



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

А. К. Битнер, Е. В. Прокатень
МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ
ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
И ФЛЮИДОВ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Министерство образования и науки Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

А. К. Битнер, Е. В. Прокатень

**Методы исследования
пород-коллекторов и флюидов**

Учебное пособие

Красноярск
СФУ
2018

УДК 622.276:550.81(07)
ББК 33.361-11я73
Б662

Рецензенты:

А. Б. Фукс, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник Всесоюзного научно-исследовательского геологического нефтяного института;

Д. И. Целюк, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией промышленного техногенеза Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья.

Битнер, А. К.

Б662 Методы исследования пород-коллекторов и флюидов : учеб. пособие / А. К. Битнер, Е. В. Прокатень. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2018. – 224 с.
ISBN 978-5-7638-3819-0

Изложены лабораторные, гидродинамические и геофизические методы изучения физических и фильтрационных свойств пород-коллекторов и пород-неколлекторов нефти и газа. Рассмотрены способы определения пористости и проницаемости, трещиноватости, а также современные способы оценки пустотности и смачиваемости пород. Описаны технологии отбора и исследования керна, шлама.

Предназначено для студентов специальности 21.05.02.65 «Прикладная геология» специализации 21.05.02.03 «Геология нефти и газа».

Электронный вариант издания см.:
<http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 622.276:550.81(07)
ББК 33.361-11я73

Предисловие

Для современного развития геологоразведочных работ, нефтяной и газовой промышленности России, и Сибири в частности, характерно усложнение технологий поисков, условий разработки нефтяных и газовых месторождений. Обнаружение залежей в простых антиклинальных ловушках, высокочемких коллекторах практически исчерпано. Поисковые и разведочные объекты становятся все сложнее, растет доля запасов в микротрещинных карбонатных и сложных низкопоровых, высокопроницаемых коллекторах.

В целях повышения эффективности прогноза нефтегазоносности осадочных толщ и оптимизации поисков, разведки и разработки месторождений первостепенное значение приобретают вопросы прогнозирования качества пород коллекторов и флюидоупоров, формирующих природные резервуары. Все это обязывает будущих инженеров-геологов осваивать навыки исследования пород-коллекторов и флюидоупоров, учитывать факторы, формирующие их качество, и получения фактических данных современными методами изучения природных резервуаров.

В зависимости от стадии геологоразведочного процесса и решаемых задач используются главным образом три группы методов: лабораторные, геофизические и гидродинамические, различающиеся набором показателей, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов и качество флюидоупоров. Перечисленные виды исследования пород и флюидов являются главными источниками информации о породах-коллекторах и флюидов, их насыщающих.

В основу курса «Методы исследования пород-коллекторов и флюидов» положен актуализированный фактический материал по технологиям изучения нефтяных и газовых месторождений в различных нефтегазоносных провинциях (НГП) России, а также обширные опубликованные отечественные разработки и результаты исследований автора, полученные при выполнении многолетних научно-исследовательских и производственных работ.

Пособие необходимо студентам-геологам для изучения многих преподаваемых в дальнейшем дисциплин, выполнения лабораторных, практических и исследовательских работ.

1. ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА И ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Современные **технологии отбора керна** – это комплекс различных технологических мероприятий, связанных с организацией работ по отбору и подъему керна, организации работ на скважине и обеспечению безопасной транспортировки керна.

Керн – образец (столбик) грунта, образующийся в результате кольцевого разрушения грунта забоя скважины [22]. Керн служит основным материалом для изучения геологического строения разреза, является прямым источником и носителем информации о свойствах горных пород, обеспечивая визуальное и непосредственное их изучение. Керн используется для определения литолого-петрографического состава пород, физических и физико-химических характеристик, относительного и абсолютного возраста, вещественного состава горных пород и других их характеристик на всех стадиях геологоразведочного процесса.

Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин определен РД 39-0147716-505–85 [72]. Аналогичный обновленный с изменениями в 2014 г. документ принят в Республике Беларусь [51].

Почти в каждой крупной нефтегазовой компании имеются внутренние регламентирующие документы по порядку отбора, привязки, хранения и комплексному исследованию керна нефтегазовых скважин, но они по своей сути аналогичны РД 39-0147716-505–85. В ОАО «НК «Роснефть»» действует стандарт компании № П1-01 СЦ-043, определяющий порядок организации отбора, транспортировки, хранения и комплексного исследования кернового материала [82], и Технологическая инструкция «Порядок комплексного исследования образцов и обработки результатов исследования кернового материала» [85].

За рубежом наиболее полно вопросы отбора и исследования керна изложены в документе API RP40, рекомендуя практические методы анализа керна [96].

По трудности отбора керна все горные породы ВНИИБТ подразделяются на 4 категории (табл. 1.1).

Таблица 1.1

**Категории горных пород по трудности отбора керна
(по ВНИИБТ)**

Категория трудности	Состояние горных пород	Тип горных пород
I	Монолитные, слаботрещиноватые, не размываемые промывочной жидкостью и ненабухающие, не разрушаемые вибрациями kernового инструмента	Непроницаемые пелитоморфные глинистые горные породы любой пористости: глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, сланцы, плотные сцементированные песчаники
II	Средне- и низкопористые, перемежающиеся, слабаразмываемые промывочной жидкостью, малоразрушаемые вибрациями kernоотборного инструмента	Средне- и низкопроницаемые терригенные и карбонатные кристаллические осадочные горные породы (песчаники, алевролиты, доломиты, известняки, ангидриты, каменная соль), изверженные и метаморфические породы, обломочные породы с низким содержанием глинистой фракции
III	Весьма трещиноватые, перемежающиеся, размываемые промывочной жидкостью, разрушаемые вибрациями kernового инструмента	Известняки перемятые, песчаники слабосцементированные и трещиноватые
IV	Рыхлые, перемятые и плывучие, набухающие, высокопористые, растворяющиеся в промывочной жидкости	Пески и известняки рыхлые, плывуны

Показателями раздробленности керна могут служить удельная кусковатость $K_{уд}$, характеризующая число кусков, обломков или столбиков на 1 м выхода керна, и выход керна B_k , определяемый как отношение длины полученного керна к длине пробуренного интервала. По сочетанию этих показателей можно более точно охарактеризовать макротрещиноватость керна

$$W = D_k K_{уд} \varphi \operatorname{tg} \beta, \quad (1.1)$$

где D_k – диаметр керна, м; $K_{уд}$ – удельная кусковатость керна, шт/м; φ – опытный коэффициент, учитывающий степень вторичного дробления породы (для расчетов за его среднее можно принять 0,7); β – угол встречи плоскости трещины с осью скважины, град.

Использование перечисленных критериев позволило Всероссийскому научно-исследовательскому институту методики и техники разведки (ВИТР) классифицировать горные породы по трещиноватости (табл. 1.2)

Таблица 1.2

**Классификация горных пород по трещиноватости
для вращательного бурения (ВИТР)**

Группа трещиноватости	Степень трещиноватости	Критерии оценки степени трещиноватости горных пород		
		удельная кусковатость керна $K_{уд}$, шт/м	B_k , %	Показатель трещиноватости W , ед/об.
1	Монолитные	1–5	100–70	до 0,50
2	Слаботрещиноватые	6–10	90–60	0,51–1,00
3	Трещиноватые	11–30	80–50	1,01–2,00
4	Сильнотрещиноватые	31–50	70–40	2,01–3,00
5	Весьма и исключительно сильнотрещиноватые	51 и более	60–30 и менее	3,01 и более

Объем и интервалы отбора керна зависят от стадии проводимых геологоразведочных работ (табл. 1.3) и степени подготовленности месторождения.

Таблица 1.3

Требования к отбору керна в скважинах различного назначения

Категория скважины	Объемы и интервалы отбора керна
Опорная	Сплошной отбор керна, начиная с опорного горизонта, указанного геологической службой заказчика
Параметрическая	Проходка с отбором керна в зависимости от изученности разреза и глубины скважины: а) в неизученных и малоизученных районах – не менее 20 % от общей глубины скважины; б) в районах с изученной верхней частью разреза до 4 км – не менее 30 % от толщины комплекса пород, подлежащих изучению, и не менее 10 % от остальной части разреза, а в скважинах

Окончание табл. 1.3

Категория скважины	Объемы и интервалы отбора керна
	глубиной свыше 4 км – не менее 20 % от толщины комплекса пород, подлежащего изучению, и не менее 8 % от остальной части разреза; в) в групповых скважинах, бурящихся на одном профильном пересечении, проходка с отбором керна может быть снижена, но должна составлять до глубины 4 км не менее 10 %, а в скважинах глубиной свыше 4 км – не менее 5 % от толщины комплекса пород, подлежащих изучению
Поисковая	а) на новых площадях керна отбирается в объеме 20 % от глубины буровой скважины; б) на площадях, расположенных в изученных районах, отбор керна в первых буровых скважинах производится в перспективной части разреза поискового этажа в объеме 10 % от общей глубины буровой скважины; в) в последующих поисковых буровых скважинах отбор керна ограничивается 6 – 8 % от общей глубины буровой скважины
Разведочная	Отбор керна производится в интервалах залегания продуктивных пластов в объеме не менее 6 – 8 % от общей глубины буровых скважин
Эксплуатационная	Керн берут лишь в продуктивном горизонте для его детального изучения, а также в маркирующих горизонтах и характерных контактах свит на участках расположения скважин, где тектоника и строение залежи требуют уточнения
Нагнетательные	Рекомендуется отбирать керна в интервалах залегания продуктивных или принимающих пластов, если скважины бурятся для депонирования отходов

В настоящее время требования к объемам отбора керна упрощены и допускают дифференцированный подход к отбору керна в зависимости от решаемых геологических задач [70]. На практике отбор керна регулируется геологическим заданием на объект, исполнение которого контролирует главный геолог предприятия недропользователя.

1.1. Организационные требования по отбору керна

Требования по отбору керна регламентируются в геологических проектах, геолого-технических нарядах на бурение скважин, технологических регламентах на бурение, а также в планах технических, технологических и организационных мероприятий. Этими документами регламентируются интервалы отбора керна, способ бурения, тип

и компоновка керноотборного инструмента, параметры бурового раствора и другие параметры технологического процесса бурения, обеспечивающие получение представительного кернового материала требуемого качества, обладающего необходимой геологической информативностью [41, 70]. В этих же документах указываются способ транспортировки и места долгосрочного хранения керна.

1.2. Технологии отбора керна

Для получения керна используют керноотборный снаряд. Его опускают в скважину на бурильных трубах. Он с целью предотвращения изгиба выполняется из сверхпрочных сталей со стабилизаторами. Снизу к нему присоединяют породоразрушающую буровую коронку (победитовую или алмазную). При бурении скважин на нефть и газ используют специальные буровые долота, разрушающие породу кольцевым забоем.

Керноотборные снаряды бывают двух типов – со съёмными и стационарными приемниками керна. Керноотборный снаряд состоит из нескольких секций длиной 8 м, что позволяет отбирать керн значительной длины за один рейс (до 24 м). В зависимости от типа снаряда получают керн разного диаметра и длины. При бурении на нефть и газ используются роторные керноотборные снаряды типа «Недра», «Кембрий» и другие турбинные керноотборные устройства, а также устройства керноотборные изолирующие модернизированные (КИМ). Они обеспечивают отбор керна повышенной информативности: керн извлекается без техногенных деформаций с сохраненной структурой и текстурой, с максимально возможным сохранением пластового флюидонасыщения. Наибольшее распространение имеют керноотборные устройства ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ (табл. 1.4).

Выбуренный керн выносится на поверхность буровым раствором или сжатым воздухом (газом), нагнетаемым в скважину, и поступает в керноприемник (колонковую трубу), которая для геологоразведочного бурения изготавливается согласно ГОСТ Р 51682–2000.

Периодически (через 0,5–6,0 м и более) после заклинивания, керн отрывают от забоя и поднимают на поверхность вместе с колонковым снарядом. На поверхности его извлекают из колонковой трубы. Для предотвращения разрушения керна при спуске со стола ротора на приемные мостки современные сервисные компании используют укладочную раму (рис. 1.1).

Номенклатурный ряд керноотборных устройств

Диаметр скважины, мм	Серия комплекса керноотборного инструмента			
	Недра	Кембрий	Силур	Тенгиз
138,1–139,7	УКР-122/52	УКР-122/67 УКР-127/67	УКР-114/52	-
158,7–165,1	УКР-138/67	-	-	-
187,3–190,5	УКР-164/80	УКР-172/100	УКР-146/80	-
212,7–215,9	УКР-164/80	УКР-172/100	УКР-146/80	УКР-185/100
269,9–311,1	УКР-203/100 УКР-240/100	-	-	-



Рис. 1.1. Вид укладочной рамы РСТ-6000 компании «Буринтех» для спуска керна со стола ротора [41]

Извлечение керна из бурового снаряда осуществляется, как правило, работниками буровой бригады в присутствии геолога. Первоначально керн раскладывают прямо на буровой площадке (рис. 1.2). Первичную раскладку проводят с целью очистки, а при необходимости и отмывки от буровой жидкости.

После чего керн укладывают в специальные керноприемные ящики или на землю в строгой последовательности с его извлечением из колонковой трубы. Интервалы, из которых поднят керн, разделяют деревянными брусками. Одновременно на разделителях или этикетках подписывают первичную информацию (глубина отбора, проходка и выход керна). Мелкие кусочки и обломки керна помещают в специальные пробные мешочки и укладывают в ящики в той же последовательности, что и керн.

В интервале глубин, где керн не получен, в ящик укладывают этикетку с указанием интервала отсутствия керна.



Рис. 1.2. Первичная раскладка керн на буровой [49]

Сохранность керн оценивается его линейным выходом – процентным отношением суммарной длины поднятого керн к длине пробуренного интервала. Доля керн при сплошном отборе может достигать 70–80 %. При бурении снарядами серии КИМ выход керн составляет 90 % и более. Использование специальных методов отбора позволяет производить 100 %-й отбор керн даже в трещинных породах, что в настоящее время успешно выполняется для рифейских коллекторов в Юрубчено-Тохомской зоне. К специальным методам извлечения керн относится отбор герметизированного керн. Для решения специализированных задач отбирается ориентированный керн.

1.3. Отбор ориентированного керн

Отбор керн, ориентированного в отношении стран света, позволяет установить элементы залегания горных пород на любой глубине.

Ориентированным керном называется керн, на поверхности которого зафиксировано положение относительной условной или географической системы координат (рис. 1.3). В России массовый отбор ориентированного керн выполняет компания «Интервал» и др.

Известно несколько методов ориентированного извлечения керн. Для этой цели применяются специальные скважинные устройства. Ориентация керн достигается при помощи специального чертящего башмака, расположенного ниже кернорвателя. Башмак выполняет на керне три насечки. Одна насечка служит для идентификации, две другие расположены от нее под углом 135° по окружности поперечного сечения керн (рис. 1.3).

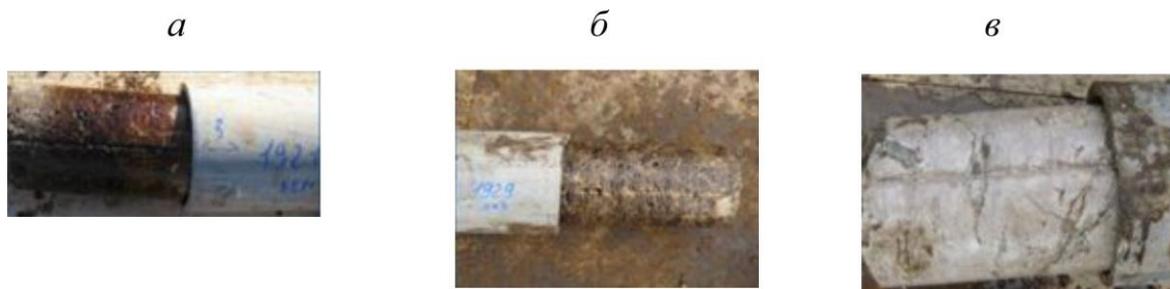


Рис. 1.3. Фото ориентированного керна (с нанесенными метками) [59]

Пространственная ориентация поднятого на поверхность керна осуществляется по результатам его палеомагнитного анализа и определения положения насечек, нанесенных на керна, относительно сторон света (направление север–юг).

1.4. Отбор герметизированного керна, герметизация керна

Информативность герметизированного керна выше керна, отобранного без герметизации, так как кроме сохранения остаточного водонасыщения в герметизированном керне возможно сохранение нефте- и газонасыщения, а также и температуры при термостатировании керноприемника, благодаря чему обеспечивается возможность:

- прямого определения по керну пластовых и текущих значений нефте- и газонасыщения;
- сохранения фазового состава флюидов, что особенно важно при отборе керна из газогидратных залежей.

Отбор герметизированного керна осуществляется герметическими керноотборными снарядами. Они обеспечивают (после отделения керна от забоя) герметичное перекрытие керноприемника в нижней и верхней частях (рис. 1.4). При этом исключается гидродинамическое сообщение полости керноприемника с керном, со скважиной и сохраняется забойное давление.

Нефтегазовая сервисная компания «Baker Hughes», работающая в России, использует систему изолированного отбора керна Gel CoringTM, при которой изолирующий гель не смешивается с буровым раствором до начала керноотбора, а гелевая защита начинает работать от бурголовки при начале отбора керна. Вид изолированного керна Gel CoringSM System приведен на рис. 1.5.

Альтернативой керноотборным снарядам (КОС) зарубежных фирм, например «Baker Hughes», использующей системы отбора изо-

лированного керна Gel CoringSM, является КОС российского производства типа КИС 190.5/215.9 НПП «СибБурМаш» (рис. 1.6).



Рис. 1.4. Керн, вынесенный изолирующим керноприемником



Рис. 1.5. Изолированный керн с использованием системы Gel CoringSM System [19]

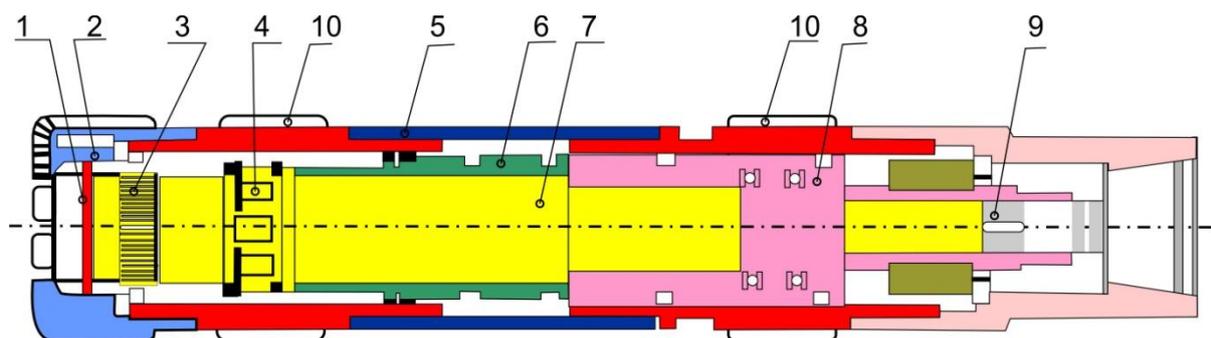


Рис. 1.6. Схема керноприемника изолирующего КИС 190.5/215.9 НПП «СибБурМаш» [19]: 1 – диафрагма; 2 – бурголовка; 3 и 4 – кернорватели; 5 – корпус; 6 – керноприемник; 7 – изолирующий агент; 8 – подвесная опора; 9 – пробка; 10 – центраторы

В качестве изолирующего агента применяются неполярные жидкости. Особенностью системы является наличие металлической керноприёмной трубы многоразового использования и одноразового

стеклопластикового тонкостенного вкладыша [19]. Керн спускается на приемные мостки в стальной трубе, что минимизирует воздействие на керн процесса изгиба КОС. Недостатком считается, что при извлечении вкладышей может происходить разрушение керна.

Консервация углеводородов в образцах керна может быть проведена также после подъема его на поверхность. Наиболее простой и распространенный способ консервации керна – герметизация в расплавленном парафине (парафинизация керна). Для этого керн очищают от бурового раствора и упаковывают в полиэтилен. Процесс парафинизации имеет некоторые особенности. На поверхность полиэтилена крепится этикетка с адресными данными керна. Подготовленный таким образом образец обтягивается марлей, перевязывается нитью или шпагатом. Для равномерного покрытия образец несколько раз погружается в расплавленный парафин с температурой 70–90 °С. Далее уже на парафин накладывается вторая этикетка. Образец снова опускается в парафин. Погружение осуществляется до равномерного покрытия образца слоем парафина. При этом нужно следить, чтобы надпись на этикетке легко читалась. Покрытые парафином образцы укладываются в ящики строго в соответствии с местоположением их в керновой колонке.

1.5. Укладка и документация керна

Поднятый и разложенный на буровой площадке керн укладывается в керновые ящики. До укладки в ящики керн подвергается предварительной очистке от бурового раствора.

Укладка керна производится в специальные картонные, пластмассовые или чаще деревянные керновые ящики, разделенные на продольные секции шириной чуть более диаметра керна с пятью (для керна $d = 80$ мм), четырьмя (для керна $d = 100$ мм) или шестью (для керна $d = 60$ мм) продольными секциями. Длина ящика между внутренними стенками должна быть строго 1 м. Деревянный ящик обвязывается металлической лентой или проволокой. Крышка закрепляется на гвоздях или шарнирах.

Деревянные ящики и пластиковые тубы чаще всего используют для перевозки керна, картонные коробки – при закладке керна на постоянное хранение.

Керн укладывается последовательно (слева направо) в порядке возрастания глубины скважины в строгом соответствии с его положением в колонковой трубе (укладка в «строчку») (рис. 1.7).



