие толстостенного цилиндра
9	Прямое испытание на растяжение
10	Brazil не прямое испытание на растяжение
11	Brinell - Испытание на твердость
12	Скорость ультразвука (ATT, UWP) в условиях окружающей среды
13	Скорость ультразвука (ATT, UWP) при повышенных напряжениях
14	Пористость по результатам насыщения
15	Пористость по расширению газа
16	Дифференциальный анализ растяжения (DSA)

Таблица 3

Области применения лабораторных исследований прочностных свойств ГП

ПРИМЕНЕНИЕ НА НЕФТЕПРОМЫСЛЕ	ИСПЫТАНИЕ №
Оценка буримости	1 - 7, 11
Анализ стабильности ствола и прогноз стабильности необсаженного ствола	1 - 13, 16
Прогноз выноса мехпримесей	1 - 13, 16
Проектирование и выбор заканчивания	1 - 13, 16
Дизайн ГРП	1 - 13, 16
Корреляции с данными ГИС	3,5,7,12,13,14,16
Оценка минимального горизонтального напряжения в условиях залегания	3,5,7,12,13,16
Описание пласта	3,5,7,12, 13, 14
Описание прочности	1 до 7, 11
Прочие аспекты механики нефтесодержащих ГП	5,7,14,16

Таблица 4

Лабораторные испытания упругих свойств

ИСП. №	СТАТИЧЕСКИЕ УПРУГИЕ СВ-ВА				ДИНАМИЧЕСКИЕ УПРУГИЕ СВ-ВА			
	E	G	K	v	E _{dyn}	G _{dyn}	K _{dyn}	V _{dyn}
3	√	●	●	√				
5	√	●	●	√				
7	√	●	●	√				
12	●	●	●		√	√	√	√
13	●	●	●		√	√	√	√
16							√	

1.3. Требования к образцам керна

Наиболее достоверные исследования прочностных свойств получаются на образцах полноразмерного керна. Но так как это не всегда возможно вследствие отсутствия необходимого объема керна или отсутствия необходимого лабораторного оборудования, то приходится проводить тесты на образцах меньшего диаметра, как правило, диаметром 30 мм и 1½ дюйма. Такая практика в исследованиях нефтяных месторождений стала общепринятой, хотя анализ образцов диаметром 30 мм неизбежно приводит к более серьезным ошибкам в измерениях и неопределенностям, чем анализ образцов диаметром 1½ дюйма или полного размера. В целях сведения к минимуму таких последствий при большинстве механических испытаний сохраняется необходимость в использовании образцов с соотношением высоты и диаметра 2:1 и во внесении поправок в любые данные о пределе прочности на сжатие, полученные при анализе образцов меньшей высоты.

Одной из основных проблем лабораторных испытаний является нарушение свойств образцов при их выносе с глубинных горизонтов, и эти свойства могут еще более измениться при неправильном хранении и обращении. По этой причине всегда рекомендуется пользоваться по мере возможности консервированным или свежим керном. К дальнейшим изменениям характеристик может также привести использование неподходящих флюидов при подготовке и испытании образцов, а поэтому образцы необходимо готовить и испытывать, пользуясь соответствующими смачивающими и поровыми флюидами, в частности, легкими УВ (например, керосином) или синтетической пластовой водой (чаще всего с содержанием KCl или NaCl). Наконец, поскольку прочность и жесткость большинства осадочных ГП возрастает в сухом состоянии, а также, поскольку почти все ГП в естественном залегании смачиваются какой-либо жидкой УВ или водной фазой, испытания на сухих образцах неприемлемы, и их следует избегать.

Для изучения прочностных свойств образцов керна для неконсолидированных ГП, а также образцов керна отобранных из нефтематеринских ГП (БАК, доманик и др.) рекомендуется проведение исследований на образцах с сохраненной насыщенностью без экстрагирования. Определение ФЕС образцов проводится по ЯМР, а также комплексированием с результатами на образцах дублерах.

2. Определение предела прочности при одноосном сжатии и одноосном растяжении

Сущность МИ заключается в измерении максимального значения разрушающего давления, приложенного к плоским торцам правильного цилиндрического или призматического образца через плоские стальные плиты при одноосном сжатии и приложенного к образующим образца на его диаметральной сечении при одноосном растяжении.

2.1. Оборудование, инструменты и материалы

Для определения пределов прочности ГП применяют оборудование, инструменты и материалы по ГОСТ 21153.0:

- установку колонкового бурения или станок вертикально-сверлильный по мощности соответствующей прочности испытываемой ГП с алмазными коронками с внутренним диаметром от 30 мм до 100 мм для выбуривания образцов;
- машину камнерезную, снабженную отрезными алмазными кругами диаметром от 150 мм до 250 мм;

- стойки типа С-III и С-IV по ГОСТ 10197 с индикатором часового типа по ГОСТ 577 или многооборотным по ГОСТ 9696 для контроля параллельности поверхностей образцов ГП;
- пресс гидравлический или универсальную испытательную машину мощностью на 20-30 % превышающей разрушающую образец силу, оснащенные сферическим шарниром и снабженные регистрирующим прибором для записи продольной деформации от нагрузки;
- эксикатор по ГОСТ 23932 и ГОСТ 25336 для хранения образцов ГП;
- угольник поверочный 90 0 типа VII по ГОСТ 3749 и штангенциркуль по ГОСТ 166 для контроля параметров образцов ГП.

2.2. Подготовка образцов к испытанию

Для испытания изготавливают цилиндрические или призматические (с квадратным поперечным сечением) образцы преимущественно из срединной части керна, ориентированного параллельно, перпендикулярно или под разными углами напластованию при соотношении высоты к диаметру от 1 до 2 при определении предела прочности при сжатии и от 0,7 до 1,1 при определении предела прочности при растяжении (бразильский метод). Проводят литологическое описание образцов с указанием мест взятия и регистрацией образцов в лабораторном Журнале.

Для слабосцементированных, кавернозно-трещиноватых и трещиноватых ГП желательно изготавливать образцы большого диаметра. Рекомендуемые диаметры образцов 1,5 дюйма, 2 дюйма и 100 мм. Образцы диаметром 100 мм изготавливаются только перпендикулярно напластованию.

Торцевые поверхности образца должны быть плоскими параллельными друг другу и перпендикулярными боковой поверхности в соответствии с допусками, указанными в Таблице 5.

Таблица 5
Допуски параллельности торцов образцов керна

НАИМЕНОВАНИЕ ДОПУСКА	РАЗМЕРЫ ДОПУСКА ПРИ ИСПЫТАНИЯХ, мм	
	СРАВНИТЕЛЬНЫХ	ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ
Отклонение от плоскости	0,03	0,05
Отклонение от параллельности	0,05	0,10
Отклонение от перпендикулярности	0,10	0,30

Отклонение от плоскостности (выпуклость, вогнутость) и параллельности измеряют индикатором, установленным на стойке. В первом случае – по спирали с шагом 5-6 мм от края торца к центру, во втором случае – по двум взаимно перпендикулярным диаметрам.

Отклонение от перпендикулярности торцевых поверхностей к образующей контролируют поверочным угольником в четырех точках каждой торцевой поверхности, смещенных друг от друга на 90°.

Боковые поверхности образца должны быть без резких неровностей и прямолинейными по всей высоте образца. Допускаемое отклонение от прямолинейности не более 0,5 мм.

Образцы одной выборки должны иметь одинаковые размеры. Допускаются отклонения диаметров от среднего арифметического значения до 1 мм, высоты до 2 мм. Расчетные значения диаметра и высоты образцов, а также указания их ориентировки регистрируют в Журнале испытаний.

Количество образцов при массовых испытаниях должно обеспечивать относительную погрешность не более 20 % при надежности не ниже 0,8 и быть не менее 6.

Количество образцов при сравнительных испытаниях должно обеспечивать относительную погрешность не более 10 % при надежности не ниже 0,95 и быть не менее 10.

Перед проведением испытаний в соответствии с техническим заданием образцы или предварительно экстрагируются с последующим определением ФЕС, объемной и минералогической плотности и насыщением моделью или пластовой водой или используются естественно насыщенные образцы.