Рис. 1.7. Пример укладки керна из скв. Ах-1 Полярной ГРЭ

Запрещается укладывать керн в ящики «змейкой» – в несколько рядов в одной секции ящика. В случаях когда керн не помещается в ящик, керновая колонка делится на куски, при укладке куски совмещают по плоскости раздела.

Уложенный керн сопровождается биркой, которая составляется в двух экземплярах: первая помещается в начале интервала отбора керна, вторая – в конце. Надписи на бирках должны быть выполнены шариковой ручкой, водостойким маркером. Заготовки для бирок (этикеток) делают из тонкой строганой доски. Запрещается делать записи на бумаге, линолеуме, картоне, фанере, щепках и других подручных материалах.

На этикетке кроме названия площади (месторождения), номера скважины обязательно указывают: номер керна (его начало, продолжение, конец керна), интервал отбора, проходку, м, выход керна, м и %).

В конце керновой колонки поперек торца перегородки ящика делается зарубка, и с двух сторон от нее подписываются интервалы отбора керна с пометкой «конец керна» (слева) и «начало керна» (справа); стрелкой от начала интервала указывается направление укладки керна (рис. 1.6). В начале и конце ящика также помещаются этикетки, на которых кроме вышперечисленных сведений дополнительно указывается номер ящика, начало керна и номер, продолжение керна и номер или конец керна и номер.

Отсутствие указанных данных на ящиках или ошибочные данные сильно затрудняют работу с керном впоследствии.

1.6. Маркировка ящиков

Деревянные ящики обязательно снабжаются крышками, что обеспечивает сохранность керна при транспортировке и хранении. После заполнения ящиков керном крышки забиваются гвоздями, а ящики укладываются в штабеля для отправки на хранение и окончательной обработки в кернохранилище (рис. 1.8). Все ящики нумеруются и маркируются. В штабеле обязательно соблюдается их последовательное размещение. На торцевой и лицевой сторонах ящика, а также его крышке обязательно должны быть необходимые подписи.



Рис. 1.8. Маркировка и штабелирование керновых ящиков [49]

Заполненные керном ящики вывозятся со скважины и передаются по акту в кернохранилище для исследования и длительного хранения. Место доставки керна указывает недропользователь.

1.7. Документация керна

На отобранный керн в рабочем журнале составляется ведомость отбора керна, в которой в табличной форме фиксируется информация, получаемая при проходке скважины: номер керна, номера долбления, интервалы отбора керна, вынос керна. Это часть данных, которая подлежит уточнению и восстановлению, но фактически не меняется со временем. Основными источниками этих данных являются записи

в буровых журналах и на этикетках, сопровождающих керновый материал. Эти данные также важны, как и сам керн.

1.8. Оценка разреза по керну и привязка мест его отбора

Оценка разреза по керну и привязка его к месту отбора образцов может производиться разными способами как в лаборатории, так и непосредственно на буровой площадке. На буровой может быть использован гамма-спектрометр СЕГ-001 «АКП-С» «КЕРН» (рис. 1.9), который предназначен: а) для экспресс-анализа полноразмерных образцов керна с целью определения содержания естественных гамма-излучающих радионуклидов, таких как ^{226}Ra , ^{232}Th , ^{40}K , и техногенных ^{137}Cs и других в пробах горных пород; б) анализа распределения естественных радионуклидов по длине керна для его привязки к данным каротажа по глубине.



Рис. 1.9. Гамма-спектрометр СЕГ-001 «АКП-С» «КЕРН»

Популярен четырехканальный гамма-спектрометр с конвейером для подачи и позиционирования керна относительно сцинтилляционных блоков детектирования. В состав установки входит устройство для определения плотности образцов керна.

В лабораторных условиях для привязки керна к ГИС часто используют профильные гамма-регистраторы керна типа NGR-200 и другие.

Для привязки трещин по глубине хорошие результаты дает использование приборов для наклонометрии (рис. 1.10).

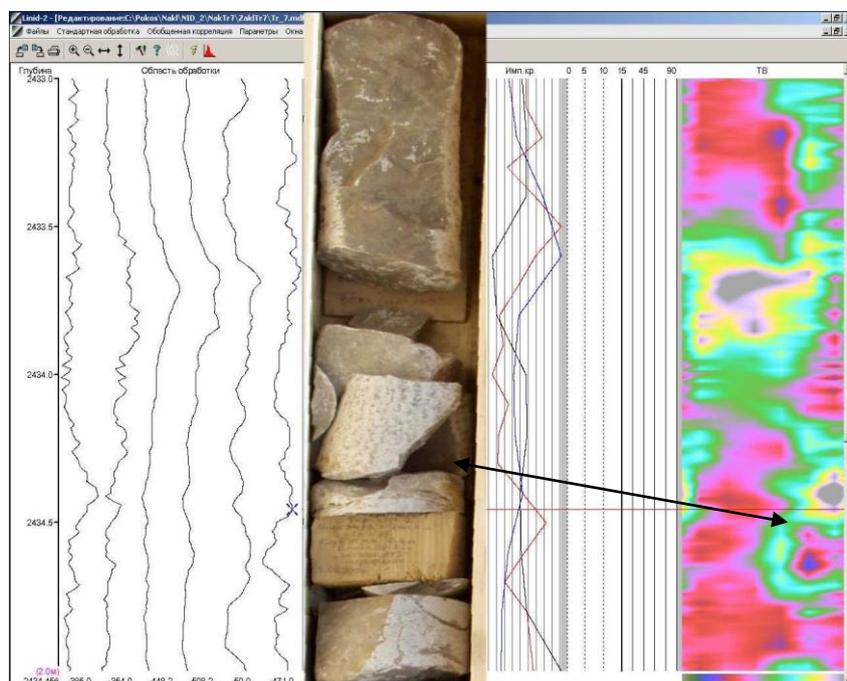


Рис. 1.10. Пример привязки трещин по глубине с использованием наклономеров

Этим прибором на общем красно-оранжевом спектре развертки наклономера трещины четко выделяются зеленым спектром. Исследование скважин приборами линейки «НИД-2» в Восточной Сибири впервые было применено на Терской площади в Юрубчено-Тохомской зоне.

Уверенную привязку к глубине «немного» керна карбонатных пород дает технология совместного использования керна и геофизических исследований скважин (ГИС), гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК): «кern – ГИС^(ГК, НГК) – микросканеров» (рис. 1.11).

Для этой цели хорошо зарекомендовали себя электрический пластовый микросканер (FMI), акустический сканер (СВИЛ) и пластовый электрический наклономер НИД-2.

Поскольку НИД-2 имеет относительно низкую стоимость и хорошую адаптированность к трещинным коллекторам, такая технология получает все большее распространение в Восточной Сибири, в частности в Юрубчено-Тохомской зоне.

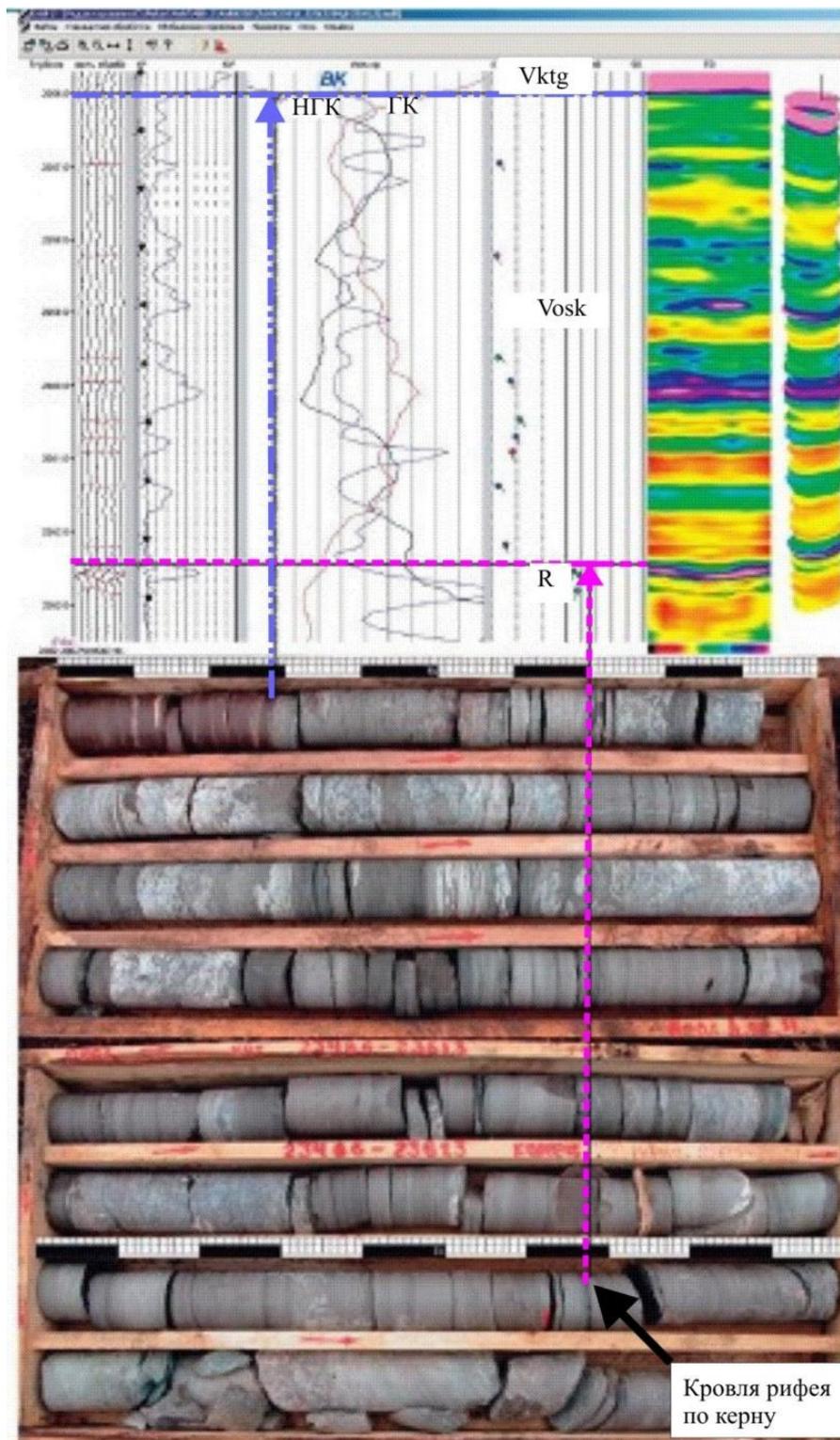


Рис. 1.11. Глубинная увязка керна радиоактивного каротажа по кровле и подошве оскобинской свиты венда

1.9. Подъем, отбор и подготовка шлама к анализам

Буровой шлам – это в общем смысле водная суспензия, твёрдая часть которой состоит из продуктов разрушения горных пород забоя и стенок скважины. После прохода буровой жидкости через сита из бурового раствора выпадают разноразмерные кусочки породы, поэтому в классическом понимании шлам – это «горная порода, измельченная в процессе бурения и вынесенная на поверхность промывочной жидкостью» [25].

В комплексе геологических наблюдений за скважиной изучение шлама несет оперативную информацию о геологическом разрезе и позволяет оперативно осуществлять его стратиграфическую привязку и корректировку.

Для детального изучения разреза шлам отбирают через 5 м проходки [25]. В интервалах, из которых керн не отбирался, а также в перспективных интервалах разреза шлам отбирается через более короткие промежутки (1–5 м) [70, 80]. При больших скоростях бурения с глубин от 500 до 1 000 м шлам можно отбирать через 15–20 м. В случаях повышенных газопоказаний отбор шлама производится вне зависимости от отбора предыдущей пробы. Время отбора выбирается таким, чтобы обеспечить получение шлама с интервала проходки 0,5–1 м [49].

Отбор шлама производится в желобной системе. Для отбора шлама применяется набор сит, через которые пропускают из скважины буровой раствор с добавленной в него водой в целях исключения их засорения шламом. Отбор производится непосредственно на сетке с помощью скребка. Оставшиеся на ситах обломки породы осторожно промывают водой, просушивают, укладывают в бумажные или полиэтиленовые пакеты или пробирки и снабжают этикетками.

Наиболее информативной фракцией являются частицы размером 3–7 мм. Частицы крупнее 7 мм характеризуют обвальную породу и представляют собой остроугольные обломки, порой больших размеров. При роторном способе бурения и применении долот истирающего типа шлам имеет более мелкие частицы размером 0,5–3 мм [49].

Обломки крупнее 0,3 мм отстают от потока бурового раствора, что осложняет привязку полученных обломков к глубине их залегания. Поэтому при взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины в данный момент. Учет запаздывания подъема шлама в струе глинистого раствора при

записях глубины скважины производится и определяется в каждом отдельном случае в зависимости от глубины и скорости движения струи раствора.

Для привязки проб шлама к истинным глубинам отбора рассчитывается время отставания выбуренных частиц шлама от забоя до шламоотборника по формуле

$$T_{\text{ш}} = \frac{H}{60(V_{\text{к.п}} - aV_{\text{к.п}})}, \quad (1.2)$$

где $T_{\text{ш}}$ – время запаздывания шлама, мин; H – глубина забоя скважины на момент расчета; a – коэффициент, зависящий от площади кольцевого пространства, вращения бурильных труб, состояния ствола скважины (при роторном бурении $a = 1,14$; при турбинном – $a = 1$); $V_{\text{к.п}}$ – скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве, м/с.

Окончательная привязка шлама к истинным глубинам производится путем корреляции литологических колонок, построенных по шламу, и данных промыслово-геофизических исследований.

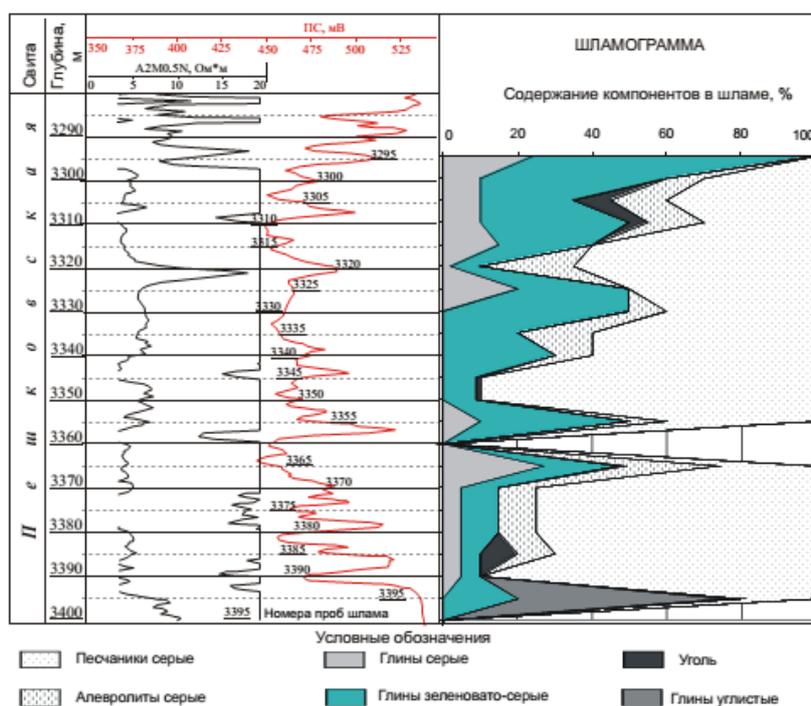


Рис. 1.12. Пример увязки шлама со стандартным каротажем [49]

Отобранные пробы шлама отмываются от бурового раствора холодной водой непосредственно на буровой или в станции ГТИ. При

бурении на известково-битумных растворах шлам промывается сначала дизельным топливом, затем теплой (40–60 °С) водой.

В лабораторных условиях проводится предварительный просмотр всей пробы под бинокулярным микроскопом с целью выявления специфических особенностей. Большие пробы шлама кроме литологических отправляют и на другие виды аналитических исследований. Для этого шлам квартуют, оставляя для изучения его четвертую часть.

По результатам исследования шлама и каротажа проводят построение литологических колонок и шлагограмм (рис. 1.12).

При изучении шлама нельзя получить детальную послойную характеристику разрезов, как при исследовании керна; можно лишь установить общий литологический состав пород и их смену, а иногда уловить обломки пород, характеризующие маркирующие горизонты.

1.10. Отбор образцов пород из стенок скважины

В случаях низкого выноса керна из скважины применяется отбор образцов породы со стенок бурящейся скважины. Кроме этого, отбор керна из стенок скважин применяют, в случаях когда необходима более уверенная оценка перспективных или продуктивных пластов, выделенных по геофизическим данным, но керн не отобран или затруднена оценка нефтеносности пласта из-за неблагоприятного сочетания литологических факторов.

Важной особенностью отбора образцов керна из стенок скважин является возможность отбора керна после геофизических исследований скважин. Это позволяет уточнить характеристику интервалов, неоднозначно интерпретируемых по геофизическим данным.

В арсенале геофизиков имеется целый ряд стреляющих, сверлящих и дисковых боковых грунтоносов, спускаемых на кабеле. Исходя из того, что стреляющие керноотборные снаряды сильно разрушают породы, определение коллекторских свойств затруднительно, более предпочтительны боковые сверлящие и дисковые керноотборники.

Стреляющий грунтонос состоит из корпуса с гнездами, в которые устанавливают пороховой заряд с электровоспламенителем и бойки, снабженные пустотелыми наконечниками, заостренными снаружи. Бойки крепят тросиками из стали к корпусу грунтоноса (рис. 1.13).

Снаряженный грунтонос опускают в скважину на кабеле и устанавливают в нижней точке интервала отбора образцов пород. По кабелю подается импульс тока на электровоспламенитель, который воспламеняет порох.

Давлением пороховых газов боек с большой скоростью выталкивается из ствола и врезается в породу. Затем грунтонос медленно поднимают и устанавливают против следующей точки отбора.

При движении грунтоноса боек отрывается от стенки скважины и остается висеть на тросике. После отстрела всех бойков грунтонос поднимают на поверхность, наконечники бойков отвинчивают и из них извлекают керн.

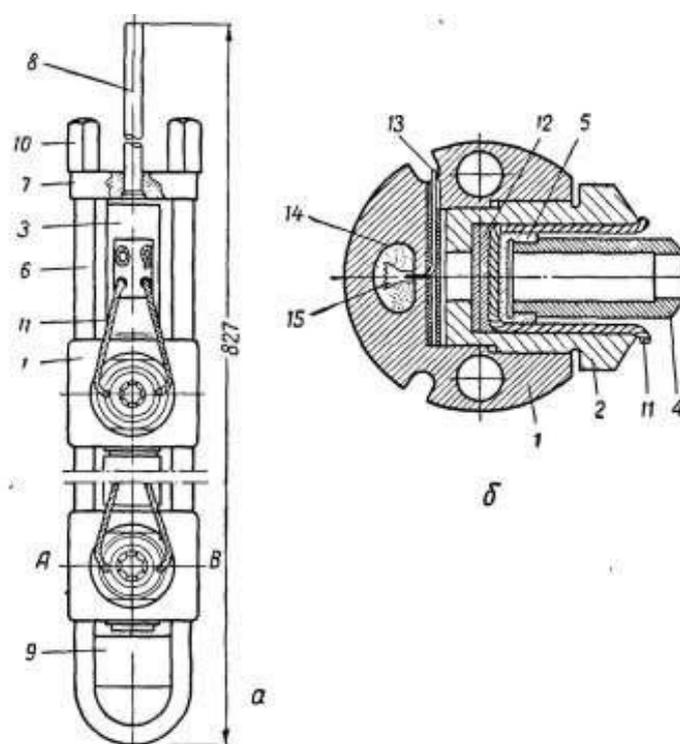


Рис. 1.13. Боковой стреляющий грунтонос ГРС-2 в сборе (а) и камера грунтоноса с бесштуцерным вводом провода в камеру (б): 1 – корпус; 2 – ствол; 3 – соединительная муфта; 4 – боек; 5 – пятка; 6 – стремянка; 7 – фланец; 8 – дужка; 9 – наконечник; 10 – гайка; 11 – трос; 12 – герметизирующая прокладка; 13 – провод электрического запала; 14 – пороховой заряд; 15 – электровоспламенитель

Эффективность отбора образцов стреляющими грунтоносами составляет около 75 %. По образцам уточняют главным образом литологический состав и характер насыщения горных пород.

Сверлящий грунтонос содержит механические и гидравлические узлы и системы, управляемые по кабелю, на котором прибор спускается в скважину, с пульта на поверхности (рис. 1.14). Одним

из основных узлов является пустотелый цилиндрический бур с коронкой и кернорвателем, ось которого перпендикулярна к оси грунтоноса. Бур вращается от электродвигателя.

После установки в точке отбора грунтонос прижимается к стенке скважины специальными распорами и по электрическому каналу осуществляется подача энергии вращающемуся буру. В процессе выбуривания образца частицы породы удаляются из кольцевой зоны разрушения потоком бурового раствора.

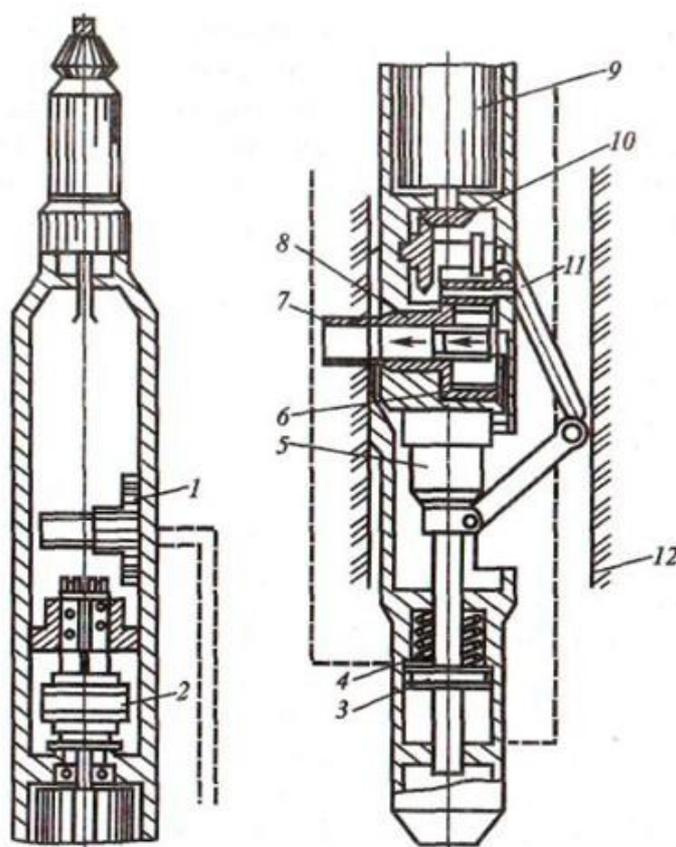


Рис. 1.14. Сверлящий боковой многоотборный грунтонос СКМ-9: 1 – регулятор подачи бура; 2 – гидравлический насос; 3 – поршень; 4 – пружина; 5 – насос промывочный; 6 – датчик выхода бура; 7 – коронка бура; 8 – вращающийся бур; 9 – электродвигатель; 10 – шестеренчатая передача; 11 – рычажный распор; 12 – стенка скважины

После полного внедрения коронки в стенку скважины производится отрыв выбуренного образца кернорвателем при обратном движении бура, со сменой направления вращения ротора электродвигателя. Давление в гидравлической системе масляного наполнения создается масляным насосом, имеющим привод от того же электродвигателя. Время выбуривания одного керна не более 5–6 мин.

При отборе следующего образца предыдущий образец проталкивается в кассету. Из кассеты образцы извлекают после подъема прибора на поверхность. Всего за один рейс можно отобрать до 10 образцов длиной до 40 мм, диаметром 22 мм каждый.

Выбуренные образцы практически сохраняют естественные физические характеристики, и они пригодны для определения коллекторских свойств пород.

Зарубежным аналогом является боковой сверлящий грунтонос нового поколения для отбора керна большого диаметра XL-Rock фирмы Шлюмберже. Грунтоносы этого типа позволяют отбирать керна диаметром 38,1 мм и длиной 63,5 мм, что соответствует стандартным образцам, изготавливаемым для определения фильтрационно-емостных свойств из обычного керна. Этот грунтонос позволяет отбирать керна и из «нетрадиционных коллекторов» в сланцевых горных породах. Аналогичные характеристики имеет вышедший недавно на рынок новейший боковой грунтонос Xaminer™ Coring tool компании Halliburton.

Дисковый призматический грунтонос в качестве режущего инструмента содержит два диска, армированных техническим алмазом и установленных под углом друг к другу в качающейся каретке. Вращение дисков осуществляется от электродвигателя (рис. 1.15).

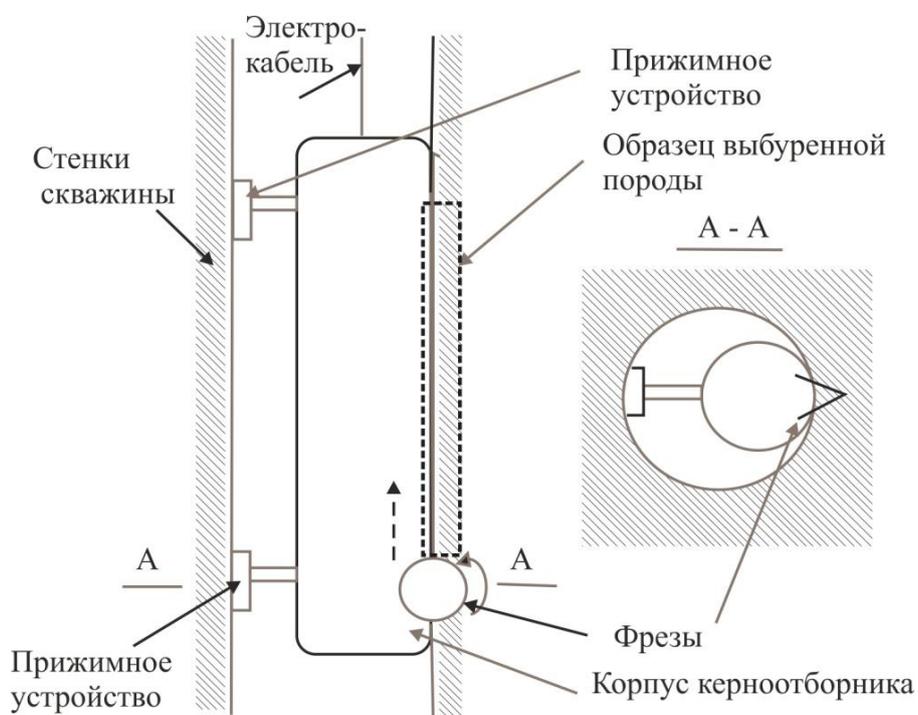


Рис. 1.15. Принципиальная схема устройства дискового призматического кернаотборника

После установки в точке отбора прибор прижимается к стенке скважины. С помощью регулятора подачи каретка с вращающимися дисками перемещается снизу вверх вдоль оси грунтоноса, отклоняясь к его стенке. Благодаря этому края дисков выдвигаются за наружную поверхность грунтоноса и вырезают на стенке скважины трехгранную призму $600 \times 36 \times 42$ мм. При обратном отклонении каретки вместе с дисками в конце интервала перемещения призма породы выклинивается и попадает в керноприемник. За один спуск отбирается до 5 образцов.

Отбор необходимого числа образцов горных пород из пласта зависит от однородности пласта, а также от информации, которую необходимо получить в результате исследований. Чаще всего образцы пород для исследования отбираются через каждые 0,25 – 0,5 м толщины пласта.

Отбор образцов боковыми пробоотборниками всегда проводят по схеме «снизу-вверх». Сначала образцы отбирают из менее плотных терригенных, а затем из плотных карбонатных пород. Рыхлые терригенные породы отбирают по одному образцу за спуск во избежание их разрушения.

Эффективность отбора образцов существенно зависит от толщины глинистой корки, образующейся против коллекторов. Глинистая корка уменьшает длину отбираемых образцов, увеличивает длительность отбора, резко снижает производительность операций и качество отобранных образцов. Если толщина глинистой корки более 10 мм, проводят повторную проработку скважины.

После отбора образцов производят подъём керноотборника на поверхность, извлекают образцы из приёмной кассеты и раскладывают их в индивидуальные упаковки, проводят документирование.

Аппаратура для бокового отбора керна постоянно совершенствуется, но принципиальные технологические схемы этих приборов конкуренцию зарубежным аналогам не составляют.

1.11. Нормы отбора образцов на различные виды исследований

Стандартизированные нормы отбора образцов отсутствуют. Исходя из практики ведения ГРП, рекомендуются следующие нормы отбора образцов (табл. 1.5), которые зависят от категории скважин и решаемых геологических задач.

Таблица 1.5

Нормы отбора образцов керна на различные виды анализов
(утв. 25.12.1995 МПР Республики Коми)

Виды исследований	Категория скважины			
	параметрическая и опорная	поисковая	оценочная	разведочная
1. Описание керна				
Макроописание керна	По всему стволу	По всему стволу	По всему стволу	По всему стволу
2. Палеонтологические исследования				
Определение макрофауны (брахиоподы, пелециподы)	Все видимые остатки	Все видимые остатки	Все видимые остатки	-
Определение фораминифер	5	2	1	
Определение остракод				
Определение конодонтов				
Определение флоры	1	1		
Определение спор				
3. Исследования вещественного состава пород				
Петрографические исследования	Из каждого слоя пород 2 обр.	Из каждого слоя пород 2 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из плотных пород 1 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
Механический анализ (обломочные породы)				
Минералогический анализ (обломочные породы)				
Определение карбонатности				
Химический анализ соляно-кислотной вытяжки				
Силикатный анализ	1 обр. на 2 м	1 обр. на 5 м	-	-

Рентгено-структурный анализ	2 обр. из каждого вида глинистых пород	2 обр. из каждого вида глинистых пород	Из покрышек 5 обр. Из коллекторов 2 обр.	Из покрышек 5 обр. Из коллекторов 2 обр.
Определение нерастворимого остатка (карбонаты)	Из каждого слоя пород 2 обр.	Из каждого слоя пород 1 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
4. Исследования свойств коллекторов и покрышек				
Определение ФЕС пород (открытая пористость, газопроницаемость, объемная плотность, кажущаяся минералогическая плотность, остаточная водо- и нефтенасыщенность прямым методом, остаточная водонасыщенность косвенным методом)	5 обр.	Из плотных пород 5 обр. Из коллекторов 10 обр.	Из плотных пород 5 обр. Из коллекторов 10 обр.	Из коллекторов 10 обр.
Общие петрофизические исследования (определение радиоактивности, удельного электрического сопротивления и акустических свойств в атмосферных условиях, общая пористость)	2 обр.	Из плотных пород 2 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из плотных пород 2 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
Детальные петрофизические исследования (пористость, проницаемость, удельное электрическое сопротивление и акустические свойства в условиях, моделирующих пластовые, анизотропия проницаемости, электропроводности, акустических свойств, смачиваемость, капиллярметрия, трещиноватость, нефтепроницаемость, структура пустотного пространства в больших шлифах)	1 обр.	Из плотных пород 1 обр. Из коллекторов 2 обр.	Из плотных пород 1 обр. Из коллекторов 2 обр.	Из коллекторов 2 обр.

Окончание табл. 1.5

Фазовая проницаемость, коэффициент вытеснения нефти водой	–	По 2 модели на залежь	Дополнительно по 1–3 модели на залежь
Определение давления прорыва покрышек	Из региональных и зональных покрышек по 2 обр.	Из покрышек по 2 обр.	–
Интенсификация притока	–	Из коллекторов 1 обр.	
Специальные исследования (поляризуемость, магнитная восприимчивость, диэлектрическая проницаемость, теплопроводность, теплоемкость, электрохимическая активность, упругость, прочность и др.)	1 обр.	–	
5. Геохимические исследования			
Исследование РОВ (люминесцентный анализ, групповой состав битумоидов, определение концентрации ОВ, элементный состав битумоидов, УФ-спектроскопия масляных фракций, ИК-спектроскопия для определения группового состава битумоидов, ГЖХ масляных и метано-нафтеновых фракций)	Из покрышек 2 обр. Из коллекторов 3 обр. (кровля, подошва, середина)	1 обр.	–
Определение отражательной способности витринита	1 обр.		–
Извлечение и исследование рассеянных и глубоко сорбированных газов	Из плотных разностей 1 обр. Из коллекторов 2 обр.	1 обр. на 5 м	–

Для карбонатных пород необходимо предусматривать специальные методы исследований. Первая группа специальных методов исследования пород предназначена для изучения их смачиваемости, направленности действия капиллярных сил; моделирования пленочного течения воды по гидрофобной и гидрофильной поверхностям пор. Вторая группа методов направлена на изучение трещинной составляющей и микропустотности карбонатов.

Набор специальных методов и нормы отбора образцов уточняются геологическим заданием. Для методов, перечисленных в табл. 1.5, объемы и виды опробования определяются геологическим проектом на скважину или группу скважин.

1.12. Обеспечение сохранности керна

Пользователи недр должны обеспечивать сохранность образцов горных пород, керна, пластовых жидкостей, флюидов и иных материальных носителей первичной геологической информации о недрах, полученных при проведении работ на участке недр, до их передачи в государственные специализированные хранилища.

Перечень, сроки, место и условия сдачи пользователями недр материальных носителей первичной геологической информации, к которым относится и керн, должны соответствовать лицензии на пользование недрами, геологическому заданию или государственному контракту на выполнение работ по геологическому изучению недр, заключенному в соответствии с Федеральным законом от 05.04.2013 № 44-ФЗ.

В настоящее время на территории России действуют и строятся новые роботизированные кернохранилища. Отличительной особенностью таких кернохранилищ является то, что долговременно хранящийся в них керновый материал доступен всем заинтересованным предприятиям и организациям и частным лицам с учётом нормативных требований по использованию геологической информации. В рамках создания Единого фонда геологической информации действует федеральное кернохранилище в г. Апрелевка Московской области («Апрелевское отделение» ФГУП «ВНИГНИ»), в структуре Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпильмана – кернохранилище в г. Ханты-Мансийске, кернохранилище ОАО «ТомскНИПИнефть» в г. Томске, кернохранилище СО РАН в г. Новосибирске и др.

Кернохранилища осуществляют как сбор, централизованное долговременное хранение, так и оперативное исследование кернового материала, отобранного главным образом на территории России. Исследование керна выполняется аккредитованными лабораториями, оснащёнными самым современным оборудованием. В общей технологической цепи оперативные анализы полноразмерного керна включают фотографирование керна при белом и ультрафиолетовом освещении, измерение общей и спектральной гамма-активности (гамма-каротаж керна в спектрометрическом варианте), определение профиля газопроницаемости. Полученные результаты дают возможность оперативно оценить характер насыщенности, уточнить глубину отбора керна для выделения участков с хорошими коллекторскими свойствами. Детальные исследования керна на образцах состоят из определения пористости, газопроницаемости, УЭС, остаточной водонефтенасыщенности, карбонатности и др. Данные лабораторных исследований используются специалистами МПР России и сторонними заказчиками при подсчете запасов, проведении научно-исследовательских работ и подготовке проектов разработки месторождений нераспределённого и распределённого фондов недр.

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте понятие «кern». Для каких целей он служит, каково его значение в практике нефтегазовых работ?
2. Назовите нормы отбора керна в скважинах различных категорий.
3. Какую геологическую информацию можно получить при исследованиях керна?
4. Как производится подъем и отбор керна?
5. Для каких целей проводят отбор ориентированного керна?
6. Как и для каких целей отбирают герметизированный kern?
7. Каким образом раскладывается kern в ящиках? Как производится его маркировка в ящиках? Как производится маркировка ящиков? Какие исходные данные указываются на них?
9. Что такое буровой шлам и в каких целях его отбирают?
10. Как определяют глубину отбора шлама?
11. В каких случаях и для чего проводят отбор керна из стенок скважин?
12. Какими приборами проводят отбор керна из стенок скважин?

2. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Порода-коллектор – это геологическое тело различных форм, состава и происхождения, способное содержать в некоторой своей части воду или различные объемы нефти и газа, сохранять их и отдавать при возникновении перепада давления независимо от геологической природы возникающего градиента давлений [42].

Такое свойство коллектора обуславливается наличием в нем пористости и проницаемости. Первое свойство определяет объем коллектора, который может быть наполнен флюидами. Наличие сообщающегося пустотного пространства обеспечивает проницаемость, то есть движение нефти, газа и воды, как в природных условиях, так и при перепадах давлений, которые возникают в процессе освоения и разработки залежей или в иных природных процессах: сейсмических, гравитационных, техногенных, приливно-отливных, вызывающих перепады горного и гидродинамического давления и др.

Породы-коллекторы кроме пористости и проницаемости принято характеризовать еще и следующими параметрами: трещиноватостью, остаточной водо-, газо- и нефтенасыщенностью, смачиваемостью, внутренней удельной поверхностью пор и трещин, пластичностью, плотностью, величинами капиллярного давления, удельным электрическим сопротивлением (УЭС), акустическими свойствами и содержанием органических веществ (ОВ) и битумов.

Величина капиллярного давления P_k точно так же, как пористость и проницаемость, определяет состояние породы-коллектора и входит в комплекс анализа кернового материала. Методы определения содержаний ОВ и битумоидов изучаются в рамках других курсов, поэтому далее не рассматриваются.

Пористость и проницаемость – главные параметры, характеризующие качество пород-коллекторов. Численно их характеризуют одноименные коэффициенты.

Коэффициент пористости – это отношение объема пор к объему образца в долях единицы или в процентах к его объему:

$$K_{\text{п}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{о}}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{п}}$ – объем пор; $V_{\text{о}}$ – объем образца.

Различают пористость следующих видов:

Общая (абсолютная, физическая или полная) пористость. Определяется разностью между объемом образца и объемом слагающих образец зерен, т. е. пористость, включающую связанные и несвязанные между собой поры:

$$K_{\text{п.общ}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{породы}}}, \quad (2.2)$$

где $K_{\text{п.общ}}$ – коэффициент общей пористости; $V_{\text{пор}}$ – суммарный объем пор; $V_{\text{породы}}$ – объем всей породы с учетом пор.

Определение общей пористости сопряжено с обязательным дроблением образца породы до составляющих его зерен [61].

Открытая пористость, или пористость насыщения. Включает все сообщающиеся между собой поры и пустоты, в которые проникает данная жидкость или газ при соответствующем давлении или вакууме. Не учитываются те поры, в которые не проникает данная жидкость при данном давлении насыщения. Обычно в качестве насыщающей жидкости берется керосин, не вызывающий разбухания глинистых частиц, и насыщение происходит под вакуумом при 3–10 мм рт. ст. остаточного давления. Может применяться вода, бутиловый, изоамиловый спирт.

Коэффициент открытой пористости $K_{\text{от.п}}$ вычисляют по формуле

$$K_{\text{от.п}} = \frac{P_3 - P_1}{P_3 - P_2} \cdot 100 \%, \quad (2.3)$$

где P_3 – вес насыщенного жидкостью образца в воздухе, г; P_1 – вес сухого образца, г; P_2 – вес насыщенного жидкостью образца в насыщающей жидкости, г.

При определении коэффициента открытой пористости можно вычислять объемную плотность образца по формуле

$$\gamma_{\text{п}} = \frac{P_1 \cdot \gamma_{\text{ж}}}{P_3 - P_2}, \quad (2.4)$$

где $\gamma_{\text{п}}$ – объемная плотность породы, г/см³; P_1 – вес сухого образца, г; $\gamma_{\text{ж}}$ – плотность рабочей жидкости, г/см³; P_2 – вес насыщенного жидкостью образца в насыщающей жидкости, г; P_3 – вес насыщенного жидкостью образца в воздухе, г, и кажущуюся минералогическую плотность по формуле

$$\gamma_{\text{к.м.п}} = \frac{P_1 \cdot \gamma_{\text{ж}}}{P_1 - P_2}, \quad (2.5)$$

где $\gamma_{\text{к.м.п}}$ – кажущаяся минералогическая плотность породы, г/см³; P_1 – вес сухого образца, г; $\gamma_{\text{ж}}$ – плотность рабочей жидкости, г/см³; P_2 – вес насыщенного жидкостью образца в насыщающей жидкости, г.

Динамическая (эффективная) пористость. Включает только ту часть поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью. Не учитывается при этом объем субкапиллярных пор (диаметром < 0,0002 мм), в которых движение жидкости в природе не происходит. Динамическая эффективная пористость в одном и том же образце не имеет постоянного значения. Она изменяется в зависимости от перепада давления, скорости фильтрации $W_{\text{ф}}$ и свойств жидкости. Для воды при $W_{\text{ф}} = 100$ мм/ч эффективная динамическая пористость уплотненного песка с хорошей проницаемостью приближается по величине к пористости насыщения и застойные зоны практически отсутствуют. При меньших же скоростях застойные зоны начинают занимать все большую часть объема пор, уменьшая величину эффективной динамической пористости [11].

Проницаемость – параметр, характеризующий способность пород пласта пропускать флюид (жидкости или газы) при наличии перепада давления [39].

В основе определения проницаемости лежит уравнение Анри Дарси, полученное им экспериментально (1856 г.), по которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{(P_1 - P_2)}{L}, \quad (2.6)$$

где v – скорость линейной фильтрации; Q – объемный расход жидкости в единицу времени, м³; P_1 – давление на входе, Па; P_2 – давление на выходе, Па; F – площадь фильтрации, м²; μ – динамическая вязкость флюида, Па·с; L – длина пористой среды, м.

Исходя из уравнения Дарси (2.6) запишем формулу для определения коэффициента проницаемости:

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q\mu L}{\Delta P S}, \quad (2.7)$$

где ΔP – перепад давления на единицу длины или градиент давления, Па.

На основе формулы (2.7) выражение для коэффициента проницаемости $k_{\text{пр}}$ в международной системе единиц (СИ) будет иметь размерность м^2 :

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q\mu L}{\Delta P S} = \frac{1 \text{ м}^3}{\text{с}} \frac{1 \text{ Па} \cdot \text{с} \cdot 1 \text{ м}}{1 \text{ Па} \cdot 1 \text{ м}^2} = \text{м}^2. \quad (2.8)$$

Аналогична схема вычислений и для внесистемной величины Дарси:

$$k_{\text{пр}} = \frac{1 \text{ см}^3}{\text{с}} \frac{1 \text{ с} \cdot \text{Пз} \cdot 1 \text{ см}}{1 \text{ атм} \cdot 1 \text{ см}^2} = \text{Дарси} \quad (2.9)$$

Проницаемость пород-коллекторов нефтяных и газовых пластов изменяется от нескольких мД до 2–3Д и редко бывает выше [6].

Если пористость и нефтенасыщенность определяют запасы нефти Q в залежи, то проницаемость влияет на пропускную способность пористой среды и скорость фильтрации, равную Q/S , то есть на производительность скважин, и только пласты-коллекторы с хорошей проницаемостью будут иметь промышленное значение, если речь идет о традиционных залежах нефти и газа. Это положение не распространяется на сланцевые и матричные породы-коллекторы нефти и газа, а также интеркалливированный (хемосорбированный) газ угольных пластов и пласты-коллекторы, содержащие гидратные залежи УВ.