2.3. Проведение испытаний и обработка полученных результатов

Для определения предела прочности при одноосном сжатии образец ГП устанавливают между плитами пресса гидравлического или испытательной машины, совмещая ось образца с центром плиты и нагружают до разрушения с равномерной скоростью 1-5 МПа/с с одновременной фиксацией приложенной силы или нагрузки и линейного изменения длины образца (рисунок 2).

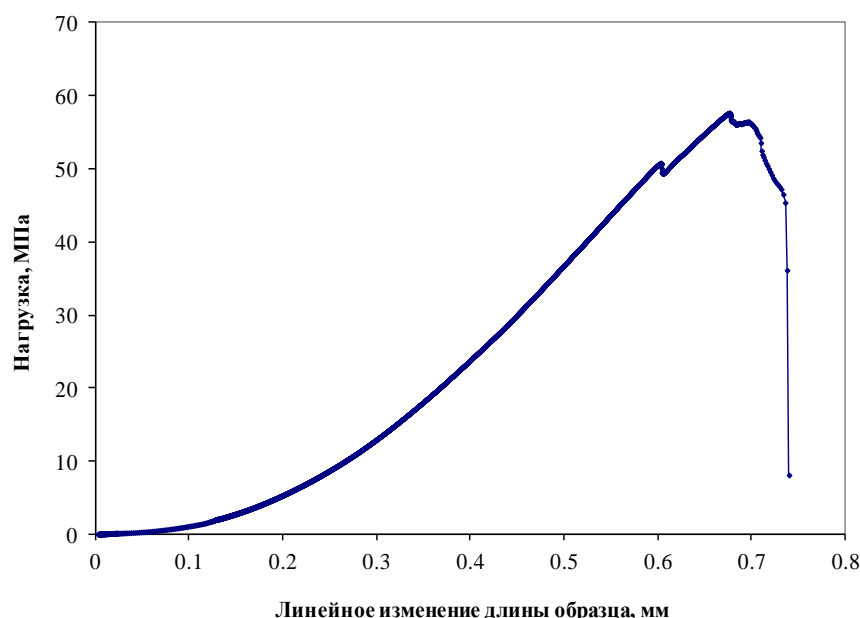


Рис.2 Типичная диаграмма поведения линейной деформации образца от нагрузки

Фиксируют максимальную величину разрушающей силы F в килоньютонах, зафиксированную силоизмерителем гидравлического пресса или испытательной машины с указанием отношения $m = h/d$ для образца.

Значение предела прочности при одноосном сжатии ($\sigma_{сж}$) в МПа вычисляют по формуле:

$$\sigma_{сж} = K_B \frac{F}{S} 10, \quad (29)$$

где:

F – разрушающая сила, кН; S – площадь поперечного сечения образца, см²;

K_B – безразмерный коэффициент образца, который устанавливают согласно Таблице 6 настоящего раздела.

Таблица 6

Определение безразмерного коэффициента в зависимости от отношения m

m	0,70	0,80	0,90	1,00	1,20	1,40	1,60	1,80	2,00
K_B	0,08	0,72	0,70	0,80	0,80	0,90	0,94	0,97	1,00

Обработку результатов испытаний n образцов производят в следующем порядке.

Вычисляют среднее арифметическое значение предела прочности при одноосном сжатии $\overline{\sigma_{сж}}$, среднее арифметическое отклонение Δ и коэффициент вариации V :

$$\overline{\sigma_{сж}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sigma_{сжi}, \quad (30)$$

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\sigma_{сжi} - \overline{\sigma_{сж}})^2}, \quad (31)$$

$$V = \frac{\Delta}{\overline{\sigma_{сж}}} \cdot 100. \quad (32)$$

Вычисления проводят с точностью:

- площади поперечного сечения до 0,01 см², округляют до 0,10 см²;
- частных значений и среднего значения m до 0,10;
- частных значений и среднего арифметического значения, СКО предела прочности при одноосном сжатии до 0,01 МПа. Значения менее 10 МПа оставляют без изменения, значения от 10 до 100 МПа округляют до 0,10 МПа, значения более 100 МПа до 0,50 МПа;
- значений коэффициента вариации до 0,01.

Для определения предела прочности при одноосном сжатии (бразильский метод) образец размещают в центре опорной плиты испытательной машины (пресса) между плитами и нагружают до разрушения равномерно со скоростью 1-5 МПа/с.

Значение предела прочности при одноосном растяжении (σ_p) в МПа вычисляют по формуле

$$\sigma_p = \frac{F}{S} 10, \quad (33)$$

где F – разрушающая сила, кН;

S – площадь поперечного сечения образца, см²;

Погрешность вычислений по формулам (31-32) и обработка результатов испытаний аналогично выше приведенному.

3. Определение модулей упругости и прочности ГП: модуль деформации, коэффициент деформации, предел прочности при объемном сжатии

Определяемые характеристики: статический модуль деформации $E_{ст}$, динамический модуль Юнга E_d , статический коэффициент деформации $\mu_{ст}$, динамический коэффициент Пуассона μ_d , предел прочности при объемном сжатии $\sigma_{сж}^0$.

Испытания на сопротивление трехосному сжатию проводится в стандартном аппарате (типа ПИК-УИДК/ПЛ или аналогичного) высокого давления оснащенном рамой для создания нагрузки с сервоприводом, рассчитанной на нагрузку не менее чем в 1000 кН, оснащенной специальным кернодержателем и ИПЛП.

Осевое давление, ограничивающее давление и поровые давления регулируется по отдельности с помощью электрогидравлических систем с обратной связью с сервоприводами. Температуру испытаний (от 20°C до +150°C) можно контролировать автоматически с помощью внутренних и наружных термодатчиков. Для регистрации осевых перемещений на опытном образце закрепляются два ИПЛП линейных перемещений. Замеры перемещений по окружности регистрируются с помощью ИПЛП кольцевых деформаций, смонтированного на цепочке, которая, в свою очередь, обматывалась по окружности образца. Допустимо применение тензодатчиков наклеиваемых на боковую поверхность образца. Осевая нагрузка измеряется датчиком внутренней нагрузки, а ограничивающее давление измеряется в течение всего испытания гидравлическим преобразователем давления.

3.1. Подготовка образцов

Образцы изготавливаются из керна перпендикулярно напластованию с применением различных технологий. После выбуривания, образцы обрезаются по торцам, торцы сглаживаются шлифовкой и обеспечивается их параллельность в соответствии со стандартами ISRM и ASTM, торцевая поверхность не должна иметь остатков шлама. Для обеспечения репрезентативных механических свойств образца ASTM и ISRM рекомендуются придерживаться отношения длины к диаметру на уровне 2:1. После этапа шлифовки производятся замеры веса, длины и диаметра образца. Затем образцы помещаются в термоусадочные рукава с толщиной стенки не более 1% диаметра образца и внутренним диаметром 0,95 – 1,0 диаметра образца. На термоусадочном рукаве необходимо нанести контрастную линию несмываемым маркером, данная линия будет служить условным «0» для ориентации образца при фотографировании и РКТ.

При работе с неконсолидированными ГП на торцах образца устанавливают фильтровальную бумагу и жесткую металлическую сетку с мелкими ячейками.

3.2. Порядок проведения испытания

3.2.1. Статические параметры:

- Цилиндрический образец керна, подготавливается к испытанию, концы сглаживаются шлифовкой и обеспечивается их параллельность в соответствии со стандартами ISRM и ASTM. Для обеспечения репрезентативных механических свойств образца ASTM и ISRM рекомендуются придерживаться отношения длины к диаметру на уровне 2:1.

- Затем образец помещается между двумя торцовыми колпачками, а поверх образца размещается термоусадочная оболочка из материала Тефлон, прикрепляется к торцовым колпачкам, для защиты от проникновения гидравлической жидкости в образец во время трехосного испытания.
- На верхнюю и нижнюю части образца и на горизонтальную поверхность крепятся соответственно два ИПЛП для определения осевого растяжения и радиальный ИПЛП.
- Аппарат высокого давления опускается на узел с образцом, а рама для воздействия нагрузкой приводится в соприкосновение с нагружающим поршнем, обеспечивающим приложение осевой нагрузки.
- В аппарат высокого давления вводится гидравлическая жидкость, и ограничивающее давление / давление камеры доводится до требуемого опытного ограничивающего давления.
- Поровое давление прилагается в соответствии с требованиями заказчика с помощью регулятора порового давления.
- Осевая нагрузка запрограммирована на возрастание вместе с контролируемой скоростью осевой деформации на уровне 0,06% в минуту до разрушения образца или достижения 5-процентной деформации. Между тем ограничивающее давление поддерживается на постоянном уровне.
- Осевое напряжение снижается до начального гидростатического уровня после разрушения образца или достижения желаемой осевой деформации.
- Ограничивающее давление снижается до нуля, а узел с образцом разбирается и фотографируется.

3.2.2. Ультразвуковые измерения (динамические параметры)

Во время испытаний на трехосное сжатие измеряются продольные и поперечные волны, проходящие через опытные образцы, испускавшиеся импульсными ультразвуковыми излучателями. Внутри опытных пластинок вмонтированы излучатели поперечных и продольных волн, изготовленные из пьезоэлектрического керамического материала. На излучатели подается определенное электрическое напряжение, которое вызывает изменение их формы, что порождает импульсы, распространяющиеся через опытный образец; эти импульсы обнаруживаются идентичными преобразователями, находящимися на противоположном конце образца, и преобразуются в электрические сигналы. Формы волн регистрируются по четырем последовательным импульсам и суммируются в целях снижения помех. Окончательные суммированные формы волн сохранены в цифровом формате и проанализированы с целью рассчитать скорости прохождения продольных и поперечных волн через образец.

Измерения скоростей ультразвуковых волн выполняются при различных осевых напряжениях как до, так и после разрушения образца. Скорости сверхзвуковых волн используются для расчета динамических механических свойств образцов.

3.3. Анализ данных

3.3.1. Статические параметры

Осевые, радиальные и объемные деформации рассчитываются компьютерной программой с помощью стандартных отношений по мере выполнения испытания, т.е. пошагового

приращения девиаторного напряжения. Осевые деформации рассчитываются, используя перемещения двух осевых ИПЛП, отслеживающих осевую деформацию: $\varepsilon_L (= \Delta L/L_0$, где L_0 – начальная длина, а ΔL – изменение длины). Осовое напряжение определяется делением измеренной нагрузки на начальную площадь поперечного сечения образца. Девиаторные или дифференциальные осевые напряжения выводятся на график соотношения как с осевой деформацией ε_L , так и с радиальной деформацией $\varepsilon_R (= \Delta D/D_0$, где D_0 – начальный диаметр, а ΔD – изменение диаметра). Дифференциальное/девиаторное напряжение (σ_d) определяется как разница между общим осевым напряжением (σ_1) и ограничивающим давлением (P_c). По правилам знаков напряжение сжатия и уплотнение (укорачивание) считаются знакоположительными. В связи с этим положительная осевая деформация указывает на укорачивание длины образца, а отрицательная радиальная деформация указывает на увеличение диаметра образца во время испытания (рисунок 3).

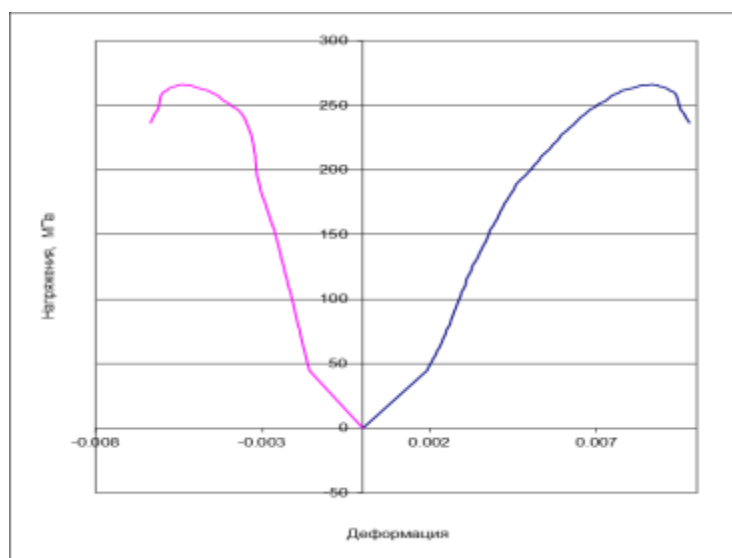


Рис. 3 Пример построения графика изменения относительных осевых и радиальных деформаций

Предел прочности при сжатии образца определяется как максимальное общее напряжение при разрушении ($= \sigma_d + P_c$). Статический модуль Юнга (E) определяется линейным наклоном по методу наименьших квадратов линейного сегмента дифференциального напряжения в сопоставлении с кривой осевой деформации, составляющего не более 50% от пикового значения девиаторного напряжения данного образца, т.е. тангенциального модуля. Статический коэффициент Пуассона определяется линейным наклоном по методу наименьших квадратов радиальной деформации в соотношении с кривой осевой деформации в том же интервале, в котором определялся модуль Юнга.

После определения статического модуля Юнга и коэффициента Пуассона можно рассчитать модуль объемной упругости (K) и модуль упругости при сдвиге (G) на основе уже определенных модуля Юнга и коэффициента Пуассона следующим образом:

$$\text{Модуль объемной упругости: } K = \frac{E}{3(1-2\nu)}, \quad (33)$$

$$\text{Модуль упругости при сдвиге: } G = \frac{E}{2(1+\nu)}. \quad (34)$$

3.3.2. Динамические параметры

Скорости продольных и поперечных волн рассчитываются по ультразвуковым волнам как функция ограничивающего давления и осевого напряжения при комнатной температуре с целью оценки изменений в свойствах ГП при нагрузке и разрушении с использованием измеренного первого поступления волны и длины образца. Первое поступление определяет количество времени, необходимое для прохода волны через опытный образец. Первые поступления отбираются вручную для их соответствия со временем появления начальной низшей точки на формах волн. Для обеспечения точного отбора значения формы волн вначале вводится в окно интервала времени, пользуясь окном данных Блэкмана, для устранения любых разрывов между началом и концом форм волн. Затем данные фильтруются с помощью полосового фильтра Баттеруорта второго порядка. По каждой форме волны выбираются высокие и низкие частоты среза путем проверки ее быстрого преобразования Фурье (амплитуды компонентов частоты в зависимости от частоты). Затем в выбранное время поступления вносится поправка на количество времени, необходимое для прохождения волн через поверхности пластинки, которое называется задержкой наружными поверхностями. После этого скорости продольных и поперечных волн рассчитываются путем деления времени первого поступления от длины образца.

Константы динамической упругости образцов по плотности образцов и скоростями продольных и поперечных волн рассчитываются с помощью следующих уравнений, выведенных из теории упругих однородных, изотропных твердых тел:

$$\text{Коэффициент Пуассона: } \nu_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (35)$$

$$\text{Модуль Юнга: } E_d = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (36)$$

$$\text{Модуль объемной упругости: } K_d = \frac{\rho (3V_p^2 - 4V_s^2)}{3} \quad (37)$$

$$\text{Модуль упругости при сдвиге: } G = \rho V_s^2 \quad (38)$$

где:

V_p , V_s , ρ – соответственно скорость продольной волны, скорость поперечной волны и плотность образца.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ ГП (ПОРОВОГО ОБЪЕМА И ОБЪЕМНОЙ СЖИМАЕМОСТИ)

Настоящий раздел распространяется на коллекторы нефти и газа и вмещающие их ГП, пустотность которых обусловлена наличием пор и каверн, и устанавливает метод определения коэффициента сжимаемости образцов ГП в лабораторных условиях при статических условиях изотропного нагружения всесторонним горным давлением. При этом определение коэффициента сжимаемости производится при полном насыщении пустотного пространства образцов ГП пластовой водой или ее моделью.

Определение коэффициента сжимаемости ГП обеспечивает получение данных для ПЗ нефти и газа с использованием метода упругого материального баланса в залежах с упруго-водонапорным режимом фильтрации.

1. Общие требования

Объектом исследования является единичный плотный образец ГП правильной геометрической формы, приготовленный из керна изучаемого пласта и ориентированный параллельно напластованию.