Поэтому при изучении проницаемости нефтегазосодержащих пород определяется не только проницаемость, характеризующая свойства породы, но и физико-химические свойства жидкостей и газов и условия их движения [38, 39]. В связи с этим для характеристики проницаемости введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Для общей характеристики физических свойств пород используется **абсолютная** проницаемость породы, которая может быть определена при наличии в ней однофазного флюида. Для ее оценки обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей. Движение газа должно происходить обязательно по линейному закону фильтрации [60].

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы (жидкости или газа) к абсолютной.

Относительные проницаемости (k' , % или в долях) горной породы для нефти ($k'_н$) и воды ($k'_в$) (газа аналогично) оцениваются как

$$k'_н = (k_н / k) \cdot 100 \% ; k'_в = (k_в / k) \cdot 100 \% , \quad (2.10)$$

где $k_н$ и $k_в$ – фазовые проницаемости для нефти и воды; k – абсолютная проницаемость породы.

Поскольку величина относительной проницаемости зависит от объемного соотношения соответствующих компонентов в фильтрующихся смесях, она выражается безразмерным числом, которое всегда меньше единицы или 100 %.

Эффективная проницаемость – это проницаемость породы для определенной фазы при наличии в поровом пространстве неподвижной фазы другого флюида, т. е. при наличии остаточной водо- или нефтенасыщенности.

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

Фазовая и относительная проницаемости непрерывно изменяются в процессе эксплуатации залежи [38, 60].

Современные технологии позволяют измерять проницаемость по всей длине (профилю) полноразмерного керна.

Профильная проницаемость – это точечное экспресс-измерение проницаемости вдоль профиля полноразмерного керна. Необходимость получения профиля проницаемости по газу обусловлена высокой неоднородностью проницаемости по длине керна во всех литологических типах пород и особенно в карбонатных породах. Данные измерения профиля проницаемости позволяют решать важ-

ные геологические и методические задачи: уточнять точки отбора проб для лабораторного изучения пористости и проницаемости, планировать интервалы гидроразрыва пласта-коллектора и рассчитывать профиль приемистости пластов в нагнетательных скважинах, корректировать мероприятия по заводнению месторождений и др.

Пористость и проницаемость горных пород зависят, прежде всего, от их литологического состава и условий образования, поэтому далее рассмотрим породы-коллекторы нефти и газа и их основные классификации в зависимости от основных литологических групп горных пород.

2.1. Породы-коллекторы и их классификации

По литологическому составу различают четыре группы пород-коллекторов: терригенные породы и карбонатные с их переходными разновидностями; коллекторы вулканогенных пород; коллекторы магматических пород; коллекторы кремнистых биогенных толщ. Биогенные толщи имеют ограниченное распространение.

Наибольший интерес для поисков нефти и газа представляют осадочные горные породы, потому что именно в них содержится подавляющее большинство (> 99 %) месторождений нефти и газа в мире и только около 1 % приходится на остальные типы пород-коллекторов.

Осадочные горные породы представляют собой продукты механического или химического разрушения существовавших раньше магматических, осадочных или метаморфических пород, отложившихся в водных бассейнах или на поверхности суши; реже осадочные породы образуются биогенным путем в результате жизнедеятельности организмов. В составе осадочных горных пород, как правило, присутствуют органические остатки (растительного и животного происхождения).

Осадочные породы получают при разрушении любых других пород, перемещении их частиц в виде механических взвесей различной крупности или в виде раствора, и при отложении (*седиментации*), или осаждении из раствора. Вопрос происхождения осадочных пород достаточно сложен и не всегда однозначен. Как пишет Ф. Дж. Петтиджон «даже происхождение обыкновенных пород не всегда ясно» [68]. То есть каждый раз необходимо рассматривать конкретную ситуацию. Диаграмма, иллюстрирующая сложный характер образования осадочных пород, приведена на рис. 2.1.

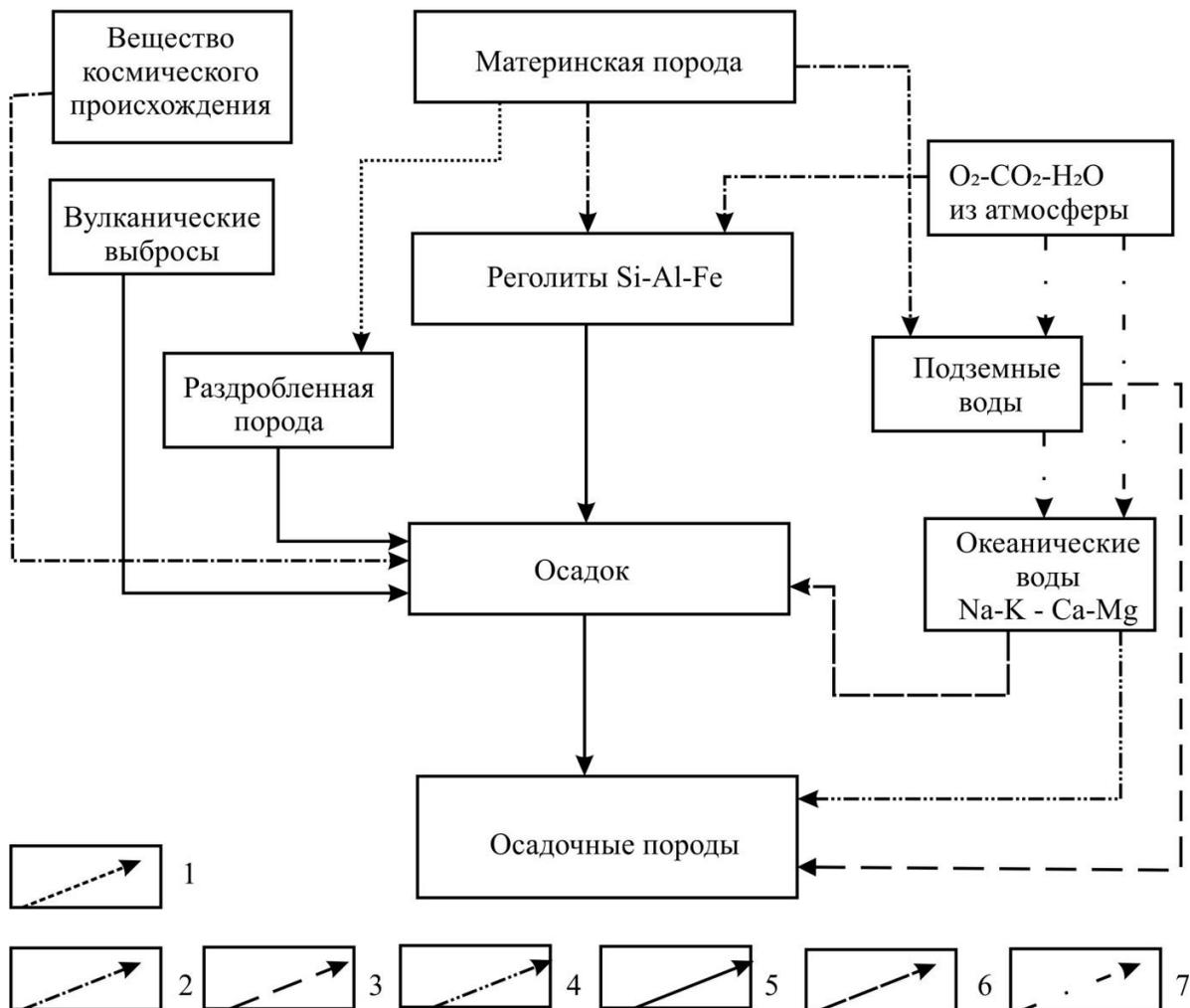


Рис. 2.1. Диаграмма, иллюстрирующая сложный характер образования осадочных пород (по [68] с изменениями). Геологические процессы: 1 – абразия; 2 – распад и выщелачивание, 3 – цементация Ca-Si; 4 – восстановление K-Mg; 5 – перенос; 6 – химическое осаждение Ca-Si-C; 7 – растворение

Из рис. 2.1 следует, что составные части осадочной породы могут образовываться различными путями (механическое дробление материнской породы, размыв и выветривание пород, химическое и биохимическое осаждение). Поэтому воссоздание палеогеографических условий формирования осадочных горных пород имеет огромное значение и особенно важно при поисках и разведке литологических залежей. В процессе транспортировки частицы измельчаются, окатываются, сортируются. Затем происходит уплотнение, отжим воды, цементация и осадок превращается в горную породу с последующим формированием пористости [68].

Формирование пористости карбонатных пород включает четыре главных этапа (гипергенез, седиментогенез, диагенез, катагенез) с дальнейшими постседиментационными преобразованиями (уплот-

нение и цементация, перекристаллизация, доломитизация, кальцитизация и сульфатизация, выщелачивание, трещинообразование).

Осадочные породы по способу образования подразделяют на *терригенные*, или *обломочные*, *хемогенные*, *органогенные* (биохимические), *эффузивно-осадочные и смешанные*. Иногда выделяют еще *глинистые* породы, часто их объединяют вместе с терригенными породами.

Обломочные породы очень разнообразны. Их классифицируют по размеру, цементированности и окатанности обломков (табл. 2.1).

По степени сортированности обломочные породы делятся на хорошо отсортированные, средне отсортированные и плохо отсортированные.

По составу – *мономинеральные* (мономиктовые, олигомиктовые), состоящие из одного минерала, например кварцевые, полевошпатовые, и *полиминеральные* (полимиктовые), то есть смешанные. Мономиктовыми породами являются *граувакки*, состоящие из частичек вулканического пепла или других вулканических пород, и *аркозы* → кварц → полевошпатовые обломки, образующиеся при разрушении гранитов.

Таблица 2.1

Классификация обломочных терригенных пород

Размер обломков	Неокатанные (угловатые)		Окатанные	
	несцементированные (рыхлые)	сцементированные	несцементированные (рыхлые)	сцементированные
>10 см	Глыбы	Глыбовая брекчия	Валуны	Валунный конгломерат (валунник)
10–1 см	Щебень	Брекчия	Галька	Конгломерат
1 см – 1 мм	Дресва	Дресвянник	Гравий	Гравелит
0,1 – 1 мм	Песок	Песчаник	Песок	Песчаник
0,01 – 0,1 мм	Алеврит	Алевролит	Алеврит	Алевролит
< 0,01мм	Глина	Аргиллит	Глина	Аргиллит

Важнейшей характеристикой обломочных горных пород является цемент, которым скреплены эти частицы. Цемент характеризуют составом (чаще карбонатный, глинистый, силикатный); степенью и характером заполнения пор (поровый, базальный и др.).

Именно от состава и типа цемента во многом зависит проницаемость, а также прочность, крепость осадочных горных пород, их сопротивляемость выветриванию и бурению.

Обломочные горные породы – важнейшие породы, в которых находятся основные месторождения нефти и газа. Среди обломочных пород важнейшее значение для формирования качественных экранов для залежей нефти и газа имеют глины. Глины как покрышки для современной нефтегазовой геологии и как нефтематеринские породы имеют неоценимое значение. Они на 50 % и более состоят из тонкодисперсного (менее 0,01 мм) материала и особых групп глинистых минералов: например, каолинов, монтмориллонитов. Характерная особенность глин – их способность размокать в воде и делаться пластичными, что связано с размером частиц и со строением кристаллической решетки глинистых минералов. Они либо включают воду в кристаллическую решетку, либо притягивают молекулы воды к своей поверхности и «разбухают». Разбухание глин является существенным фактором аварийности в бурении.

Глины широко применяются как материал для приготовления бурового раствора. Как материал для буровых растворов тонкодисперсные пластические глины делятся на три группы: бентонитовые (монтмориллонитовые), каолиновые, полыгорскитовые (водные алюмосиликаты магния).

Наилучшими покрышками для залежей нефти и газа, кроме глин, являются эвапоритовые породы, состоящие из солей, осажденных на дне бассейнов при испарении воды.

Доломиты и известняки формируют высокочемкие трещинные коллекторы, даже при наличии в них только микротрещиноватости дебиты притоков нефти могут достигать значительных величин. Фонтанные притоки нефти из трещинных доломитов юрубченской толщи рифея на Юрубчено-Тохомском месторождении в вертикальных скважинах в период его разведки достигали 200–500 м³/сут.

Хемогенные породы образуются в результате выпадения солей в осадок. К ним относятся *хемогенные известняки, доломиты, каменная соль, гипс* и ряд других. Каменную соль, гипс – породы, которые выпадают в осадок при испарении водоемов, называют также *эвапоритами*. В настоящее время условия образования эвапоритов возникают, например, в Аральском море. Другой, широко распространенный вид хемогенных легких пористых пород – известковый туф.

Органогенные породы состоят более чем на 20–30 % из остатков организмов различной степени сохранности [3]. Они образуются

в результате отмирания растений и животных. Например, известняки (ракушечник, коралловый), пясчий мел, угли, горючие сланцы. В группе органогенных пород выделяется отдельное семейство – **кау-стобиолиты**, к которым относится и нефть с газом. Подробнее о них будет рассказано далее в п. 3.2. Обычно наряду с минеральной составляющей в органогенных породах встречаются многочисленные остатки животных организмов и растений, **называемые окаменелостями**. Часто органогенные породы (например, коралловый риф) разрушаются под воздействием волн, и его обломки откладываются тут же рядом, образуя терригенную известковую породу. Такая порода называется **детритовым известняком**.

К породам **смешанного** состава относятся **суглинки, супеси, опоки, мергели** – сильно известковистые глины, песчаные и глинистые известняки и т. д. Все они могут быть коллекторами для углеводородов. Их свойства обусловлены пористостью и проницаемостью.

Пористость m (прил. А, Б), выраженная в процентах, называется **коэффициентом пористости**. В зависимости от литологического типа пород коэффициент пористости (k_n) пород может достигать очень больших величин (табл. 2.2).

Однако чаще пористость коллекторов колеблется в пределах 5–20 %, в лучших коллекторах составляет 30–35 %. Полевая шкала оценки пористости может быть представлена в следующем виде: ничтожная – 0–5 %; плохая – 5–10 %; средняя – 10–15 %; хорошая – 15–20 %, очень хорошая – 20–25 % [3].

Пористость в горной породе, присутствующая изначально, называется **первичной**, а появившаяся в процессе существования горной породы называется **вторичной**. Вторичную пористость представляют трещины, каверны и межзерновые поры. Часто в породах поровое пространство сформировано двумя или большим количеством видов пор, в этом случае его называют сложным или смешанным. Поровое пространство имеет различную форму. В обломочных породах оно часто изометрической, многоугольной или округлой формы. Трещины обычно щелевидной формы, а каверны – неправильной.

Кроме того, пористость бывает **гранулярная** (или межзерновая), встречается в терригенных породах, **каверновая** – в карбонатных породах и **трещинная** – в любых по генезису породах. Очень большую, но неравномерную пористость имеют органогенные известняки. Равномерно пористы, хорошо окатаны и слабо сцементированы терригенные породы. По размерам поры классифицируются по-разному.

Классификация пустот по размерам, учитывающая раскрытость трещин, приведена в табл. 2.3.

Таблица 2.2

Коэффициенты общей пористости основных типов осадочных и некоторых магматических пород [37]

Порода	Коэффициент полной пористости, %	
	Пределы значений	Наиболее вероятные значения
Осадочные породы		
Песок	4–55	20–35
Песчаник	0–40	5–30
Лесс	40–55	–
Алеврит	1–40	3–25
Ил	2–96	50–70
Глина	0–75	20–50
Известняк	0–35	1,5–15
Мел	40–55	40–50
Доломит	2–35	3–20
Доломитовая мука	33–55	–
Магматические породы		
Габбро	0,6–1,0	–
Базальт	0,6–19,0	–
Диабаз	0,8–12,0	–
Диорит	0,25	–
Сиенит	0,5–0,6	–
Гранит	1,0–5,0	–

Способность пород вмещать и пропускать сквозь себя или, наоборот, удерживать флюиды называют коллекторскими или флюидоупорными свойствами пород.

Изучение коллекторских свойств горных пород проводится по образцам керна, по геофизическим данным, по испытаниям скважин на приток и лабораторными методами. Лабораторное изучение керна для хорошо сцементированных пород наиболее точное и достоверное. Однако из-за того, что керн обычно разламывается по трещинам, вынос его бывает неполным, реальная проницаемость пород зачастую оказывается больше, чем определено при лабораторных исследованиях, что часто наблюдается в карбонатных коллекторах.

Таблица 2.3

Размеры и свойства пор [42]

Диаметр пор		Раскрытость трещин	Свойства флюидов
Мегапоры (полости), от сантиметров до кубометров			Нефть и вода движутся в соответствии с законами гравитации
Макропоры > 0,1 мм		Сверхкапиллярные > 0,25 мм	
Микропоры < 0,1 мм	Капиллярные – 0,1 мм	Капиллярные 0,25–0,001 мм	Действуют преимущественно капиллярные силы
	Субкапиллярные < 0,002 мм	Субкапиллярные < 0,001 мм	Движение флюида практически невозможно

В табл. 2.4 приведен пример, демонстрирующий данное положение по работам на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) в Красноярском крае.

В. Д. Скарятин [77] рекомендует рассматривать трещинный коллектор в виде совокупности двух сред: блоков горных пород и межблокового пространства.

Блоки горных пород представляют собой матрицу коллектора, где основная ёмкость и фильтрация обусловлены порами, кавернами и мелкими трещинами, сообщающимися друг с другом.

Межблоковое пространство – это пространство крупных протяженных трещин и зон дробления пород с приуроченными к ним расширениями, кавернами, трещинами и другими полостями.

В Восточной Сибири впервые такой подход был использован при изучении и подсчете запасов Юрубчено-Тохомского месторождения (рис. 2.2).

На Юрубчено-Тохомском НГКМ комплекс ГИС для выделения коллекторов был следующим: НГК (МНК) – ГГКП – АК – ГК. В настоящее время он существенно расширен за счет применения сканеров и спектральных видов каротажей, а также ядерно-магнитных методов.

Трещины – это не только полости для накопления флюида, но и пути его миграции. К трещиноватым коллекторам за рубежом приурочено более 50 % запасов нефти, а в России 12 % залежей [10, 11]. Именно к трещиноватым коллекторам приурочена нефтегазоносность карбонатов рифея Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Таблица 2.4

**Сравнительная характеристика параметров карбонатного коллектора
рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ по различным методам
исследований [74]**

Параметр	Проницаемость, $n \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Пористость, %
1. Лабораторные исследования керна		
Среднее значение	$\frac{1,03}{0,35}$	$\frac{1,1}{2,2}$
Коэффициент вариации	–	$\frac{0,48}{0,13}$
Интервал изменения	$\frac{0,02-10,0}{0,01-2,2}$	$\frac{0,2-3,0}{0,3-6,0}$
2. Геофизические исследования		
Среднее значение (вторичная)	–	$\frac{1,35}{2,15}$
Коэффициент вариации	–	$\frac{2,3}{1,96}$
Интервал изменения	–	$\frac{0-17,82}{0-30,08}$
3. Гидродинамические исследования скважин		
Среднее значение	$\frac{422}{647}$	–
Коэффициент вариации	$\frac{3,0}{1,62}$	–

Примечание. В числителе указано значение параметра для нефтяной части, в знаменателе – для газовой залежи

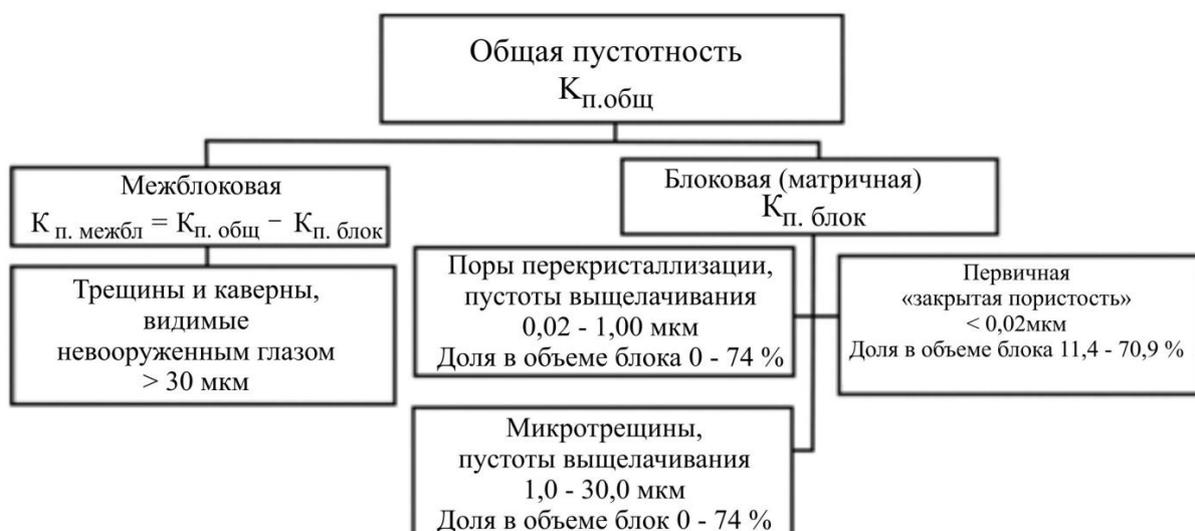


Рис. 2.2. Модель коллектора ЮТМ (Красильникова, 2004)

Классификации коллекторов и флюидоупоров многочисленны и разнообразны. Чаще всего выделяют коллекторы поровые (обусловленные гранулярной пористостью), кавернозные, трещиноватые и смешанные (кавернозно-трещиноватые, трещиновато-поровые, кавернозно-трещиновато-поровые) (рис. 2.3).

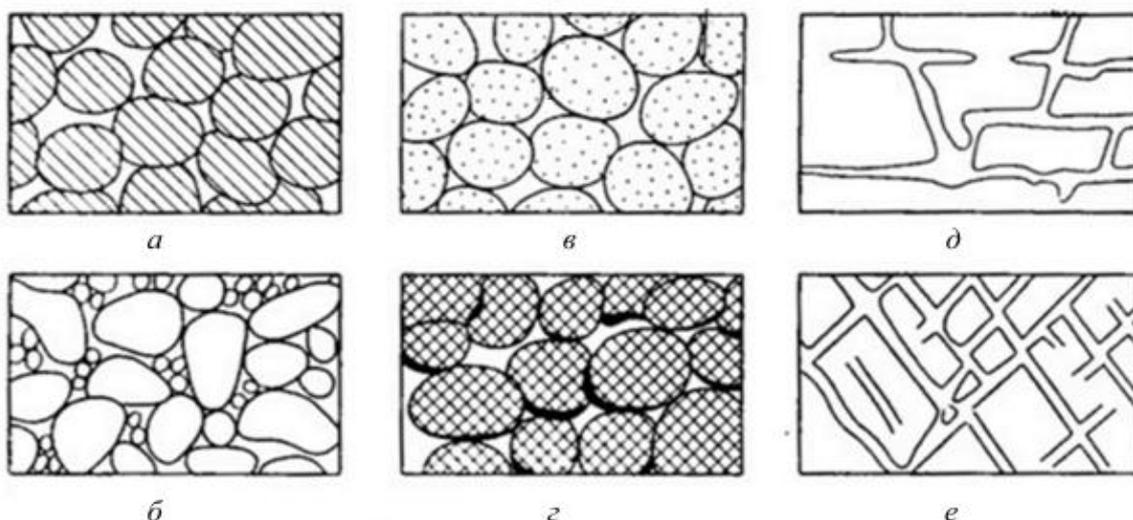


Рис. 2.3. Виды коллекторов: *а, б, в, г* – поровые коллекторы (*а* – высокопористый, образованный хорошо отсортированными частицами; *б* – плохо отсортированная низкопористая порода; *в* – хорошо отсортированная высокопористая порода сложенная проницаемыми частицами; *г* – хорошо отсортированная сцементированная порода); *д* – каверновые поры; *е* – трещинные

Размеры пустот, их форма и строение каналов в них определяют степень подвижности жидкости через них. Классификация пустот по размерам учитывает различия основных сил, вызывающих движение флюидов.

2.2. Нетрадиционные породы-коллекторы

Понятие о традиционных и нетрадиционных коллекторах условно и соотносится со временем, местом и научной позицией авторов. В самом широком смысле к нетрадиционным породам-коллекторам относятся коллекторы с негранулярной пористостью. Как правило, это толщи, сложенные глинистыми, кремнистыми, вулканогенными, интрузивными и метаморфическими породами.

К нетрадиционным породам-коллекторам принято относить сланцевые формации, состоящие из плотных песчаников, алевроли-

тов, известняков и доломитов с низкой проницаемостью. В качестве примера приведем формацию Баккен (англ. Bakken Formation): верхний девон – нижний миссисипий (возрастной аналог карбона).

Формация Баккен выделена на территории Уиллистон в Северной Америке и состоит из трех литостратиграфических единиц [71].

Нижняя сланцевая часть – это материнская порода, богатые органическим веществом (ОВ) темно-серые до черных сланцы являются частью нетрадиционного резервуара формации Баккен, из которого ведется добыча УВ. Пористость около 3,6 %, проницаемость до $0,001 \cdot 10^{-3}$ мкм². Толщина до 15 м.

Средняя песчаная часть состоит из переслаивающихся песчаников, доломитизированных песчаников, доломитов, алевролитов, сланцев, имеет постоянно изменяющуюся толщину до 40 м, литологический состав пород, пористость около 5 % и проницаемость $0,04 \cdot 10^{-3}$ – $1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Верхняя сланцевая часть по литологическим особенностям близка к нижней сланцевой части. Пористость около 3,6 %, проницаемость до $0,001 \cdot 10^{-3}$ мкм². Толщина до 25 м.

Исследователи пользуются термином сланцевая формация Баккен для описания нижней и верхней сланцевой частей формации Баккен [71].

На месторождении Игл Форд в Техасе сланцевый газ добывают из нижнемеловых (K₁) карбонатных пластов. В составе пород 50–70 % составляют известняки и доломиты, остальное – глинистые породы с высоким содержанием ОВ, т. е. сланцевый газ и нефть не всегда добывают из сланцев.

К нетрадиционным коллекторам относят также битуминозные сланцы и угольные пласты глубокого залегания.

2.3. Коллекторы в глинах

Коллекторы в глинах возникают как зоны разуплотнения вследствие преобразования глинистых минералов, выделения связанной воды, генерации жидких продуктов и газов в процессе катагенеза. Трещины возникают преимущественно по наслоению пород. Иногда считается, что эти участки, никак не связаны с тектоническими особенностями региона, но зато в их размещении угадывается приуроченность к закономерным зонам, связанным с ротационными силами. По мнению Ю.К. Бурлина [17] так образовались резервуары в баже-

новской карбонатно-глинисто-кремнистой толще верхней юры в Западной Сибири (Салымское месторождение) и др., в майкопской глинистой серии Ставрополя (Журавское месторождение). Сходным образом возникают резервуары в глинисто-карбонатных богатых ОВ так называемых доманикоидных (доманиковых) толщах. При отборе нефти трещины в баженовской свите смыкаются, т. е. эти коллекторы нельзя использовать для строительства подземных хранилищ. Отложения баженовской свиты могут быть потенциальным объектом применения сланцевых технологий.

2.4. Коллекторы в кремнистых биогенных толщах

В кремнистых биогенных толщах гранулярный биопустотный коллектор поначалу создается ажурной структурой створок диатомовых водорослей и других сложенных опалом организмов. Затем при минеральной трансформации опала возникает глобулярная (шаровая) структура, которая растрескивается с образованием связанной системы трещин. Так образуются коллекторы в кремнистых породах формации Монтерей миоцена на шельфе Калифорнии (месторождение Пойнт Аргуэльо) [10].

На Сахалине резервуары массивного типа с трещинным и трещино-поровым коллекторами предполагаются на северо-восточном шельфе в пильском глинисто-кремнистом нефтегазоносном комплексе. К резервуару массивного типа в трещиноватой толще биогенных силицитов приурочена нефтяная залежь на месторождении Окружное [10]. Микротрещиноватость водорослевых доломитов рифея Юрубчено-Тохомской зоны также обусловлена окремнением и катагенезом.

2.5. Коллекторы в вулканогенно-обломочных породах

Вулканогенно-обломочные (пирокластические) или эффузивно-осадочные горные породы состоят из продуктов вулканической деятельности и осадочного обломочного материала. Вулканогенный материал представлен обломками вулканического стекла, различных минералов и продуктами разрушения пород, которыми сложено жерло вулкана. Этот материал переносится и отлагается в воздушной или в водной среде, смешиваясь при этом с нормальными осадочными образованиями.

Эффузивно-осадочные образования различаются размерами обломков. Классификация таких пород дана в табл. 2.5.

Как отмечает в своей классической работе Ф. Дж. Петтиджон [68], «...если материал является истинно пирокластическим, то есть извержен из кратера вулкана, то он характеризуется общим термином *тефра*...».

Таблица 2.5

Классификация вулканогенно-обломочных пород

Размер обломков вулканогенных пород, мм	Вулканические рыхлые продукты	Вулканогенные породы	Осадочно-вулканогенные породы
1	Пепел	Туфы пепловые	Туффиты
1–2	Песок	Туфы песчаные	Туфопесчаники
2–30	Лапилли	Туф лапиллиевый, агломераты, игнимбриты	Туфобрекчии
30	Вулканические бомбы	Туф агломератовый, игнимбриты	Туфоконгломераты

В вулканогенных породах пустотное пространство образуется в процессе дегазации лав и при диагенезе. Примерами нефтегазоносных вулканических толщ служит осадочно-туфогенный комплекс Восточной Грузии и формация «зеленых туфов» в Японии. Потенциальные коллекторы могут быть обнаружены и в туфах Сибирской платформы, огромным чехлом перекрывающих весь ордовикско-силурийский разрез севера Тунгусской синеклизы.

Вулканогенные и вулканогенно-осадочные коллекторы нефти и газа отличаются большой степенью трещиноватости. Особенность коллекторов заключается в несоответствии между сравнительно низкими величинами емкости, проницаемости и высокими дебитами скважин. Наиболее часто встречаются трещинный и порово-трещинный типы коллекторов. Это хорошо подтверждают полевые исследования траппов плато Путорана в естественных обнажениях по многочисленным измерениям при производстве структурно-картировочных работ с участием автора А. К. Битнера.

Схематический геологический профиль зоны развития погребенных кор выветривания эффузивов приведен на рис. 2.4.

Характерная особенность скоплений УВ в корах выветривания вулканитов – наличие трещиноватости вулканогенно-пирокластических пород в продуктивных зонах, что обусловлено как тектоническими движе-

ниями, так и процессами внутреннего приспособления, присущего переходу лавовых и пирокластических образований в современную метавулканическую породу, а также влиянием выветривания, денудации и эрозии. При этом нефтенасыщение эффузивных пород, как правило, является вторичным и происходит, по всей вероятности, за счет миграции УВ из сопредельных перекрывающих, примыкающих или подстилающих регионально-нефтегазоносных осадочных образований [1].

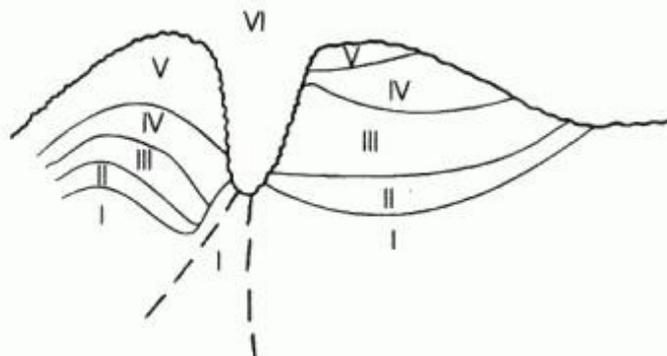


Рис. 2.4. Схематический геологический профиль зоны развития погребенных кор выветривания эффузивов [1]: I – массив неизменных эффузивов; II–V – геологические зоны коры выветривания (II – дезинтеграции, III – выщелачивания, IV – гидролиза, V – конечных продуктов разложения); VI – перекрывающие терригенно-карбонатные образования

Эффузивные породы характеризуются в основном низкой проницаемостью ($0,0003\text{--}47,5\text{ мкм}^2$), которая в значительной степени связана с трещиноватостью. Пористость выветрелых эффузивных пород по керну колеблется от 1 до 25 % при среднем значении 13,7 % [2].

2.6. Коллекторы в магматических породах

Нефтегазоносность **фундамента платформ** чаще связана со вторично измененными магматическими и метаморфическими породами, приуроченными к зонам кор выветривания, проработки гидротермальными растворами и другими вторичными изменениями. Притоки нефти из резервуаров такого типа получены из гранитно-метаморфических пород в Западной Сибири, на Южном Мангышлаке, на Вьетнамском шельфе Белый Тигр, Ла Пас в Венесуэле. На месторождении Белый Тигр дебит скважин достигал 2 тыс. т/сут, а сами скважины вскрывали продуктивные объекты в гранитоидах на глубине более 1,5 км [16].

В настоящее время известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте 54 нефтегазоносных бассейнов мира [12, 13]. Промышленные притоки газа получены и из трещинного коллектора в гранитогнейсах фундамента на Юрубчено-Тохомском месторождении в Красноярском крае.

Другой аспект магматической деятельности – это влияние магматизма не только на фильтрационные свойства вмещающих пород, но и на существенный прогрев залежей трапповыми интрузиями и, как следствие, появление термодеградированных нефтей и конденсатов. Примером могут служить Таначинское и Моктаконское месторождения (залежи) нефти, конденсата и газа, подверженные процессам термодеструкции [9].

В коллекторах всех типов существенное влияние на их фильтрационно-емкостные свойства оказывает структура пустотного пространства.

2.7. Структура пустотного пространства

Структура пустотного пространства – это характер взаимного расположения пустот, размеры, особенности их внутреннего строения.

Структура пустотного пространства очень сильно влияет на нефтенасыщенность пласта и содержание остаточной воды.

Среди пустот различают собственно поры и соединяющие их *каналы*. Поры в основном обуславливают величину емкости породы, а сечение каналов – ее фильтрационные способности. Соотношение пор и каналов определяет проницаемость породы.

При анализе структуры порового пространства необходимо изучать размеры пустот и их распределение по размерам, соотношение пор и каналов. При одинаковой пористости большую проницаемость будет иметь порода с большим размером пор и с большей относительной долей каналов.

Важной характеристикой структуры порового пространства породы является статистическое распределение поровых каналов по диаметру. Поскольку диаметр канала сильно меняется в породе, при расчетах его аппроксимируют диаметром капилляра, гидродинамически эквивалентного изучаемому поровому каналу. Поровое пространство представляется как совокупность капиллярных трубочек разных диаметров. Изучение распределения поровых каналов помогает выявить причины различной проницаемости пород сходного гранулометрического состава и пористости.

Эффективная проницаемость сильно зависит от площади поверхности пустот. Для ее учета введено понятие удельной протяженности контактов между зернами породы $\sum l$. Величина ее показывает суммарную протяженность контактов, приходящуюся на единицу площади среза породы. Между величинами $\sum l$ и эффективной пористости наблюдается обратная зависимость [3].

Одной из важнейших коллекторских характеристик породы является внутренняя удельная поверхность пустот, которая связана с проницаемостью.

Внутренняя удельная поверхность определяется отношением суммарной поверхности всех пор и каналов (см^2 , м^2) к единице общего объема (см^3 , м^3) или массы (г, кг) породы. Удельная поверхность характеризует степень дисперсности породы и прямо связана с пористостью породы [6]. Удельная поверхность $S_{\text{уд}}$ идеальной породы, состоящей из сфер одного диаметра, равна:

$$S_{\text{уд}} = \frac{6(1 - K_{\text{п}})}{D}, \quad (2.11)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, D – диаметр зерен.

С уменьшением размера зерен и коэффициента пористости величина внутренней удельной поверхности возрастает: в песке при максимальной пористости в 47,1 % и диаметре зерен 0,25 мм $S_{\text{уд}} = 125,5 \text{ см}^2/\text{см}^3$, а в пелите при $K_{\text{п}} = 26\%$ и $D = 0,005 \text{ мм}$ $S_{\text{уд}} = 888,0 \text{ см}^2/\text{см}^3$ [3]. Внутренняя удельная поверхность реальных пород зависит от размеров и формы зерен. Чем выше дисперсность частиц породы, тем больше в ней тонких пор и тем выше значение ее удельной поверхности.

Существуют различные методы определения удельной поверхности пород. Наиболее полно оценивают пустотное пространство пород следующими методами: низкотемпературной адсорбции азота или аргона; фильтрации и ртутной порометрии. Высокой точностью определения удельной поверхности 1,5–2,0 % обладает метод фильтрации [31].

Метод фильтрации, основанный на использовании формулы Козени–Кармана, применяется для определения удельной поверхности фильтрующих пор. Формула Козени–Кармана справедлива для идеальных пористых сред и связывает пористость m , проницаемость $k_{\text{пр}}$ и удельную поверхность фильтрации ($S_{\text{уд}}$) следующим уравнением:

$$S_{\text{уд}} = \sqrt{\frac{m^3}{5k_{\text{пр}}(1 - m)^2}}. \quad (2.12)$$

Песчано-алевритовые породы могут иметь значительные величины удельной поверхности. Бóльшая свойственна тонкозернистым породам (большая величина активной поверхности уменьшает способность коллектора отдавать флюиды), малая – конгломератам, гравелитам, крупнозернистым песчаникам.

2.8. Классификации пород-коллекторов нефти и газа

Коллекторы нефти и газа классифицируются издавна в основном по трем группам признаков (рис. 2.5). Это общие, петрографические и оценочные признаки.

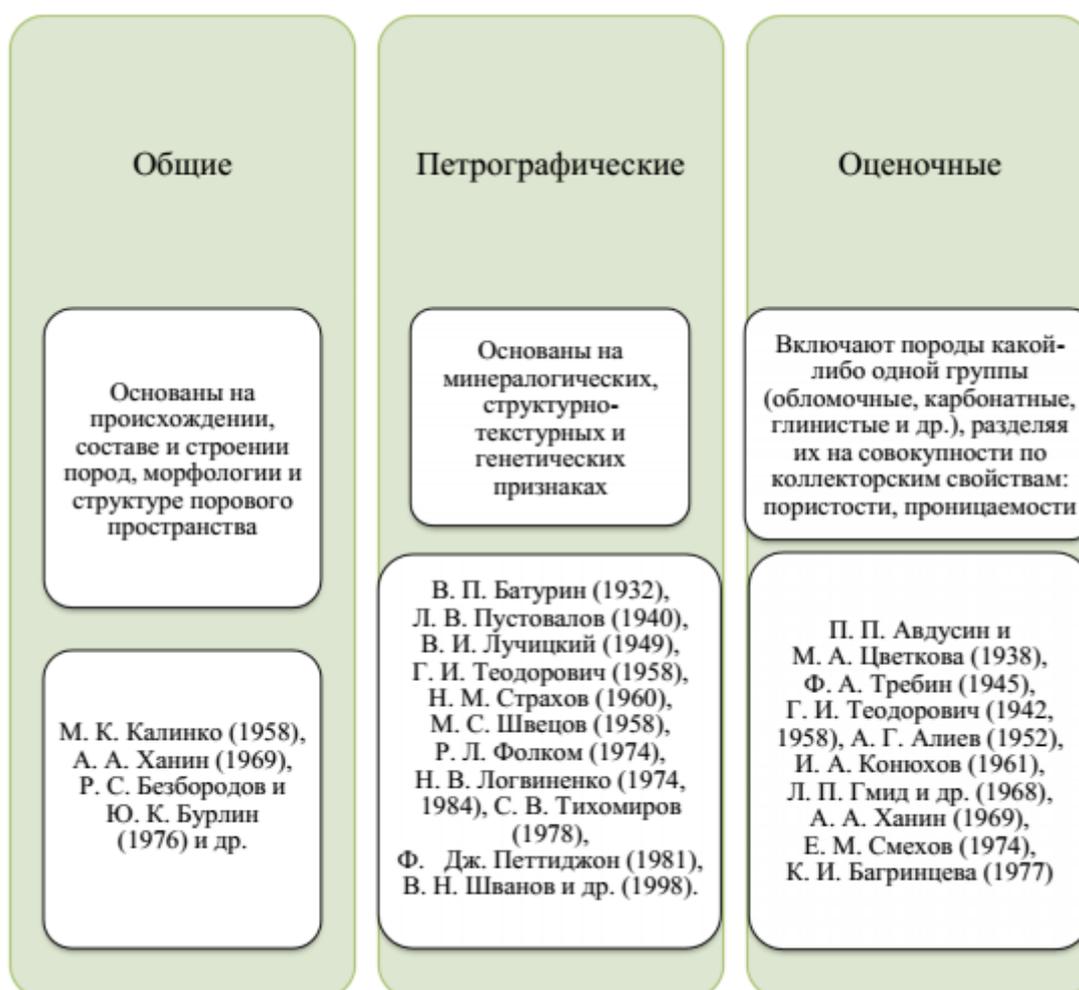


Рис. 2.5. Группы классификаций коллекторов и их авторы

Оценочные параметры коллектора нефти и газа в основном определяются по емкостным и фильтрационным свойствам. Одна

из первых классификаций в России была создана П. П. Авдусиным и М. А. Цветковой. Данная классификация построена без учета генетических особенностей пород [35]. Ими выделено 5 классов коллекторов: с эффективной пористостью более 20 %; 15–20 %; 10–15 %; 5–10 % и менее 5 %. Несмотря на то, что вышеназванные авторы выделили классы коллекторов без учета типов пород и величины проницаемости, данная классификация все еще используется в работах геологов-нефтяников, в том числе и при оценке ресурсов нефти и газа.

Наиболее широко применяется на практике классификация А. А. Ханина (табл. 2.6). Им было выделено 6 классов коллекторов для песчано-алевритовых пород: с проницаемостью свыше 1 000 мД; 1 000–500 мД; 500–100 мД; 100–10 мД; 10–1 мД и менее 1 мД [91]. Каждому типу песчано-алевритовых пород в пределах того или иного класса соответствует своя величина эффективной пористости.