Перед определением коэффициента сжимаемости на образце ГП проводят определение пористости и проницаемости по МИ, изложенным в разделе 6 Положения Компании «Исследование керна» № П1-01.03 Р-0136.

Образец ГП не должен иметь текстурных особенностей, влияющих на целостность и прочность образца (выраженная трещиноватость, плитчатость, переслаивание прочносвязанных и рыхлосвязанных слоев и т.д.).

В случае наличия крупных каверн на поверхности образца, их общая площадь не должна превышать 20% от общей площади поверхности образца ГП.

2. Аппаратура, реактивы и материалы

В качестве флюида, насыщающего образец при измерении коэффициента сжимаемости используют пластовую воду или ее модель, солевой состав которой аналогичен составу пластовой воды.

В процессе подготовки образцов для исследования применяют реактивы:

- толуол чда;
- хлороформ;
- четырёххлористый углерод чда, хч;
- спирт этилированный;
- хлористый кальций безводный хч;
- бензол чда, хч,

Оборудование:

- станок специальный алмазный САСП-1 или аналогичный;
- круг отрезной алмазный;
- аппарат Закса;
- аппарат Сокслета;
- электронагревательные устройства с закрытыми гнездами;
- конфорка к электроплитке типа ЭПШ-1 или аналогичная;
- шкаф вытяжной;
- шкаф сушильный с контактным термометром, обеспечивающим установку температуры в пределах от $+50^{\circ}\text{C}$ до $+115^{\circ}\text{C}$ с точностью $\pm 2^{\circ}\text{C}$;
- эксикатор типа Э;
- весы аналитические, рассчитанные на взвешивание навесок до 200 г, обеспечивающие точность взвешивания до 0,001 г;
- герметичная емкость объемом не менее 1000 см^3 .

Допускается использование другого вспомогательного оборудования, технические характеристики которого соответствуют указанным выше.

Установка для измерения коэффициента сжимаемости комплектуется из следующих составных элементов:

- кернадержателя;
- манометров абсолютного давления;
- электронный датчик давления;
- измерительного пресса объемом не менее 350 см^3 ;
- пресса для создания всестороннего обжима до 70 МПа;
- системы трубопроводов.

Типовая схема для определения коэффициента сжимаемости образцов ГП приведена на рисунке 4.

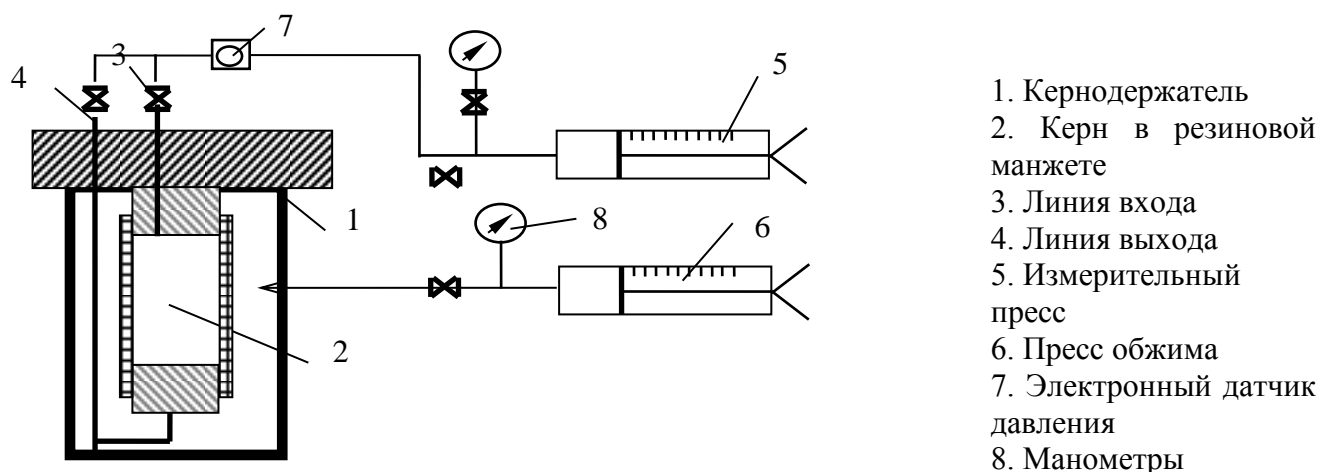


Рис. 4 Схема экспериментальной установки для измерения сжимаемости ГП

Допускается использовать другие СИ, если по точности и пределам измерений они не ниже указанных.

Применяемый кернодержатель, в котором устанавливается образец для исследования, должен обеспечивать герметизацию боковой поверхности образца и иметь отводы между торцевыми поверхностями (входной и выходной) для создания внутрипорового давления и соединения с измерительными устройствами. Отводы делают непосредственно от входа и выхода кернодержателя. Внутренний диаметр всех элементов коммуникаций не должен быть менее 1 мм.

Для измерения давления применяют электронный датчик давления и образцовые манометры с пределом измерения, обеспечивающим заданную точность, рассчитанные на давление в системе до 50 МПа.

Коммуникации в установке для определения коэффициента сжимаемости образцов ГП выполняют из трубок нержавеющей стали или латуни внутренним диаметром не менее 1 мм.

Для определения поправочных коэффициентов при проведении измерений изготавливают шаблон из нержавеющей стали, геометрические размеры которого соответствуют размерам испытываемых образцов.

3. Подготовка образца к испытанию

Образцы для определения коэффициента сжимаемости высверливают (вырезают) преимущественно из срединной части керна с исключением участков, на которых визуально наблюдаются нарушения целостности структуры образца. Производят литологическое описание ГП и регистрацию образцов в лабораторном Журнале.

Минимальные размеры кусков керна для исследования определяют возможностью получения образца цилиндрической или призматической формы, ориентированного параллельно или перпендикулярно напластованию.

Предпочтительны образцы цилиндрической формы диаметром и длиной не менее 2,5 см, с допуском не более $\pm 0,1$ см.

Маркировку образцов осуществляют черной тушью или быстросохнущей стойкой краской по очищенной поверхности. Условным значком указывают ориентацию образца относительно напластования.

Штангенциркулем измеряют диаметр и длину образца в 5 сечениях с точностью до 0,01 см и определяют среднеарифметические величины.

Образцы для проведения измерений экстрагируют и высушивают.

Образец насыщают пластовой водой или ее моделью (в дальнейшем пластовой водой) под вакуумом, поддерживая температуру постоянной, равной $+20$ °С. Режим насыщения образцов под вакуумом аналогичен требованиям процесса насыщения при определении пористости.

На образцах ГП измеряют объем порового пространства V_p , значения пористости m и проницаемости k по жидкости в соответствии с требованиями, изложенными в

Приложении 6 Положения Компании «Исследование керна» № П1-01.03 Р-0136.

В герметичную емкость помещают 1000 см³ пластовой воды и производят ее вакуумирование в соответствии с требованиями процесса вакуумирования образцов ГП при определении пористости, изложенных в Приложении 6 Положения Компании «Исследование керна» № П1-01.03 Р-0136.

4. Проведение испытания

1. Все элементы измерительной системы для определения сжимаемости обладают собственными упругими свойствами, которые вносят систематическую ошибку в измеряемые значения сжимаемости. Величина этой систематической ошибки (т.н. «упругой постоянной системы») может быть определена на образце твердого малодеформируемого материала.
2. Для определения упругой постоянной системы в кернадержатель помещают металлический шаблон, геометрически соответствующий изучаемым образцам керна. Шаблон помещают в кернадержатель, подбирая резиновую манжету таким образом, чтобы зазор между боковой поверхностью образца и стенками манжеты был минимальным, допускающим перемещение образца в манжете.
3. Приводят манжету в состояние, обеспечивающее герметизацию боковой поверхности образца, для чего подключают систему гидрообжима с использованием пресса для создания всестороннего обжима. Давление обжима σ поддерживают в пределах $5,0 \pm 0,001$ МПа.
4. Измерительный пресс вакуумируют и в него из герметичной емкости подают вакуумированную пластовую воду.
5. На торцы шаблона через систему подводящих и отводящих трубопроводов подают поровое давление P , равное $2,5 \pm 0,001$ МПа.
6. Измеряют величину объема пластовой воды из измерительного пресса, поданной на торцы шаблона, для создания соответствующего эффективного давления $(\sigma - P) = 2,5 \pm 0,001$ МПа. Показания измерительного пресса в этом случае соответствуют изменению объема как самого шаблона, так и всех упругих элементов системы.
7. Через 30, 90 и 120 минут измеряют величину порового давления P . В случае ее изменения с помощью измерительного пресса добавляют или отбирают нужный объем пластовой воды, поданный на торцы шаблона до достижения заданного значения порового давления $P = 2,5$ МПа.
8. В случае стабилизации показаний в двух последних измерениях в пределах погрешности $\pm 1\%$ фиксируют результат.
9. При отсутствии стабильных показаний производят проверку герметичности системы и повторяют измерения по п.4-8 настоящего раздела.
10. Далее осуществляют повышение давления всестороннего обжима до 7,5 МПа.