Таблица 2.6

Классификация терригенных пород-коллекторов [91]

Класс коллектора	Породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый	> 16,5	> 1 000	Очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	> 20	То же	
	Алевролит среднезернистый	> 23,5	– « –	
	Алевролит мелкозернистый	> 29	– « –	
II	Песчаник среднезернистый	15–16,5	500–1000	Высокая
	Песчаник мелкозернистый	18–20	То же	
III	Алевролит среднезернистый	21,5–23,5	500–1000	
	Алевролит мелкозернистый	26,5–29	То же	
	Песчаник среднезернистый	11-15	100–500	Средняя
	Песчаник мелкозернистый	14–18	То же	

Окончание табл. 2.6

Класс коллектора	Породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
	Алевролит среднезернистый	16,8–21,5	– « –	
	Алевролит мелкозернистый	20,5–26,5	– « –	
IV	Песчаник среднезернистый	5,8–11	10–100	Пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8–14	То же	
	Алевролит среднезернистый	10–16,8	– « –	
	Алевролит мелкозернистый	12–20,5	– « –	
V	Песчаник среднезернистый	0,5–5,8	1–10	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	2–8	То же	
	Алевролит среднезернистый	3,3–10	– « –	
	Алевролит мелкозернистый	3,6–12	– « –	
VI	Песчаник среднезернистый	< 0,5	< 1	Весьма низкая
	Песчаник мелкозернистый	< 2	То же	Обычно не имеет практического значения
	Алевролит среднезернистый	< 3,3	– « –	
	Алевролит мелкозернистый	< 3,6	– « –	

Породы, относящиеся к VI классу, с проницаемостью менее 1 мД обычно в естественных условиях содержат 90 % и более остаточной воды и не являются коллекторами промышленного значения.

Пример классификации пород-коллекторов по А. А. Ханину для различных пластов-коллекторов Чаяндинского месторождения в Восточной Сибири приведен на рис. 2.6.

Из приведенного рисунка следует, что доля коллекторов с высокими и очень высокими коллекторскими свойствами во всех горизонтах Чаяндинского месторождения невысокая и в разрезе продуктивных отложений преобладают коллекторы со средними значениями ФЕС.

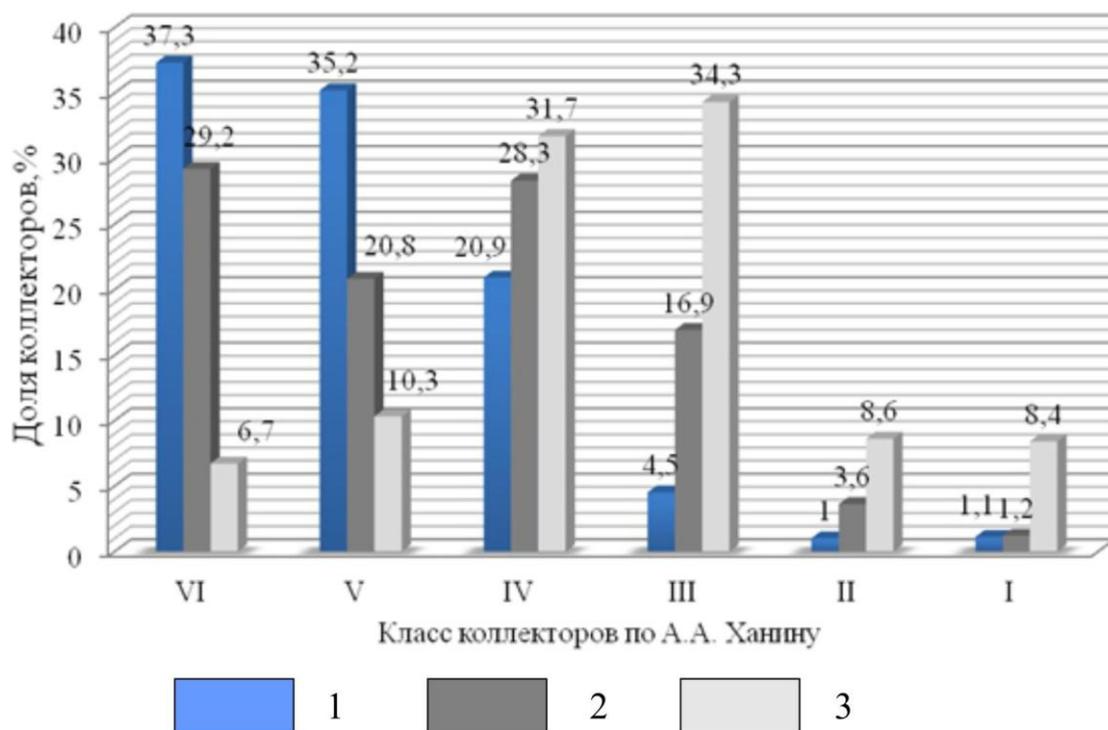


Рис. 2.6. Характеристики проницаемости пород-коллекторов Чайядинского НГКМ по классификации А.А. Ханина: 1 – Талахский горизонт (B_{13}); 2 – Хамакинский горизонт (B_{10}); 3 – Ботубинский горизонт (B_5)

Наиболее универсальной классификацией, учитывающей основные литологические различия пород-коллекторов и, как следствие, часто используемой на практике, является классификация И. А. Конюхова [10] (табл. 2.7).

И. А. Конюховым аналогичная оценочная классификация разработана и для карбонатных коллекторов [10] (табл. 2.8).

Для карбонатных пород К. И. Багринцевой [5] разработана оценочно-генетическая классификация, которая выделяет также 3 группы: А, Б, В – с высокими, средними и низкими коллекторскими свойствами. В основу классификации положены абсолютная проницаемость, открытая пористость, остаточная водонасыщенность, относительная газопроницаемость, потенциальный коэффициент газонасыщенности с учетом текстурно-структурных характеристик пород и типа коллектора (табл. 2.9).

Породы-коллекторы нефтяных залежей по проницаемости классифицируются следующим образом [14]:

- низкопроницаемые до $50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- проницаемые от 50 до $100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;
- высокопроницаемые более $100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Таблица 2.7

Классификация пород-коллекторов нефти и газа

Группы	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мД	Класс коллектора	Литологический тип пород
А – высшей емкости	> 15	>1000	I	Пески и рыхлые песчаники, средне- и крупнозернистые, хорошо отсортированные и окатанные. Известняки рифовые, биоморфные, водорослевые, крупнокаверновые
		500–1000	II	Пески и рыхлые песчаники, мелко- и среднезернистые, хорошо отсортированные и алевриты песчаные. Известняки биоморфные, кавернозные
		300–500	III	Песчаники рыхлые, средне- и крупнозернистые, хорошо отсортированные и окатанные. Известняки органогенно-обломочные, кавернозные
Б – средней емкости	5–15	100–300	IV	Песчаники мелко- и среднезернистые. алевролиты крупнозернистые, средне-сортированные. Известняки крупнооолитовые, пористо-каверновые
		50–100	V	Алевролиты мелко- и среднезернистые, среднесортированные, карбонатные. Известняки оолитовые, пористо-каверновые
В – малой емкости	< 5	10–50	VI	Песчаники глинисто-алевритовые, алевролиты мелко- и тонкозернистые, глинистые, плохо отсортированные, карбонатные. Известняки мелкооолитовые, пористые
		1–10	VII	Песчаники глинисто-алевритовые, алевролиты глинисто-песчаные, плохо сортированные, сильно карбонатизированы. Известняки мелкодегритовые, слабопористые

Существуют и другие классификации. Здесь необходимо также заметить, что нижний предел проницаемости во всех классификациях – величина достаточно условная, так как он определяется многими факторами: геологическими условиями, особенностями рынка сбыта, инфраструктурными особенностями расположения месторождения и другими. Например, промышленная добыча газа из плотных пород (проницаемость менее 0,1 мД) формации Bakken с использованием вертикальных скважин и, как правило, гидроразрыва пластов нача-

лась еще в 1970-е г. в США (Kazemi, 1982). То же касается и месторождений с большим этажом газоносности и высокими пластовыми давлениями, где при проницаемости ниже 0,1 мД ($0,102 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) получают высокодебитные промышленные притоки газа.

Таблица 2.8

**Классификация карбонатных пород-коллекторов
по И.А. Конюхову [10]**

Группа, эффективная пористость	Класс	Проницаемость, 10^{-15} м^2 , эффективная пористость, %	Литологические разности
А. Классы высшей емкости. Эффективная пористость > 15 %	I	$\frac{\geq 1000}{> 25}$	Известняки биоморфные, скелетные (рифовые), крупнокаверновые
	II	$\frac{1000-500}{25-20}$	Известняки биоморфные, каверновые
	III	$\frac{500-300}{20-15}$	Известняки каверновые и органогенно-обломочные
Б. Классы средней емкости. Эффективная пористость от 15 до 5 %	IV	$\frac{300-100}{15-10}$	Известняки крупнозернистые пористокаверновые, крупнооолитовые
	V	$\frac{100-50}{10-5}$	Известняки идолмиты средне- и мелкозернистые поровокаверновые, мелкооолитовые
В. Классы малой емкости. Эффективная пористость < 5 %	VI	$\frac{50-25}{-}$	Известняки оолитовые, мелкодетритовые, биморфные, инкрустированные
	VII	$\frac{25-10}{-}$	
	VIII	$\frac{10-1}{-}$	

Насыщенность – еще один важный параметр продуктивных пластов, тесно связанный с фазовой проницаемостью. Этот параметр характеризует насыщенность породы флюидами и определяет **водонасыщенность** S_v , **газонасыщенность** S_g , **нефтенасыщенность** S_n . Параметры характеризуются коэффициентом, то есть отношением объема конкретного флюида (нефть, газ, вода) к объему порового пространства.

Таблица 2.9

**Оценочно-генетическая классификация карбонатных пород-коллекторов
(по К. И. Багринцевой) [5]**

Группа	Класс	Абсолютная проницаемость, мкм ²	Открытая пористость, %	Остаточная водонасыщенность, % от объема пор		Относительная газопроницаемость	Потенциальный коэффициент газонасыщенности	Тип коллектора	Полезные ФЕС	Текстурно-структурная характеристика
				от	до					
А	I	1,0–0,5	20–35	5	10	1–0,9	0,95–0,9	Каверново-поровый и поровый	Высокие	Биоморфные, органогенно-детритовые, комковатые, слабо цементированные (доля цемента до 10 %); рыхлая упаковка фрагментов; поры седиментационные, увеличенные выщелачиванием до каверн
	II	0,5–0,3	16–30	10	20	0,95–0,9	0,95–0,8			
Б	III	0,3–0,1	12–28	12	22	0,95–0,8	0,88–0,78	Поровый и трещинно-поровый	Средние	Органогенно-детритовые, слабо перекристаллизованные, цементированные (цемента 0–20 %); поры седиментационные, выщелачивания, перекристаллизации
	IV	0,1–0,05	12–25	16	30	0,9–0,65	0,84–0,7			
	V	0,05–0,01	12–25	20	38	0,75–0,5	0,8–0,62			

Окончание табл. 2.9

Группа	Класс	Абсолютная проницаемость, мкм ²	Открытая пористость, %	Остаточная водонасыщенность, % от объема пор		Относительная газопроницаемость	Потенциальный коэффициент газонасыщенности	Тип коллектора	Полезные ФЕС	Текстурно-структурная характеристика
				от	до					
В	VI	0,01–0,001	8–20	35	55	0,55–0,3	0,65–0,45	Порово-трещинный и трещинный	Низкие	Пелитоморфно-микрозернистые, сгустковые и сгустково-детритовые, сильно перекристаллизованные с плохо различимыми форменными элементами, пустоты выщелачивания (единичные), возможно реликтовое-седиментационные
		Параметры матрицы								
	VII	0,300–0,001	0,1–4	-	-	-	Около 1			
		Параметры трещин								
		0,001 и <	2–15	60	100	0,2	0,4 и <			
		Параметры матрицы								
		0,30–0,001	0,1–4	–	–	–	–			
Параметры трещин										

Предполагается, что продуктивные пласты сначала были насыщены водой. Водой были заполнены капилляры, каналы, трещины. При миграции (аккумуляции) углеводороды вследствие меньшей плотности стремятся к верхней части пласта, выдавливая вниз воду. Вода легче всего уходит из трещин и каналов, из капилляров вода плохо уходит в силу **капиллярных явлений**. Таким образом в пласте остаётся связанная вода.

Вода, содержащаяся вместе с нефтью или газом в коллекторе в пределах залежи, называется **остаточной**. Определяется **прямым** способом, для чего бурение проводят на известково-битумных растворах. Битумные растворы на местной нефти применяют в последнее десятилетие в Байкитской нефтегазоносной области, где наблюдаются несовместимые гидродинамические зоны и большие толщи соленосных отложений. То есть с применением данного типа буровых растворов решают две технологические задачи: 1) успешная проводка скважины; 2) получение керна, сохранившего остаточную воду.

Образцы парафинируют и экстрагируют в приборе Закса или другом, который дает возможность определить раздельное содержание нефти и воды в породе. Если бурят на обычном растворе, применяют **косвенные** методы: по содержанию иона хлора в образце, капиллярной вытяжки, испарения (метод Е. Мессера), ядерно-магнитный резонанс (ЯМР), центрифугирования, капиллярного давления.

Удельное электрическое сопротивление не является прямым показателем ФЕС, однако существование зависимости параметра удельного электрического сопротивления от пористости позволяет использовать этот параметр для оперативного прогноза пористости [53].

Контрольные вопросы и задания

1. Какими параметрами характеризуются породы-коллекторы?
2. Что такое порода-коллектор?
3. Назовите группы пород-коллекторов по литологическому составу и дайте их краткую характеристику.
4. Что такое пористость, коэффициент пористости, виды пористости.
5. От каких геологических факторов зависит проницаемость? Перечислите виды проницаемости.
6. Напишите и объясните уравнение Анри Дарси.
7. Назовите единицы измерения проницаемости в системах СИ и СГС.

8. Какие породы называют флюидоупорами (покрышками) и каковы их характеристики?

9. Что такое «структура пустотного пространства» и каковы его характеристики, единицы измерения.

10. Поясните принципы классификации терригенных пород-коллекторов по А. А. Ханину.

11. Объясните структуру оценочно-генетической классификации карбонатных коллекторов К. И. Багринцевой.

12. Объясните, какую покрышку называют ложной.

3. КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

Карбонатные породы – наиболее важные и распространенные породы осадочного чехла Земли, доля карбонатных пород составляет 18–20 % [11] от общего количества осадочных пород. В традиционных карбонатных резервуарах содержится 40 % мировых запасов нефти [32]; по другим оценкам – от 35 до 65 %.

В отличие от терригенных пород **карбонатные отложения** – это сложнопостроенное и специфичное семейство осадочных пород, обладающих крайне изменчивой и разнообразной по морфологии пористостью и проницаемостью и литолого-фациальной неоднородностью.

Основные минералы, слагающие карбонатную породу, – это кальцит и арагонит CaCO_3 , доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, магнезит MgCO_3 . Кроме основных породообразующих минералов в карбонатах присутствуют родохрозит MnCO_3 , сидерит FeCO_3 , смитсонит ZnCO_3 , анкерит $\text{Ca}(\text{Mg,Fe,Mn})(\text{CO}_3)_2$.



Рис. 3.1. Различные формы кристаллов кальцита (а) и арагонита (б)

Кальцит является основным (иногда единственным) минералом карбонатных осадочных пород, особенно биогенных пород, и наравне с арагонитом входит в состав твердых частей кораллов и многих других организмов. У кальцита наблюдаются различные друзы и сростки (рис. 3.1).

Арагонит является неустойчивой модификацией карбоната кальция. Отличается от кальцита обликом кристаллов, отсутствием спайности и несколько повышенной твердостью, а от лучистых цеолитов – реакцией с соляной кислотой. Часто отмечаются шестоватые, радиально-лучистые, натечные коралловые и шаровидные оолитовые образования.

Доломит кристаллизуется, образуя ромбоэдрические кристаллы (рис. 3.2), грани которых имеют форму ромбов и параллельны направлениям его совершенной спайности. Порошок доломита вскипает в соляной кислоте, куски в ней растворяются очень медленно, но растворимы в горячей кислоте. Достоверно определить доломит можно лишь путем химического анализа.



Рис. 3.2. Кристалл доломита тригональной сингонии, основного минерала, слагающего карбонатные коллекторы Юрубчено-Тохомской зоны

Преобладающая часть карбонатных осадков образуется в условиях теплой, мелководной морской среды. Основные факторы, контролирующие карбонатообразование, – это глубина, свет и прозрачность, состав вод, газовый фактор и кислотно-щелочные свойства среды. Глубина контролирует скорость карбонатообразования (диапазон глубин для морских тропических водорослей 100 м и более). Свет и прозрачность регулируют процесс фотосинтеза. Солевой состав вод

и общая минерализация контролируют процесс садки солей магния и кальция, поскольку растворимость карбонатов в разных растворах солей для разных водоемов будет различной. Газовый фактор практически определяет количество растворенной свободной углекислоты в водоеме.

Кислотно-щелочная обстановка водной среды рН контролирует процесс «садка↔растворение».

Процессы карбонатообразования по способу накопления в морской среде приводят к образованию трех групп карбонатных пород. Распространена классификационная схема, объединяющая известняки, известково-доломитовые породы и доломиты. Для всех них одинаково справедливо подразделение на три основные генетические группы: хемогенные (или биохемогенные), органогенные и обломочные – с выделением четвертой генетически сложной группы переходных или смешанных карбонатных пород [5]. На рис. 3.3 приведена модель генетических типов коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения по Н. Б. Красильниковой (2002 г.), отражающая генезис карбонатных пород всей Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления.

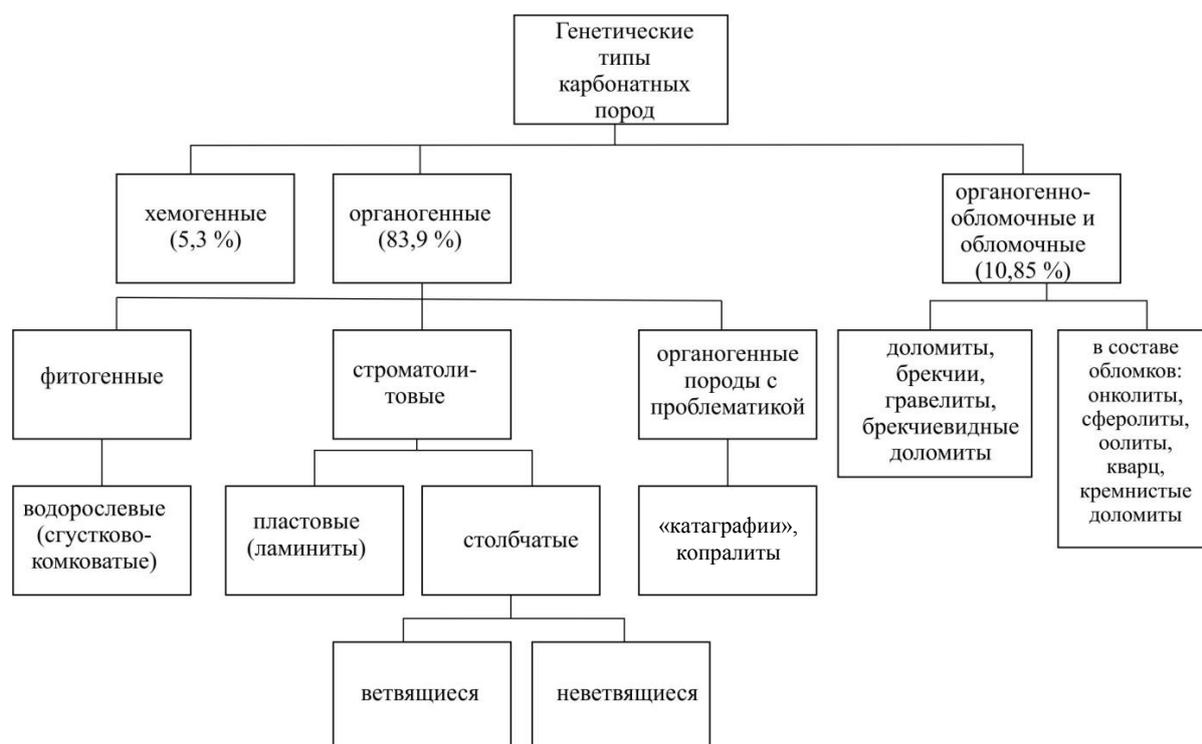


Рис. 3.3. Генетические типы карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения (Красильникова, 2002)

3.1. Хемогенные карбонатные породы

Группа хемогенных (или биохемогенных) карбонатных пород включает породы, карбонатная часть которых в основном (50 % и более) представлена химически или биохимически осажденным карбонатным материалом. В эту группу пород включены карбонатные образования типа оолитов, пизолитов, сгустков (< 0,1 мм) и комков (0,1–1,0 мм), карбонатные илы. Осаждение обусловлено достижением предела растворимости и сдвигом карбонатного равновесия за счет удаления углекислоты в процессе фотосинтеза в условиях повышенной температуры воды и солености: $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \uparrow$

3.2. Органогенные карбонатные породы

Обширную группу **органогенных карбонатных пород** составляют породы, в которых 50 % и более карбонатной части принадлежит карбонатным органогенным остаткам [5]. В зависимости от того, представлены последние остатками животных организмов (фауны) или флоры (водоросли), органогенные карбонатные породы могут быть зоогенными, фитогенными или смешанными, фито-зоогенными.

В подгруппе зоогенных карбонатных пород различаются известняки, сложенные целыми скелетными фрагментами, – биоморфные (цельнораковинные) либо их обломками – детритовые (при размерах обломков более 0,1 мм) и шламовые (с обломками менее 0,1 мм), а также смешанные биоморфно-детритовые, биоморфно-шламовые.

Дальнейшее подразделение зоогенных, фитогенных и фито-зоогенных карбонатных пород осуществляется в соответствии с групповой принадлежностью органогенных остатков. Так, биоморфные (биоморфно-детритовые, детритовые и пр.) известняки могут быть фораминиферовыми, брахиоподо-мшанковыми, остракодовыми, полидетритовыми и т. д. К зоогенным карбонатам причислены копрогенные известняки, которые состоят не из скелетных остатков самих организмов, а из продуктов их жизнедеятельности.