11. Отбирают необходимое количество пластовой воды из торцов шаблона и измеряют показания измерительного пресса при эффективном давлении $(\sigma-P) = 5,0 \pm 0,001$ МПа, контролируя постоянство перепада давления при заданном поровом давлении $P = 2,5$ МПа.
12. В соответствии с п. 7-8 настоящего раздела производят измерения показаний измерительного пресса при дискретном повышении эффективного давления $(\sigma-P)$ до значений 7,5 МПа, 12,5 МПа, 17,5 МПа, 25,0 МПа, 35,0 МПа.
13. Остаточные деформации системы учитывают путем проведения измерений при снижении давления обжима, т.е. эксперимент включает цикл увеличения и цикл снижения эффективного давления. После измерения значений объема пластовой воды, находящейся в системе подводящих трубопроводов измерительного пресса при эффективном давлении $(\sigma-P) = 35,0$ МПа, осуществляют обратный цикл измерений.
14. Для этого с помощью пресса для создания всестороннего обжима давление σ снижают до величины 27,5 МПа.
15. Измерительным прессом добавляют необходимый объем пластовой воды для создания эффективного давления $(\sigma-P) = 25,0$ МПа и производят измерения по п. 7-8 настоящего раздела.
16. Аналогично производят измерения показаний измерительного пресса при дискретном снижении эффективного давления $(\sigma-P)$ до значений 17,5 МПа, 12,5 МПа, 7,5 МПа, 5,0 МПа.
17. Принимая, что сжимаемость шаблона пренебрежимо мала в заданных диапазонах давления, считают зафиксированные изменения объемов присущими только данной измерительной системе и вычитают их из измеренных значений при проведении экспериментов на образцах испытуемого керна. Измерения, полученные при определении упругой постоянной системы, заносят в Журнал измерений для использования в расчетах определения коэффициентов сжимаемости образцов ГП.
18. После определения упругой постоянной системы в кернодержатель помещают образец ГП, насыщенный пластовой водой, в соответствии с п. 2-4 настоящего подраздела.
19. Для исключения погрешностей измерений, вызванных неполным насыщением образца ГП, при эффективном давлении $(\sigma-P) = 2,5$ МПа производят донасыщение образца пластовой в течение 3 часов с использованием измерительного пресса.
20. Для определения изменения порового объема образца ГП при повышении и уменьшении эффективного давления $(\sigma-P)$ производят измерения по пп. 5-16 настоящего раздела.
21. Измерения заносят в Журнал измерений для использования в расчетах определения коэффициентов сжимаемости образцов ГП (Таблица 7).

5. Форма записи и вычисление результатов испытания

Значение коэффициента сжимаемости пустотного пространства при данной величине эффективного давления $(\sigma-P)$ определяют по формуле:

$$\beta_n = -\frac{1}{V_n} \left[\frac{\partial V_n}{\partial (\sigma - P)} \right]_P \approx -\frac{1}{V_n} \frac{\Delta V_n}{(\sigma - P)} \quad (39)$$

где:

β_n - коэффициент сжимаемости пустотного пространства, $10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$;

V_n - объем пустотного пространства, см^3 ;

ΔV_n – изменение пустотного объема, см^3 ;

$(\sigma - P)$ – действующее эффективное давление, МПа.

Значение ΔV_n определяют по формуле:

$$\Delta V_n = V_{n(\sigma-P) = 7,5 \text{ МПа}} - V_{n(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}} - (V_{ш(\sigma-P) = 7,5 \text{ МПа}} - V_{ш(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}}); \quad (40)$$

$$\Delta V_n = V_{n(\sigma-P) = 12,5 \text{ МПа}} - V_{n(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}} - (V_{ш(\sigma-P) = 12,5 \text{ МПа}} - V_{ш(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}}); \quad (41)$$

$$\Delta V_n = V_{n(\sigma-P) = 17,5 \text{ МПа}} - V_{n(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}} - (V_{ш(\sigma-P) = 17,5 \text{ МПа}} - V_{ш(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}}); \quad (42)$$

$$\Delta V_n = V_{n(\sigma-P) = 25,0 \text{ МПа}} - V_{n(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}} - (V_{ш(\sigma-P) = 25,0 \text{ МПа}} - V_{ш(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}}); \quad (43)$$

$$\Delta V_n = V_{n(\sigma-P) = 35,0 \text{ МПа}} - V_{n(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}} - (V_{ш(\sigma-P) = 7,5 \text{ МПа}} - V_{ш(\sigma-P) = 2,5 \text{ МПа}}); \quad (44)$$

где:

$V_{n(\sigma-P) = 7,5 \text{ МПа}}$ - объем пустотного пространства при действующем эффективном давлении 7,5 МПа, см^3 ;

$V_{ш(\sigma-P) = 7,5 \text{ МПа}}$ – поправка за упругую постоянную системы при действующем эффективном давлении 7,5 МПа, см^3 .

Значение коэффициента объемной сжимаемости ГП при данной величине эффективного давления $(\sigma - P)$ определяют по формуле:

$$\beta_0 = \beta_n + \beta_{ск} + \beta_{ж} \quad (45)$$

где:

β_0 - коэффициент сжимаемости ГП, $10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$;

β_n - коэффициент сжимаемости пустотного пространства, $10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$;

$\beta_{ск}$ - коэффициент сжимаемости скелета ГП, $10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$;

$\beta_{ж}$ - коэффициент сжимаемости пластового флюида, $10^{-5} \cdot \text{МПа}^{-1}$.

Значение $\beta_{ск}$ коэффициента сжимаемости скелета составляет для полимиктовых ГП от 2,6 до $2,55 \text{ МПа} \cdot 10^{-5}$.

Сжимаемость пластовой воды и нефти определяют специальными PVT-исследованиями при изучении свойств пластовой нефти и воды. В общем случае сжимаемость пластовой воды составляет $4 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$, сжимаемость пластовой нефти $10 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$.

6. Требования к точности отдельных измерений

При определении сжимаемости принимают допустимой относительную погрешность – 10%. Это условие регламентирует требования к точности измерения всех величин, входящих в расчетную формулу (1) и (2-6) настоящего раздела. Относительную погрешность $\Delta\beta_n/\beta_n$ складывают из относительных погрешностей указанных величин.

Определяющей является точность, достигаемая при измерении геометрических размеров образца, составляющая $\pm 0,02 \text{ см}$ и объема пустотного пространства, составляющая $\pm 0,01 \text{ см}^3$.

Таблица 7
Результаты определения сжимаемости пустотного пространства (β_n)
образцов керна

№№ П/П	№ ОБР.	ПОРИСТОСТЬ, %	ВПОР, см^3	$\beta_{П-10-4} \text{ МПа}^{-1}$				
				ПРИ ЭФФЕКТИВНОМ ДАВЛЕНИИ ($\sigma - P$), МПа				
				2,5	5,0	7,5	17,5	32,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нефтяное месторождение, Скважина 600 (2), ЮВ ₁ ¹								
1	1б	5,95	0,82	26,15	17,77	8,36	4,53	2,64
2	2а	16,16	2,20	20,93	11,86	7,54	3,39	1,81
3	2в	15,50	2,03	21,12	11,94	7,58	3,41	1,99
4	2ж	16,11	2,18	20,66	10,52	6,88	3,19	1,58
5	3а	15,33	2,16	20,89	12,79	6,20	3,63	1,78
6	4б	15,15	2,23	19,02	9,68	6,34	2,94	1,42
7	4в	16,05	2,22	18,98	10,76	6,84	3,08	1,47

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ МОДЕЛИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ (ПРИ ДИНАМИЧЕСКОЙ И СТАТИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ)

1. Введение

Лабораторный метод проведения исследований по оценке снижения коллекторских свойств пласта в результате применения различных типов буровых растворов позволяет реализовать научно-обоснованный подход выбора технологических решений при проектировании процессов вскрытия, обеспечивающих максимальное сохранение коллекторских свойств пласта.

2. Общие положения

Лабораторный метод устанавливает порядок проведения работ при лабораторных исследованиях влияния бурового раствора на проницаемость ГП пластов-коллекторов в условиях моделирующих пластовые (при динамической и статической фильтрации) на установке физического моделирования повреждения пласта FDS-350 или аналогичной по параметрам.

Лабораторный метод распространяется на нефтесодержащие ГП. Позволяет исследовать фильтрационные характеристики керна, процессы вскрытия продуктивных пластов и вызова притока, влияние различных типов бурового раствора, на различные типы ГП, снимать фильтрационные характеристики ГП при непосредственном контакте с технологическими жидкостями при различных значениях давления и временной выдержке.

3. Пластовые условия проведения эксперимента

Лабораторные исследования моделируют условия фильтрации флюидов и технологических жидкостей через колонку кернов (модель пласта), в условиях максимально приближенных в пласте.

Пластовые условия проведения исследований:

Минерализация пластовых вод – ** г/л

Пластовая температура – ** °С

Давление пластовое – ** МПа

4. Подготовка образцов керна

В качестве модели призабойной зоны пласта для проведения исследований используются керны восстановленного состояния. Составная модель пласта 4 подготавливается из стандартных образцов керна размером 30×30мм.

Образцы подготавливаются согласно требований Положения Компании «Исследование керна» № П1-01.03 Р-0136. Для удаления ФБР, проникающего в образец при отборе керна, остатков УВ жидкости, производят экстрагирование спиртобензольной смесью, насыщают

пластовой водой, центрифугируют для создания остаточной водонасыщенности, и донасыщают УВ жидкостью-керосином, согласно ГОСТ 26450.0. МИ коэффициента восстановления пласта после воздействия на образцы ГП технологическими жидкостями.

5. Подготовка к испытаниям и исследование бурового раствора

При подготовке к фильтрационному эксперименту стандартно проводится подготовка пробы бурового раствора, определяются параметры свойств технологических жидкостей (бурового раствора, жидкости глушения).

Испытания буровых растворов проводятся по ISO 10414 (R). Результаты определения параметров свойств технологических жидкостей оформляются в таблицы (Таблица 8 настоящего раздела).

6. Метод измерения и его сущность

МИ для определения проницаемости по жидкости используется неполярная жидкость – керосин. Во-первых, это обусловлено тем, что вязкость керосина при пластовой температуре примерно совпадает по числовому значению с вязкостью нефти в пластовых условиях. Во-вторых, по поверхностному натяжению на границе с водой – керосин идентичен с пластовой нефтью. Кроме того, при определении проницаемости по нефти, нефть в некоторой степени снижает проницаемость керна, вследствие отложения компонентов нефти в порах керна (по согласованию с заказчиком может применяться изовязкозная модель нефти).

Суть МИ заключается в сравнении проницаемостей по жидкости колонки кернов до воздействия и после воздействия различных технологических жидкостей. Кольматационная зона определяется путем замера проницаемости на отдельных участках колонки керна через установленные два отвода (1, 2) с датчиками давления с последующим сравнением проницаемостей на данных участках - АВ, 1В, 2В. Направление закачки исследуемой жидкости от В к А (Рис.)

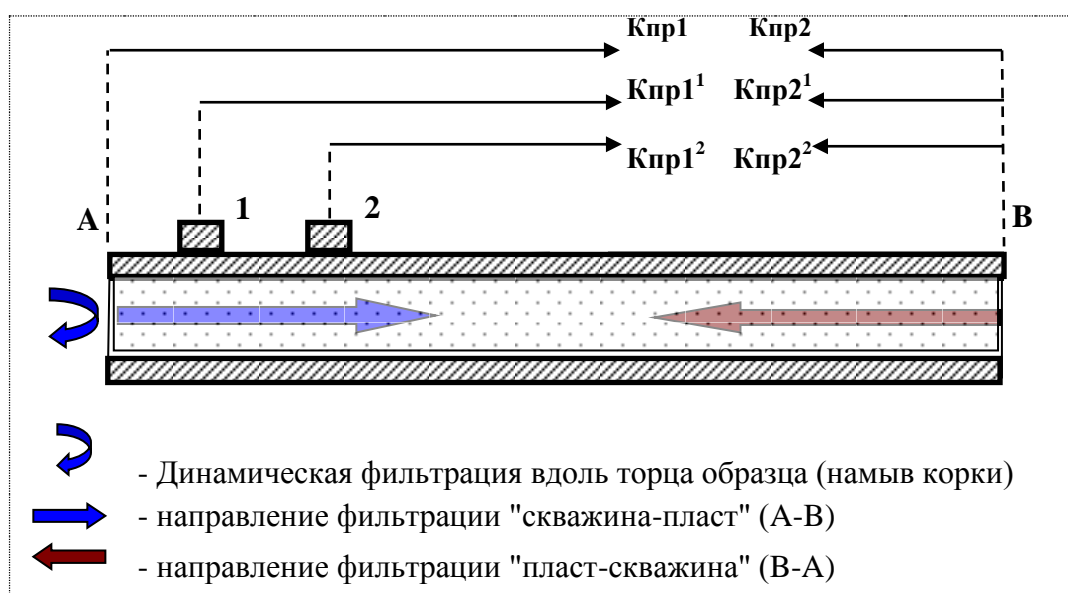


Рис. 5 Схема направления потоков фильтрации через керна и схема кернодержателя для измерения проницаемости по флюиду

Таблица 8
(пример оформления) Параметры реологических свойств бурового раствора «*****»

НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ / МЕСТОРОЖДЕНИЕ, КУСТ,СКВАЖИНА / СОСТАВ	ТЕМПЕРАТУРА ТЖ, °С	ПЛОТНОСТЬ, Р, Г/СМ ³	УСЛОВНАЯ ВЯЗКОСТЬ, Т, С	ВОДООТДАЧА, В, СМ ³ /30МИН	КОРКА, К, ММ	РН	ВЯЗКОСТЬ ПРИ 100 ОБ, Φ ₁₀₀ , МПА·С	ВЯЗКОСТЬ ПРИ 200 ОБ, Φ ₂₀₀ , МПА·С	ВЯЗКОСТЬ ПРИ 300 ОБ, Φ ₃₀₀ , МПА·С	ВЯЗКОСТЬ ПРИ 600 ОБ, Φ ₆₀₀ , МПА·С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Буровой раствор *****с удельным весом **** Г/СМ3	20	1,015	73,0	1,4	0,5	9,8	18,4	23,9	28,3	39,0
	20	1,020	74,0	1,5	0,5	9,9	18,4	23,9	28,2	38,5
	20	1,018±0,004	73,5±0,71	1,45±0,07	0,5	9,85±0,07	18,4	23,9	28,25±0,07	38,75±0,35

Продолжение таблицы 8

СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА (СНС)', МПА·С		ПЛАСТИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ, Н _{пл} , МПА·С	ДИНАМИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА (ДНС), □□О, ДПА	СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА (СНС), □ _{10С/10МИН} , ДПА		ЭФФЕКТИВНАЯ ВЯЗКОСТЬ, Н _{эф} , МПА·С	СОДЕРЖАНИЕ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ, VS, %	СОДЕРЖАНИЕ ПЕСКА, Сп, %	МВТ
10С/	10МИН			10С/	10МИН				
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
5,7	6,8	10,7	84,1	27,2	32,5	19,5	4	1	0
5,7	6,8	10,3	85,6	27,2	32,5	19,3	4	1	0
5,7	6,8	10,5±0,28	84,85±1,01	27,25	32,5	19,38±0,18	4	1	0

Для керна в обсаженного в тефлоновую пленку или фольгу, а также для низкопроницаемого керна проницаемостью менее 3мД проницаемость дифференциально (на участках 1В, 2В) не измеряется.