Среди фитогенных (и фито-зоогенных) карбонатных пород различаются собственно водорослевые (литотамниевые, кодиевые и прочие известняки) и их специфические разновидности – строматолитовые, онколитовые, микрофитолитовые известняки, известково-доломитовые породы и доломиты.

В приведенном описании во всех случаях учитываются только первичные (седиментационные, седиментационно-диагенетические) разности карбонатных пород.

подавляющее большинство органогенных карбонатных пород формировалось за счет накопления на дне седиментационных бассейнов скелетных остатков фауны и флоры (планктона и бентоса) после гибели организмов, попадавших в осадок и в нем оставшиеся.

Особое место среди органогенных карбонатных пород занимают породы различных прижизненно сформированных организмами построек, часто именуемых «рифогенными».

К рифогенным породам относятся собственно рифовые тела (волнорезы) и различные биогермные (куполообразные) и биостромные (пластообразные) органогенные постройки. Все они представляют собой довольно крупные сооружения, измеряемые метрами, десятками и сотнями метров. Протяженность рифов может исчисляться километрами. Такие органогенные постройки формировались различными прикрепленными колониальными организмами, главным образом водорослями, археоциатами, мшанками и кораллами, прижизненно нараставшими друг на друга. В результате смены ряда поколений этих организмов на месте их обитания возникал жесткий, устойчивый органогенный массив – ядро, остов органогенной постройки [21].

3.3. Обломочные карбонатные породы

Обломочные карбонатные породы включают в себя известняки, доломиты и известково-доломитовые породы, которые на 50 % и более состоят из обломков карбонатных пород. Цементом их служит зернистый карбонатный материал.

Среди обломочных карбонатных пород можно различать седиментационные, т. е. первичные обломочные карбонатные породы, и катагенетические – вторично обломочные.

К вторично обломочным карбонатным породам относятся различные псевдоконгломераты и брекчии, возникшие за счет разрушения или раздробления уже сформированных карбонатных пород при тектонических деформациях либо в результате процессов выщелачивания.

Среди первичных обломочных карбонатных пород следует различать собственно терригенные (аллохтонные, экстракласты), образо-

ванные карбонатными обломками – продуктами разрушения прилегающей суши, и внутрiformационные (автохтонные, интракласты). Последние возникают непосредственно на месте своего образования за счет подводного размыва уже уплотненных карбонатных осадков. Форменные образования обломочных пород представлены конгломератами и брекчиями (> 1,0 мм), гравелитами (1,0–10,0 мм), песчаниками (1,0–0,1 мм) и алевролитами (0,1–0,01 мм).

3.4. Карбонатные породы переходного или смешанного типа

Породы переходного или смешанного типа – это породы, в которых зернистый карбонатный материал имеет подчиненное значение, выступая в роли цемента, а преобладающий (> 50 %) «цементируемый» материал генетически различен. Он может принадлежать к хемогенным (биохемогенным) форменным карбонатным образованиям, органогенным остаткам и обломкам карбонатных пород. Обязательным при этом является присутствие их в значительных, примерно равных количествах. Соответственно такие породы будут характеризоваться как органогенно-обломочные, комковато-органогенные и так далее.

В названии породы сложного вещественного состава учитываются вещественные компоненты, содержание которых более 5 %.

При этом на первое место ставится название минерала или минеральных компонентов с наименьшим содержанием в породе, а на последнее место – название преобладающего.

Наиболее полная классификационная схема известково-доломитовых пород разработана во ВНИГНИ (рис. 3.4).

3.5. Этапы и стадии формирования пористости карбонатных пород

Формирование пористости карбонатных пород происходит в четыре главных этапа (гипергенез → седиментогенез → диагенез → катагенез) с дальнейшими постседиментационными преобразованиями (уплотнение и цементация, перекристаллизация, доломитизация, кальцитизация и сульфатизация, выщелачивание, трещинообразование). Рассмотрим эти этапы и их следствия.

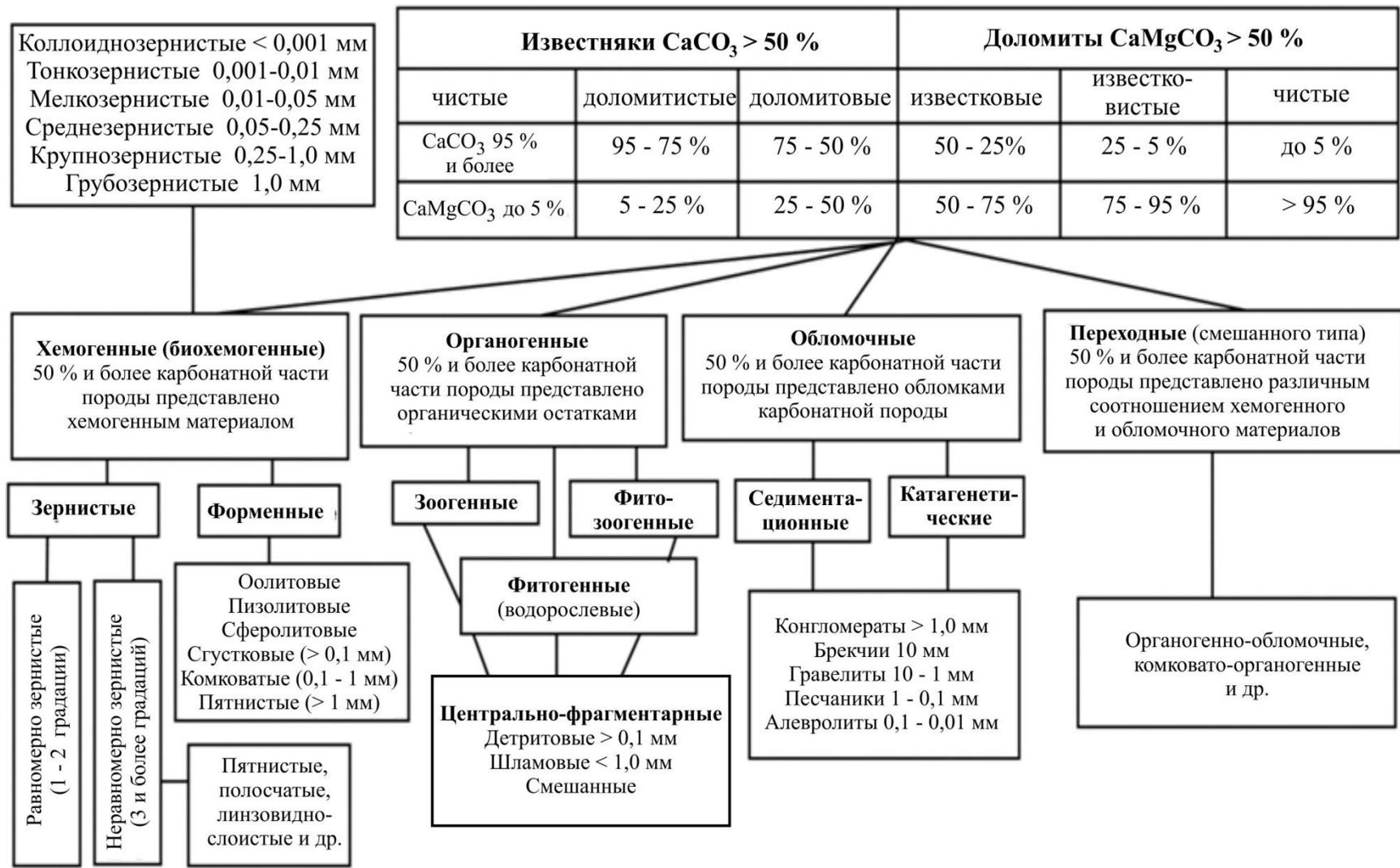


Рис. 3.4. Классификационная схема известково-доломитовых пород [21]

Седиментогенез – это процесс образования осадка. На формирование пустотного пространства и его структуру на этой стадии большое влияние оказывает гидродинамика среды осаждения. Слабая гидродинамика и подвижность осадка приводят к осаждению тонкозернистого карбонатного материала (пелитоморфные, тонкозернистые известняки и илы), у которых размер пор равен размерам карбонатных частиц ($\approx 10^{-3}$ мм). Напротив, активная гидродинамика приводит к формированию осадков, состоящих из форменных элементов и разнообразного комплекса пустот (внутриформенные, межформенные и др.). Размер пустот определяется размером слагающих зерен, а сообщаемость – морфологией и отсортированностью фрагментов. При активной гидродинамической обстановке биогермные образования формируются в твердые, практически не способные к дальнейшему уплотнению породы. Пористость формируется внутрискелетная, межскелетная, и образуются пещероидные пустоты.

Диагенез в соответствии с представлениями Н. М. Страхова – это все процессы, происходящие в осадке сразу после его образования до момента полной его литификации и превращения в породу. При диагенезе происходит уплотнение осадка и снижение объема порового пространства как реакция на более плотную упаковку зерен при возрастании горного давления. Уплотнение осадка сопряжено с процессом цементации, который происходит за счет поступления дополнительного карбонатного вещества с метеорными и морскими водами, что ведет к снижению пористости и литификации пород. По количеству и распределению в породе выделяют 4 типа цемента (рис. 3.5).

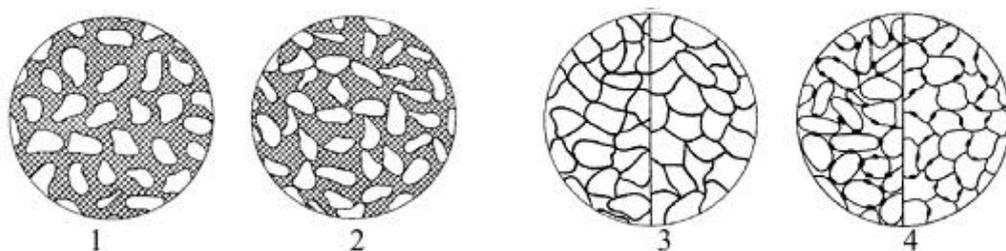


Рис. 3.5. Типы цемента по их количеству и распределению в породе [93]: 1 – базальный (цемент более половины площади шлифа); 2 – поровый (обломков более половины площади шлифа); 3, 4 – соприкосновения или контактовый (контурный, менисковый) (цемент только в местах соприкосновения обломков)

По соотношению с обломочными зернами выделяют 7 типов цемента [93]: 1 – пленочный, 2 – крустификационный, 3 – неравномер-

ного нарастания, 4 – регенерационный, 5 – проникновения, 6 – коррозионный, 7 – замещения (рис. 3.6).

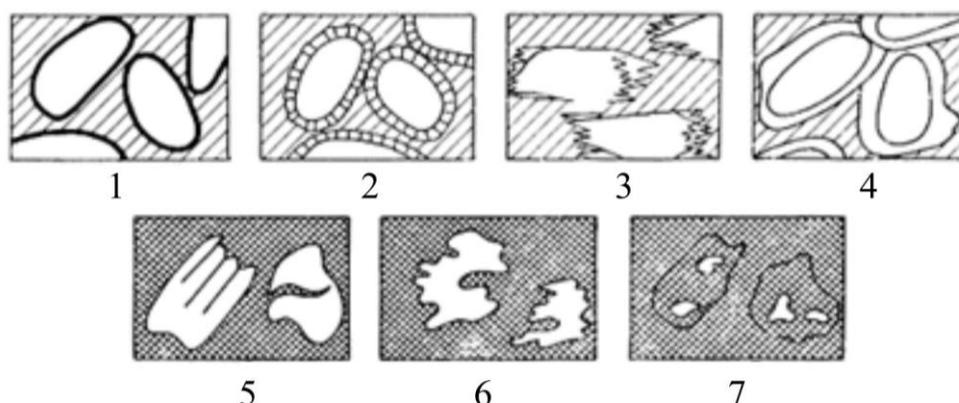


Рис. 3.6. Типы цемента по взаимоотношению с обломочными зернами [93]

По времени образования цемент бывает сингенетический (это часто базальный цемент), эпигенетический (разъедания или коррозионный) и регенерационный.

По последовательности образования цемент может быть как одной, так и двух и более генераций.

При диагенезе образуется два вида трещиноватости: литогенетическая, приводящая к образованию микротрещин, и тектоническая, сопровождаемая мезо- и макротрещинами. Следующая за диагенезом стадия – это катагенез.

Катагенез – стадия химико-минералогического преобразования осадочных пород до превращения их в метаморфические породы. Катагенез сопровождается перекристаллизацией, кальцитизацией и сульфатизацией пород, выщелачиванием и доломитизацией, а также трещинообразованием. Содержание цемента может достигать 30 % от общего объема породы и составляет половину твердой фазы. Выщелачивание на этой стадии – один из главных процессов, ведущий к образованию каверновой пористости.

Доломитизация, или замещение кальция на магний, в результате воздействия магнийсодержащих вод, изменение структуры порового пространства происходит по реакции Гайдингера (3.1) или Мариньяка (3.2).



Величина катагенетической пористости при доломитизации зависит от состава магнийсодержащих растворов. Если доломитизация

идет по реакции Мариньяка, то образующийся хлорид кальция из-за высокой растворимости выносится, пористость возрастает. Если же действует схема Гайдингера, образуются сульфаты кальция, частично заполняющие поры и снижающие пористость.

По данным Н. П. Запивалова [32] наибольшее значение для изменения фильтрационных и емкостных свойств имеет доломитизация. Он считает, что по существу это метасоматоз, который происходит путем замещения иона кальция ионом магния.

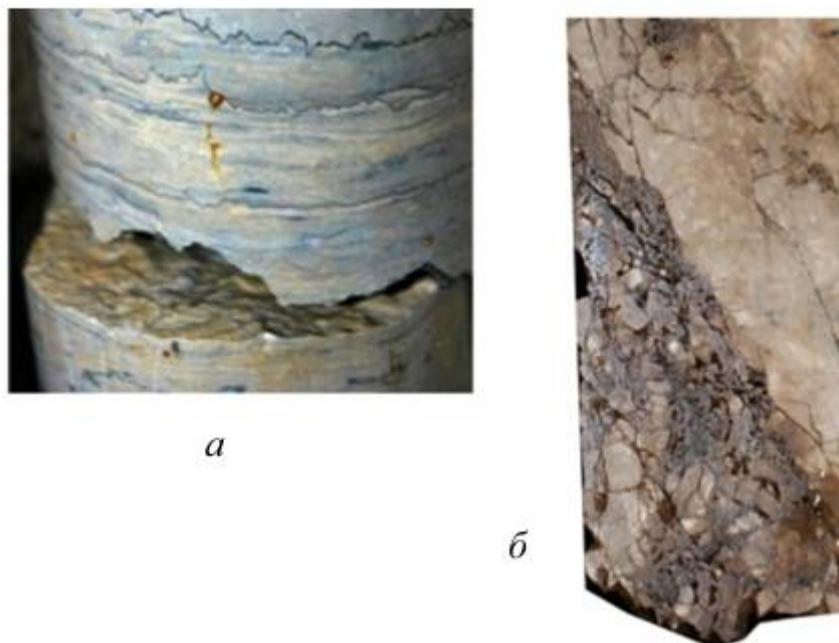


Рис. 3.7. Проявление трещиноватости при катагенезе (КНТЦ «НК «Роснефть», 2010):

a – образование стилолитовых швов; *б* – тектоническая брекчия

Суть вторичной метасоматической доломитизации по Н. П. Запивалову состоит в следующем: радиус иона (катиона) кальция (Ca^{2+}) равняется $0,99 \text{ \AA}$, или 99 нм , а ион (катион) магния (Mg^{2+}) составляет $0,66 \text{ \AA}$, или 66 нм . В процессе замещения кальция магнием образуется значительное пустотное пространство. По существу это наноэффект в природном резервуаре. В нефтегазонасыщенных системах постоянно и достаточно быстротечно протекают самые разнообразные процессы вследствие изменения температуры, давления, химического потенциала и различных физических полей. Но остается непреложным факт, что природные наноразмерные метасоматические процессы в карбонатных породах способствуют образованию хороших высокодебитных коллекторов, что подтверждено на Малоичском нефтегазовом месторождении в Новосибирской области [32].

В метасоматических доломитах часто образуются поры размером 0,2–0,8 мм и каверны размером более 1,0 мм.

Конечной стадией катагенетических преобразований является процесс образования трещин.

Трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала в результате разрывного нарушения.

Трещиноватость обеспечивает связь между пористыми участками, в ряде случаев вдоль трещин образуются пустоты выщелачивания, стилолитовые швы (рис. 3.7).

3.6. Особенности трещиноватых коллекторов, параметры трещин и их классификация

Под трещиноватостью горных пород понимается совокупность макро- и микротрещин, нарушающих целостность отдельных прослоев или пластов.

Трещиноватость – нейтральный термин, не имеющий генетического значения и обозначающий расчлененность горных пород трещинами, вдоль которых не происходило существенных перемещений.

Особенности трещинных резервуаров – это сложное геологическое строение (тектоника, невыдержанность), сложная структура пустотного пространства, большая вероятность связанности по вертикали мощных интервалов, сильная анизотропия потока флюидов, сложность изучения. Все перечисленные параметры в полной мере проявляются в рифейских резервуарах Байкитской нефтегазоносной области (НГО).

Трещинные коллекторы проявляются высокими дебитами при малых значениях пористости и проницаемости матрицы пород; частыми провалами бурового инструмента; взаимодействием скважин, находящихся на значительном расстоянии друг от друга, а порой наоборот.

Какой-либо единой классификации трещин не существует. По генезису выделяют 4 группы трещин: тектонические, погружения, усыхания, термические (рис. 3.8). Тектонические трещины – это деформации пород при образовании складок и дизъюнктивов. Трещины погружения возникают при эрозии перекрывающих пород, вызывающей разные напряжения в ослабленных областях. Потеря влаги приводит к формированию трещин усыхания. Термические трещины воз-

никают при сокращении объема породы в результате изменения температуры в изверженных породах.

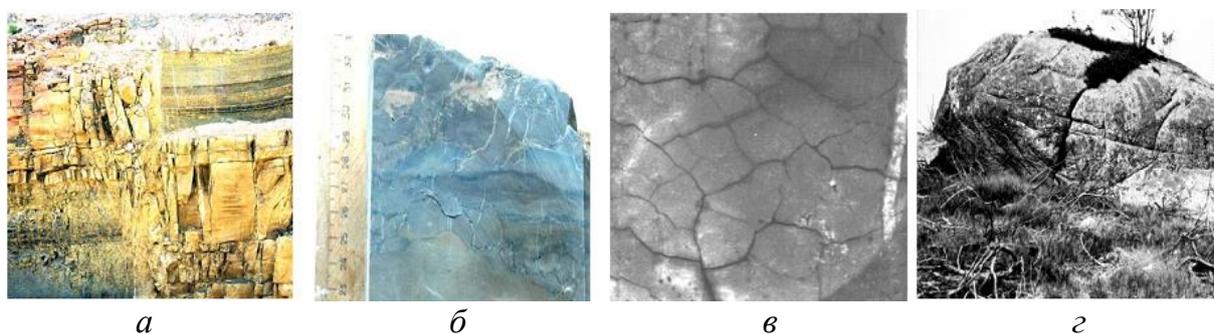


Рис. 3.8. Вид трещин разного генезиса (КНТЦ «НК «Роснефть», 2010):
а – тектонические; *б* – погружения; *в* – усыхания; *г* – термические

А. В. Черницкий [92] по размеру предлагает выделять две категории трещин: микротрещины и макротрещины (рис. 3.9).

Микротрещины характеризуются малыми протяженностью и раскрытостью, бессистемной ориентацией, сильной извилистостью. В основном являются затухающими и оперяющимися по отношению к макротрещинам. Раскрытость не превышает 20 мкм, емкость – доли процента к объему породы, проницаемость – единицы и первые десятки миллиарды.

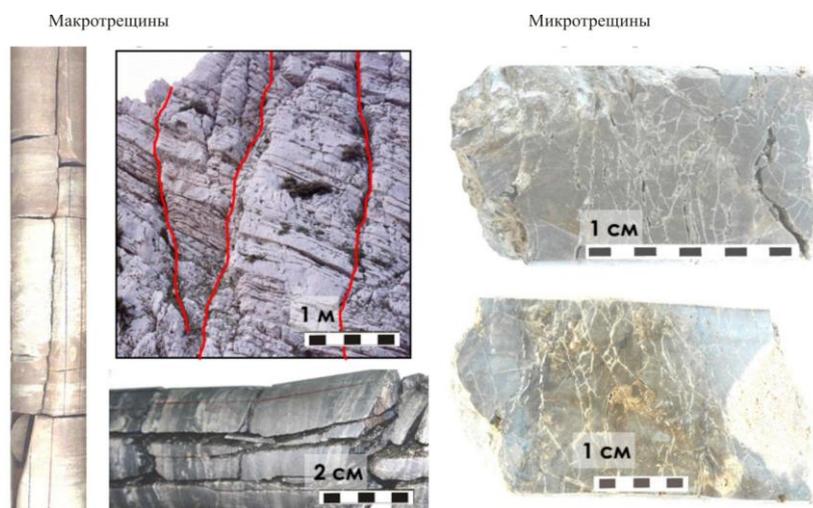


Рис. 3.9. Примеры классов трещин в керне скважин
 (КНТЦ «НК «Роснефть», 2010)

Макротрещины характеризуются средней и большой протяженностью (десятки метров и более) и раскрытостью более 20 мкм, проницаемость более $100 \cdot 10^{-3}$ мкм², имеют системную ориентацию, опре-

деляют гидродинамическую связанность резервуара и направления фильтрации флюидов.

По механизму образования выделяют три класса трещин: трещины скольжения (разломы, субсейсмические); трещины усыхания и погружения; трещины растяжения (диффузионные).

Для оценки склонности пород к растрескиванию используется параметр «пластичность».