В качестве основного критерия оценки повреждения пласта при лабораторном моделировании фильтрационных процессов строительства скважин, используется коэффициент восстановления проницаемости равный отношению проницаемости керна до (K_{np1}) и после воздействия технологических жидкостей (K_{np2}) (1):

$$\beta = (K_{np2} / K_{np1}) \times 100 \% \quad (47)$$

Проницаемость измеряется при установившемся режиме фильтрации. Для получения истинного значения проницаемости, как правило, необходимо измерение перепадов давления при нескольких значениях расхода. Истинным значением проницаемости считается одинаковая величина, полученная при трёх различных значениях расхода.

МИ проницаемости по жидкости основан на измерении гидравлических сопротивлений возникающих при течении жидкости через пористые среды. Знание перепада давления на измерительном участке керна при заданном объемном расходе жидкости, её вязкости и геометрических размерах участка фильтрации, позволяет рассчитать проницаемость, применив закон Дарси (2):

$$K = (Q \times \mu \times L) / (dP \times F), \quad (48)$$

Где:

K – проницаемость по жидкости, мкм²;

Q – расход жидкости, в условиях эксперимента, см³/с;

μ – вязкость жидкости, мПа·с;

L – длина образца, на котором измеряется перепад давления, см;

dP – перепад давления при данном расходе жидкости, 10⁵ Па;

F – площадь поперечного сечения образца, см².

Примечание: На установке FDS-350 давление измеряется в Psi, объёмный расход жидкости задаётся и измеряется в см³/мин, в соответствии со стандартами API (США) и IFP (Institut Francais du Petrole).

Перевод единиц измерения: 1 Па = 1,45038 × 10⁻⁴ Psi; 1 Psi = 6,894 Па;
1 см³/с = 1/60 см³/мин; 1 Д (Дарси) = 1,02 мкм².

7. Порядок проведения экспериментов

Эксперименты выполняются на установке физического моделирования повреждения пласта FDS-350 компании «VINCI Technologies» или аналогичной по параметрам установке.

Составленная из стандартных цилиндрических (3×3 см) образцов модель пласта помещается в кернодержатель высокого давления, последний, как и все задействованные в экспериментах ёмкости, манифольды, размещается в воздушном термостате. В кернодержателе создается поровое давление, давление всестороннего сжатия с учетом глубины пласта, температура соответствует реальной (пластовой).

После приведения кернодержателя и всей установки в рабочее положение включается прогрев термостата. Прогрев всей системы до пластовой температуры проходит в течение 8-12 часов и контролируется полной стабилизацией давлений в монифольдах.

Для более полной насыщенности модели пласта, и распределения керосина в поровом пространстве, производится фильтрация двух поровых объемов керосина.

Затем проводится измерение контрольной проницаемости неповрежденного керна.

При термобарических условиях соответствующих пластовым, параллельно измеряется исходная проницаемость по керосину (или модели изовязкой нефти) всей модели K_{np1} и дифференциально в двух точках на разном удалении от «ствола скважины», (точка 1 (K_{np1}^1) – на 15 мм и точка 2 (K_{np1}^2) – на 45 мм, по согласованию с заказчиком) (Рис.). Для керна в обсаженного в тефлоновую пленку или фольгу, а также для низкопроницаемого керна проницаемостью менее 3мД проницаемость дифференциально не измеряется.

Фильтрация проводится в направлении «пласт-скважина» ($B-A$), объем закачки не менее 3-5 поровых объемов модели керна, на трех постоянных расходах флюида. Количество режимов должно быть не менее 3. Расход жидкости выбирается исходя из реальных скоростей фильтрации на месторождении, проницаемости коллектора, вязкости жидкости, технического задания на исследование.

Показатель проницаемости (K_{np1} , K_{np1}^1 , K_{np1}^2) используется в качестве контрольного при оценке ухудшения коллекторских свойств в результате проникновения в пласт технологических жидкостей.

После измерения контрольной проницаемости производится закачка бурового раствора (агента повреждения пласта) в направлении «скважина – пласт» ($A-B$).

Закачка производится при поддержании постоянного давления нагнетания при репрессии, ожидаемой при традиционном бурении¹.

Репрессия при динамической фильтрации бурового раствора зависит от конструкции скважины и т. д., поэтому при отсутствии данных по репрессии при динамической фильтрации применяется значение репрессии при статической фильтрации. Возможно, использовать значение репрессии при динамической фильтрации, рассчитанное по формуле:

$$P_{ренр}^{динамическая} = 1,3 \times P_{ренр}^{статическая} \quad (49)$$

Репрессия при статической фильтрации рассчитывается по формуле:

$$P_{ренр}^{статическая} = P_3 - P_{пл} \quad \text{при} \quad P_3 = \rho \times h \times g, \quad (50)$$

где:

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

P_3 – забойное давление, МПа;

ρ – плотность раствора, кг/м³;

¹ Так как радиус проникновения, как правило, практически не ограничен, а большинство значений перепада давления при репрессии ограничены первым блоком сетки (в пределах керна), уровень репрессии во время испытаний, как правило, такой же, как и при бурении скважины.

h – глубина залегания пласта, м;

g – ускорение свободного падения, м²/с.

Общее время проведения динамической и статической фильтрации бурового раствора на керне 16 часов. Для бурового раствора определяется количество профильтровавшегося фильтрата в модель пласта (керна).

Следующий этап определение степени изменения проницаемости пласта после повреждения буровым раствором. Прокачиваем через керн керосин (или модель изовязкозной нефти) в обратном направлении (пласт-скважина).

Измерение давления отрыва глинистой корки бурового раствора проводится при сравнительно малых скоростях потока керосина (модели изовязкозной нефти). Объем фильтрации керосина (нефти) не менее 10–20 объемов пор (в зависимости от проницаемости модели керна). Ступенчато проводим возрастание скорости фильтрации керосина до заданного давления депрессии (предварительно согласовав с заказчиком).

Производим измерение проницаемости по керосину модели керна после повреждения технологической жидкостью (K_{np2} , K_{np2}^I , $K_{np2}^{2^2}$), а также после каждого воздействия давлением депрессии (K_{np2}^n , K_{np2}^{In} , $K_{np2}^{2^n}$), на трех расходах (измерения аналогичны как для контрольной проницаемости). Для керна, обсаженного в тефлоновую пленку или фольгу, а также для низкопроницаемого керна проницаемостью менее 3мД проницаемость дифференциально не измеряется.

Определяем коэффициент восстановления проницаемости (β).

8. Средства измерения и контроля, приборы и лабораторное оборудование:

1. Автоматизированный стенд (установка) моделирования повреждения пласта на керне FDS-350, производства компании Vinci Technologies или аналогичная по параметрам установка.
2. Интернациональный набор OFITE для определения физико-химических и реологических параметров технологических (промысловых) жидкостей или аналогичный:
 - одношпиндельная хромированная мешалка OFITE 152-18;
 - металлические 4-шкальные рычажные весы OFITE, в футляре OFITE 115-00;
 - вискозиметр (воронка) Марша OFITE 110-10, секундомер;
 - фильтр-пресс низкого давления OFITE 140-20;
 - вискозиметр модель 900 OFITE 130-76-C;
 - оффшорный тестовый набор OFITE 161-00-C;
 - прибор pH метр OAKTON;
 - магнитная мешалка с нагревательным элементом 6798-420D.
3. Штангенциркуль цифровой PRO-MAX FOWLER модель S235, с точностью измерения $\pm 0,05$ мм или аналогичный.
4. Весы электронные METLER TOLEDO PB303S, 1 класса точности по ГОСТ 24104, с возможностью нижнего подвеса взвешиваемого образца или аналогичные.

6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПЫТАНИИ ОБРАЗЦОВ

При подготовке промаркированных образцов ГП к испытанию перед началом работ проверить отсутствие трещин на аппаратах Сокслета и Закса, герметичность всех соединений, надежность закрепления и исправность электроплитки.

Экстракцию УВ из образцов проводить в вытяжном шкафу с включенной вентиляцией, обеспечивающей полное удаление паров растворителя.

Постоянно вести наблюдения за уровнем экстрагента в аппарате Сокслета и не допускать полного испарения из колбы. Растворитель доливать только при неработающем аппарате.

Следить за циркуляцией воды в холодильнике аппарата. В случае недостаточного напора или прекращения подачи воды аппарат немедленно выключить.

При вакуумировании образцов и рабочей жидкости стеклянные сосуды укрыть сеткой или полотенцем.

Подачу давления в капилляриметры осуществлять плавно, не допуская выброса жидкости через мерные бюретки.

Не допускать никаких ремонтных работ при включенной аппаратуре.

В лаборатории должен быть общий рубильник для отключения электроэнергии во всех точках работы с током. При пожаре всё электрооборудование обесточить.

При работе с токсическими растворителями предусмотреть охрану условий труда для женщин.

Квалификационный уровень исполнителя работ по определению остаточной водонасыщенности образцов ГП должен быть не ниже старшего инженера.

К работе на лабораторной установке допускается инженерно-технический персонал, прошедший проверку знаний по технике безопасности её обслуживания.

Установку для определения коэффициента вытеснения опрессовывают не менее 1 раза в год давлением, на 25% превышающим максимальное рабочее. Результаты опрессовки оформляют актом испытания.

Приборы на установке заземлить и обеспечить свободный доступ к управлению и наблюдению за их работой.

При работе со сжатым газом соблюдать меры предосторожности, предусмотренные правилами эксплуатации баллонов со сжатыми газами.

При проведении испытаний ГП место работы работника должно быть оборудовано защитным экраном.

Внимание!

- В испытательной лаборатории иметь огнетушитель, песок, кошку и другие средства пожаротушения.
- Испытательную лабораторию оборудовать рубильником для отключения электроэнергии во всех точках работы с током. При пожаре все электрооборудование обесточить.

7. АЛГОРИТМ НАПИСАНИЯ РАЗДЕЛА «ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА» В ОТЧЕТ

Обязательные пункты:

1. Общие сведения о применяемой технологии отбора керна, оценке качества керна;
2. Результаты лабораторных исследований полноразмерного керна, оценка качества коллектора и выдача количественной информации по интервалам нефтенасыщенности ГП (при наличии);
3. Детальное литологическое (седиментологическое) послойное описание;
4. Фациальная характеристика:
 - Выделение и описание литотипов;
 - Описание и интерпретация литофаций;
5. Петрографическая характеристика ГП пласта;
 - Гранулометрия;
 - Минеральный состав ГП;
6. Тип и состав цементирующего вещества;
 - Основные минералы цементирующего вещества;
 - Второстепенные минералы цементирующего вещества;
7. Структура порового пространства и определение пористости (при наличии ПО Керн С7 или аналогичного);
8. Морфология порового пространства;
9. Преобладающие и подчиненные классы и типы коллектора (атлас литотипов);
10. Общая характеристика фильтрационно-емкостных свойств объекта включает:
 - Диапазоны изменения основных коллекторских свойств – Кп, Кпр, Кво, их распределения и числовые параметры – средние, средневзвешенные, медианные, модальные значения и т.д.
11. Оценка предельного и граничного значения коллектора по Кп и Кпр, включая:
 - Построение петрофизических связей с эффективной пористостью и проницаемостью, с динамической пористостью и проницаемостью
 - Сопоставление остаточной водонасыщенности с прямыми определений водонасыщенности с Кп и Кпр;
 - Сопоставление с полученными ранее или по аналогичным объектам оценками Кп и Кпр граничных;
 - Если выполнены анализы эффективных параметров в пластовых условиях, то привести оценки граничных значений для пластовых условий;

12. На основе полученных граничных значений выполнить расчет средних (средневзвешенных) значений ФЕС коллектора по прослоям, объекту в целом. Составить Таблицу 6.
13. Провести графическое сопоставление основных петрофизических параметров: K_p , K_{pr} , плотность, $K_{вс}$. Если количество определений достаточно, и они образуют единое поле, позволяющее получить достоверную (устойчивую) связь – построить такие связи. Там, где не удастся получить хорошие корреляционные зависимости, сделать ссылки в тексте на проведенный анализ.

Дополнительные пункты (при наличии результатов исследований):

1. Если по изучаемому объекту получен достаточно большой массив данных ФЕС и вещественного состава ГП, оценить количественно влияние литологии ГП (минералогия скелета, грансостав, тип и состав цемента) на коллекторские свойства. Обосновать критерии деления ГП на петрофизические типы, выделить и описать выделенные петрофизические типы ГП, дать их количественную характеристику.
2. Провести анализ связей остаточной водонасыщенности (нефтегазонасыщенности) с другими параметрами для получения надежной оценки $K_{нг}$ по керновым данным. Если есть результаты капиллярметрии – построить палетки по определению изменения насыщенности по высоте залежи. Если есть данные прямого метода – сравнить с косвенными.
3. Провести анализ данных определения УЭС, построить стандартные зависимости R_p - K_p , R_n - K_v , W_v - P_o , выполнить оценку их достоверности. Если есть данные в пластовых условиях сопоставить с атмосферными и привести зависимости.
4. Отдельно проанализировать смачиваемость, определить преобладающий тип для каждого типа коллектора (при наличии достаточного объема исследований).
5. Если проводились анализы K_p , K_{pr} , УЭС в пластовых (или барических) условиях выполнить анализ полученных данных, построить корреляционные связи для каждого параметра в атм. и пластовых условиях, а также петрофизические зависимости разных параметров в пластовых условиях.
6. Если выполнены исследования акустических свойств, то провести анализ акустических, прочностных и ФЕС ГП с построением и расчетов соответствующих петрофизических связей.
7. Если в программе работ проводились ЯМР исследования керна, то необходимо сопоставить параметры, получаемые по ЯМР ($K_p^{ЯМР}$, $K_{пэф}^{ЯМР}$, $K_{во}^{ЯМР}$) с основными петрофизическими параметрами.
8. Отдельно рассмотреть этап калибровки ЯМК по результатам ЯМР исследований (описывается МИ проведения таких исследований, сравниваются результаты определения $K_{во}$ по ЯМР при наличии фиксированной отсечки (33 мс и 92 мс) и по реальным отсечкам, полученным в результате исследований), выдать рекомендации по использованию отсечек, сравнить полученные результаты ЯМР с результатами ЯМК (при наличии последнего).
9. Отдельным вопросом рассматривается специальная программа по ЯМР (диффузионные эксперименты, карты T_1 и T_2 и т.д.) проводится анализ полученных результатов, делается сравнение с результатами точечных замеров ЯМК.

10. Если были выполнены фильтрационные эксперименты, включая оценку остаточной нефтенасыщенности, ОФП, совместимости закачиваемых вод с пластовой водой и ГП и т.д. – провести анализ результатов экспериментов и сопоставление с данными, полученными ранее, в том числе с результатами определения смачиваемости.
11. Если в рамках программы изучения данного объекта были выполнены какие-либо другие специальные исследования – провести их анализ на предмет получения петрофизических связей и практических рекомендаций по их использованию.

В результирующей части раздела привести таблицу с рекомендуемыми петрофизическими связями и зависимостями, обязательно указать диапазоны и области их применения. Составить Таблицу 7.

Таблица 6
Характеристика коллекторских свойств ГП

ПЛАСТ (ОБЪЕКТ)	ГП ПЛАСТА				ГРАНИЧНОЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЛЛЕКТОРА		СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЛЛЕКТОРА		ПРИМЕЧАНИЕ
	Кп		Кпр		Кп	Кпр	Кп	Кпр	
	МИН	МАКС	МИН	МАКС					

Таблица 7
Рекомендуемые петрофизические связи

ПЛАСТ (ОБЪЕКТ)	ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ ПАРАМЕТР	УРАВНЕНИЕ СВЯЗИ	ДИАПАЗОН ОЦЕНКИ	ПАРАМЕТРЫ СВЯЗИ	
				КОЛ-ВО ТОЧЕК	КОЭФ-Т КОРРЕЛЯЦИИ