Пластичность – это способность твердого тела изменять свою форму под действием механического напряжения без нарушения сплошности.

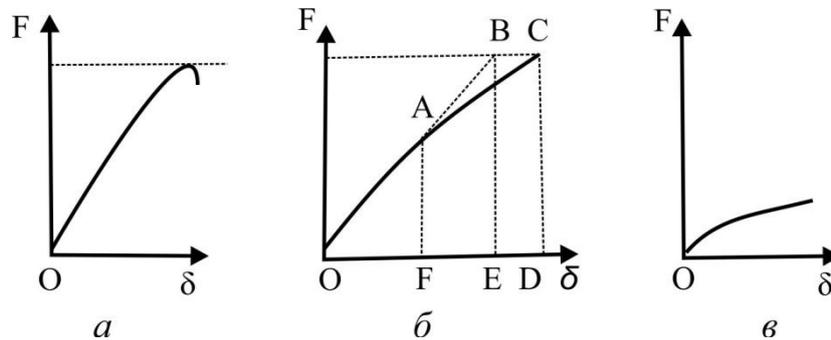


Рис. 3.10. График зависимости нагрузки от деформации для упругохрупких (а), упругопластичных (б) и пластичных (в) пород [46]

На рис. 3.10 представлены зависимости $\delta = f(F)$ для упругохрупких, упругопластичных и пластичных пород. Упругохрупкие породы характеризуются разрушением без заметных пластических деформаций. Упругопластичные породы до разрушения претерпевают как упругие (участок $O-A$), так и пластические (участок $A-C$) деформации. Для пластичных пород характерно отсутствие хрупкого разрушения. Упругопластичные свойства пород характеризуются коэффициентами хрупкости и пластичности. Коэффициент хрупкости представляет собой отношение работы, затраченной на деформирование образца до предела упругости, к общей работе деформации до момента разрушения, которые пропорциональны площадям OAF и $OBCO$ (рис. 3.10). Мера пластичности характеризуется отношением всей работы, затраченной до момента разрушения образца при вдавливании алмазной пирамидки $A_{\text{общ}}$, к работе, затраченной на упругую деформацию $A_{\text{п.упр}}$ и выражается коэффициентом пластичности:

$$k_{\text{пл}} = \frac{A_{\text{общ}}}{A_{\text{п.упр}}} \text{ или } k_{\text{пл}} = \frac{S_{OBCD}}{S_{OBE}}. \quad (3.3)$$

Коэффициент пластичности $k_{пл}$ величина безразмерная и может принимать значения от единицы до бесконечности. Л. А. Шрейнер [46] предложил классификацию пород по пластичности, в которой коэффициент пластичности изменяется от 1 до 6. Для высокопластичных пород, которые не дают хрупкого разрушения под штампом, коэффициент пластичности принято считать равным бесконечности. Для хрупких пород $k_{пл} = 1$, для упругопластичных $1 < k_{пл} < 6$ и высокопластичных с $k_{пл} > 6$. Основная масса пород относится к группе упругопластичных (табл. 3.1)

Таблица 3.1

Пластичность осадочных горных пород
(по Л. А. Шрейнеру) [46]

Породы	Коэффициент пластичности $k_{пл}$
Песчаник: среднезернистый известковый мелкозернистый глинистый мелкозернистый пористый с цементом контактового типа	1,7–2,8 1,3–2,4 1,3–4,2
Алевролит пористый	1,5–2,1
Бентонитовая глина	∞
Аргиллит	1,3–3,3
Известняк: микрозернистый плотный органогенный пористый	2,0–5,0 7,0
Доломит: мелкозернистый плотный окремнелый	1,6–3,5 1,6
Кремень	1,0

Пластичность и степень трещиноватости находятся в прямой зависимости от литологии пород.

Параметрами трещиноватости, позволяющими оценить ее эффективность, являются плотность трещин T , трещинная пустотность и проницаемость (m_T и K_T соответственно), раскрытость, густота, ориентация, протяженность трещин и их азимут. Подсчет всех параметров трещин, кроме азимута и угла наклона в пласте, проводится в больших шлифах, предварительно насыщенных синтетическими смолами по методике, предложенной специалистами ВНИГРИ [44]. Для определения характера распределения трещин и выяснения их

морфологии анализируются также образцы кубической формы ($50 \times 50 \times 50$ мм), насыщенные люминофорами. Кроме перечисленных методов применяются такие, как макроскопический полевой (в керне и скальных обнажениях), морфометрический (мегатрещиноватость, радиальные розы-диаграммы) [5, 7].

Плотность трещин – это сумма густот всех систем трещин, приходящихся на единицу площади (поверхность обнажения или площадь шлифа) или объема. Если в слое имеется только одна система трещин, то плотность численно равна густоте.

Раскрытость (апертура) трещин (рис. 3.11) – это среднестатистическое расстояние между стенками трещин.

Трещинные поры разделяют по степени раскрытости. Они могут быть открытыми (зияющими) и закрытыми (механически сомкнутыми или заполненными вторичными минералами и битумами). Второй тип трещин создает существенные трудности при освоении скважин и разработке месторождений.

Трещины с раскрытием более 1 м относятся к разрывам.

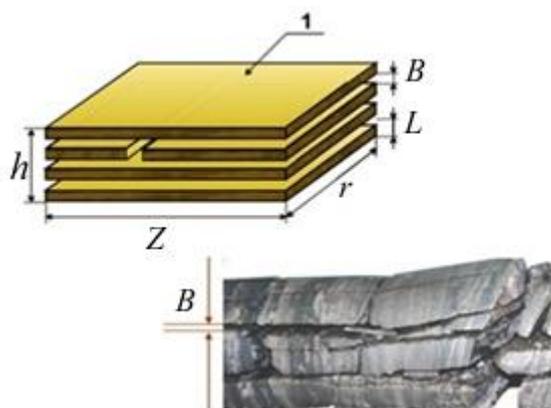


Рис. 3.11. Модель трещинного пласта и вид трещин в керне: 1 – матрица породы; r – длина трещин; Z – ширина трещин; h – эффективная толщина; L – межтрещинный интервал (матрица); B – раскрытость трещин

Густота трещин – количество трещин одного семейства на единицу длины по перпендикуляру к этому семейству трещин. Густота трещин измеряется в $1/\text{м}$ и вычисляется по формуле

$$\Gamma = \frac{\Delta N}{\Delta L}, \quad (3.3)$$

где ΔN – число трещин, пересекающих линию длиной ΔL , перпендикулярную к их простиранию.

Интенсивность трещиноватости определяется общим количеством трещин, развитых в породе, и зависит от ее состава, степени метаморфизма и структурных особенностей залегания пласта. Она оценивается объемной плотностью трещин T , являющейся общим критерием степени растрескивания породы, и поверхностной плотностью трещин Π [50]:

$$T = S/V, \quad (3.4)$$

$$\Pi = L/F, \quad (3.5)$$

где S – суммарная площадь продольного сечения всех трещин, секущих объем V породы; L – суммарная длина срезов всех трещин, пересекаемых поверхностью площади F .

Объективным критерием интенсивности трещиноватости величина Π будет только в том случае, если трещины перпендикулярны к плоскости сечения. Поэтому вместо интенсивности трещиноватости чаще определяют трещинную пустотность (3.6).

Трещинная пустотность – это отношение объема трещин к объему породы:

$$T_{\text{пст}} = BL \frac{Z}{V_{\text{п}}}, \quad (3.6)$$

где B – раскрытость трещин; L – общая протяженность в образце; Z – ширина (высота) трещин; $V_{\text{п}}$ – объем изучаемой породы.

Трещинная пустотность обычно невелика. Например, в карбонатах рифея Юрубчено-Тохомской зоны она составляет 1,10–2,15 %, но при этом обеспечивает высокую проницаемость от 1,05 до 16,6 Д и – гидропроводность 1 500–23 770 Д·см/сПз (скв. 22 и 25). Коэффициенты продуктивности в этих скважинах составляют 12,9 и 220,5 м³/сут/атм по кривой восстановления давления (КВД) соответственно.

Сводная классификация пустот по М. К. Калинин [34] приведена в табл. 3.2.

Учет трещинной составляющей имеет большое практическое значение. Так, при увеличении трещинной пустотности всего лишь на 0,03–0,05 % общие запасы нефти и газа при подсчете запасов возрастают на 10–30 % [78].

Основным методом картирования ориентировки трещин остаются методы ГИС. Применяются как зарубежные, так и отечественные мето-

ды пластовой наклонометрии. Они основаны на регистрации нескольких идентичных кривых электрического сопротивления пород по различным образующим скважины. Кривые получают соответственно несколькими скользящими электроконтактами, прижимаемыми к стенкам скважины. Элементы залегания пластов и трещин определяют по данным этих наклономеров путём геометрического сравнения смещения по глубине пиков аномалий кривых электросопротивления пород на дискретной горизонтальной развёртке стенки скважины и последующего вычисления тангенса угла их наклона (рис. 3.12).

Таблица 3.2

Тип пустот по размерам (по М. К. Калинин) [34]

Размеры, мм	Морфология пустот				
	Тип пор и каверн	Тип каналов	Тип трещин	Раскры- тость, мм	
< 0,0002	Поры	Субкапиллярные	Субкапиллярные	Субкапиллярные	< 0,0002
0,0002–0,001		Микропоры	Микропоровые	Микротрещины	0,0002–0,001
0,001–0,01		Тонкие	Тонкопоровые	Волосяные	0,001–0,01
0,01–0,1		Очень мелкие	Очень мелкопоровые	Тонкие	0,01–0,05
0,1–0,25		Мелкие	Мелкопоровые	Очень мелкие	0,05–0,1
0,25–0,5		Средние	Среднепоровые	Средние	0,1–0,5
0,5–1		Крупные	Крупнопоровые	Крупные	0,5–1,0
1–2		Грубые	Грубопоровые	Грубые	1,0–2,0
2–20	Каверны	Мелкие	Мелкокаверновые	Макротрещины	2–5
				Широкие макротрещины	5–20
20–100		Средние	Среднекаверновые	Весьма широкие макротрещины	5–20
100–200	Крупные	Крупнокаверновые			
> 200		Пещеры	–	–	20–50

Измерения микросканерами проводятся в открытом стволе скважин и позволяют определять элементы залегания пластов и тре-

щин. При этом определение параметров трещиноватости еще не вполне отработано, особенно это касается крутых трещин. Данное обстоятельство обусловлено, с одной стороны, тем, что изучение трещиноватости пластовыми электрическими наклономерами стало интенсивно внедряться лишь в последнее десятилетие при общей более чем 60-летней истории развития данного метода. С другой стороны, существуют объективные трудности, связанные преимущественно с конструктивными особенностями зондов и методикой записи (четырёх – и шестирычажные медленно вращающиеся зонды). Тем не менее данные методы в комплексе с САТ, НИД-2 и при использовании данных исследования полноразмерного керна позволяют получать хорошие результаты качественного и количественного изучения трещиноватости.



Рис. 3.12. Пример определения азимута простирания субвертикальной трещины (интервал 2 380–2 383,5 м; скв. К-220)

Азимуты падения трещин (рис. 3.12) по скважинам показывают наличие нескольких систем трещин (как минимум двух) одного простирания, но ортогонального падения.

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое карбонатные породы и какие основные минералы слагают их?
2. Перечислите генетические типы карбонатных пород-коллекторов рифея Юрубчено-Тохомской зоны.
3. Назовите хемогенные карбонатные породы и объясните химизм их образования.
4. Какие карбонатные породы называют органогенными? Перечислите их типы.
5. Объясните принципы построения полной классификационной схемы известково-доломитовых пород по ВНИГНИ.
6. Назовите главные этапы формирования пористости карбонатных пород и укажите их последовательность.
7. Напишите формулы процесса доломитизации по Гайдингеру и Мариньяку.
8. Каковы особенности трещиноватых коллекторов, параметры трещин и их генетическая классификация?
9. Какие трещины выделяются по механизму образования?
10. Объясните, что такое пластичность пород и какова мера пластичности.
11. Что такое интенсивность трещиноватости и как ее измеряют?
12. Какие типы пустот выделяет М. К. Калинин?

4. ПОРОДЫ-ФЛЮИДОУПОРЫ

Кроме пород-коллекторов существуют породы, практически непроницаемые, то есть являющиеся препятствием для миграции через них углеводородов. Такие породы являются составной частью природных резервуаров нефти и газа.

4.1. Породы-флюидоупоры месторождений нефти и газа

Породы-флюидоупоры – это породы, плохо проницаемые для нефти, газа и воды, способные играть роль изолирующих, экранирующих разделов, а те из них, которые непосредственно перекрывают залежи, называются покрывками [42].

Покрывка – литологическое тело, расположенное над коллектором нефти или газа и препятствующее фильтрации УВ из коллектора в верхние осадочные слои разреза [42]. Наличие покрывки является необходимым условием существования нефтяных и газовых залежей. Лучшими покрывками считаются соленосные толщи. Соленосные толщи нижнего кембрия Лено-Тунгусской НГП формируют региональную покрывку, которая контролирует нефтегазоносность рифей-вендского этажа. Наиболее распространенными покрывками являются глины. Кроме глинистых пород и соленосных толщ покрывками могут служить и другие разновидности осадочных и даже магматических пород. Если экранирующие способности глинистых и соленых пород объясняются их пластичностью, то другие разновидности пород обладают изолирующей способностью вследствие своей плотности (прочности, крепости) и рассматриваются как плотностные покрывки.

Изолирующая способность пород-экранов, перекрывающих залежи в природном резервуаре, обеспечивается низкой диффузионной проницаемостью их для нефти и газа, при перепадах давления, возникающего при формировании залежей. Скорость фильтрации (пропускная способность) через вышележащие покрывки значительно

меньше скорости накопления УВ при образовании залежей. Выполненные нами расчеты показывают, что для условий Катангской НГО с региональными эвапоритовыми покрышками и ожидаемыми скоростями диффузии газов через них для формирования такого газового месторождения, как Собинское, потребуется 314,0 млн лет, а для его разрушения не менее 341,4 млн лет.

Если *избыточное* давление $P_{изб}$ УВ в залежи будет больше *давления прорыва* $P_{пр}$ покрышки, углеводороды, преодолевая капиллярные силы, развивающиеся на границе коллектор-покрышка, внедрятся в нее. Даже весьма малые значения проницаемости пород покрышки способны обеспечить фильтрационные потоки, приводящие к быстрому разрушению залежи УВ. Поэтому залежь может сохраняться только в том случае, если давление в ней $P_{зал}$ будет меньше, чем давление прорыва покрышки $P_{зал} < P_{пр}$, экранирующей эту залежь. Давление прорыва покрышки практически целиком и полностью определяется структурой порового пространства, в частности эффективным радиусом пор. А. А. Ханин выделил 5 классов покрышек, которые представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Оценочная шкала экранирующей способности глинистых пород (по А. А. Ханину) [91]

Класс покрышки	А	В	С	Д	Е
Максимальный диаметр пор, мкм	< 0,01	0,05	0,3	2	> 10
Экранирующая способность	Весьма высокая	Высокая	Средняя	Пониженная	Низкая
Абсолютная газопроницаемость по газу, м ²	10 ⁻²¹	10 ⁻²⁰	10 ⁻¹⁹	10 ⁻¹⁸	< 10 ⁻¹⁷
Давление прорыва газа, МПа	> 12	8	5,5	3,3	< 0,5

Постседиментационные процессы могут как улучшать, так и ухудшать экранирующие свойства отложений. Например, процессы гипсотизации в ангидрите улучшают экранирующие свойства и обуславливают переход ангидритовой покрышки ложной в истинную. Неоднозначны изменения свойств разных пород с погружением. Соли и сульфаты улучшают свои свойства с глубиной, так как под влиянием вышележащих толщ становятся более пластичными, менее трещиноватыми. Глины же, наоборот, их ухудшают, так как переходят

в трещиноватые аргиллиты. Их свойства меняются также из-за преобразования на глубине минерального состава: монтмориллонитовые глины превращаются в хлоритовые [42].

4.2. Породы-флюидоупоры подземных хранилищ газа

Скопления нефти и газа в коллекторах не могут существовать, если они не ограничены слабопроницаемыми породами.

Для оценки величины максимально допустимого давления на породы в подземном хранилище газа (ПХГ) или техногенной залежи, заполняющей ПХГ, необходимо определить структуру их порового пространства, распределение пор по размерам, содержание пор наиболее крупных размеров и давление прорыва газа. Диаметр пор максимального размера и их количество определяют экранирующую способность глинистых пород и давление прорыва. Давление прорыва и размер пор зависят от фациальной природы глинистых пород.

О. Е. Семёновым [76] создана оценочно-генетическая классификационная схема покрышек для подземных хранилищ газа в водоносных пластах, в которой в качестве критериев герметичности приняты структурно-минеральный состав и размер поровых каналов в глинистых породах, соотношение разбухающих и неразбухающих минералов глин. Выделено три класса глинистых покрышек: с высокой, средней и низкой экранирующей способностью (табл. 4.2).

Породы-покрышки могут значительно отличаться по площади распространения, литологическому составу, экранирующим способностям. Классификация покрышек по этим признакам для различных групп пород была разработана Э. А. Бакировым в 1996 г. Имеются и другие классификации, в частности В. И. Осипова, В. Н. Соколова и В. В. Еремеева (2001), в основу которой положены условия образования покрышек и их структурно-текстурные особенности.

Таблица 4.2

Классификационная схема глинистых покрышек ПХГ [76]

Экранирующая способность	Условия накопления осадков	Гранулометрический состав пород	Структурный коэффициент	Минеральный состав глинистой формации	Отношение разбухающие / неразбухающие минералы	Диаметр преобладающих пор / максимальный диаметр пор, мкм (давление прорыва, МПа)	Толщина покрышки, м
Высокая	Удаленные участки шельфа	Содержание глинистой фракции (> 60 %) при высокой доле мелкого алеврита и примеси (< 3 %) песчаного материала	< 0,2	Смектит, смешанно-слоистый (иллит-смектит) иллит	0,8	0,02–0,064 / 0,32 (> 7)	Надежно экранируют объекты закачки при толщинах 5–7 м
Средняя	Шельф средних глубин и дистальные участки аван-дельты	Содержание глинистой фракции и алевритовой фракции (35–50 %), песчаного материала до 10 %	0,2–0,5	Иллит, каолинит, смешанно-слоистый (иллит-смектит)	0,2–0,8	0,02–0,064 / 0,64 (4–7)	> 10 м. При значительной толщине (> 20 м) и наличии резервной покрышки возможно проведение закачки без предварительных гидродинамических исследований
Низкая	Мелководный шельф, заливно-лагунное мелководье	Содержание глинистой и алевритовой фракции в равном количестве, песчаного материала 8–15 %	0,5–0,8	Иллит, каолинит, хлорит	< 0,2	0,02–0,064/1,0 (<4)	Не менее 20 м. Необходимо проведение гидродинамических исследований герметичности покрышки. Обязательно наличие резервной покрышки

Контрольные вопросы и задания

1. При каких условиях углеводороды из залежи могут внедриться в покрышку?
2. Приведите оценочную шкалу экранирующей способности глинистых пород по А. А. Ханину.
3. Назовите, какие кроме верхнего существуют флюидоупоры и какую геологическую природу они могут иметь.
4. Назовите основные параметры классификационных схем глинистых покрышек подземных хранилищ газа (ПХГ).
5. Какие виды исследований проводят для мониторинга целостности над ПХГ?
6. Какие постседиментационные процессы могут ухудшать или улучшать экранирующие свойства отложений?

5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД

В рамках применяемого в настоящее время комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) для определения пористости и проницаемости используется большая группа методов. Основные из них: метод кажущегося сопротивления (КС), метод собственных потенциалов (ПС), метод вызванных потенциалов (ВП), метод рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГК-П), нейтронные методы (нейтрон-нейтронный на тепловых нейтронах – ННКТ, нейтрон-нейтронный на надтепловых нейтронах – ННК-НТ, нейтронный гамма-каротаж – НГК), акустический метод – АК [66], ядерный магнитный каротаж (ЯМК). Нейтронные методы используются как самостоятельно, так и в сочетании с другими методами ГИС. Методы имеют разную физическую основу и измеряемые параметры и соответственно разные алгоритмы определения пористости и проницаемости.

Метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), обладающий большими возможностями как для определения пористости, так и водонасыщенности и проницаемости для российских ГИС является нестандартным [43].

Преимущества геофизических методов определения ФЭС заключаются в том, что характеризуется вся необходимая область пласта и непроницаемые породы (покрышки), перекрывающие его. Кроме этого, методы ГИС обладают очень высокой экспрессностью и тем самым позволяют корректировать комплекс опробовательских работ в режиме реального времени.

5.1. Методы определения коэффициента пористости пород

Для определения коэффициента пористости пород может быть использовано большинство геофизических методов. Это объясняется тем, что жидкости и газы, насыщающие поровое пространство пород,

обычно обладают резко отличными свойствами по сравнению с физическими свойствами минералов, образующих скелет породы [28].

Наиболее разработаны технологии измерения удельного сопротивления пород и пластовых вод, а также технологии изучения потенциалов собственной поляризации; методы измерения плотностей надтепловых и тепловых нейтронов и интенсивности рассеянного гамма-излучения; акустического сигнала и их комбинации. Наиболее широко и успешно применяется метод сопротивлений. Относительная погрешность определения пористости по данным ГИС зависит от характера порового пространства, глинистости коллектора и других факторов [18].

Метод сопротивлений. В основу данного метода положена обратная степенная зависимость между коэффициентом K_{Π} и параметром P_{Π} пористости породы [28, 29, 30, 47, 79] (рис. 5.1).

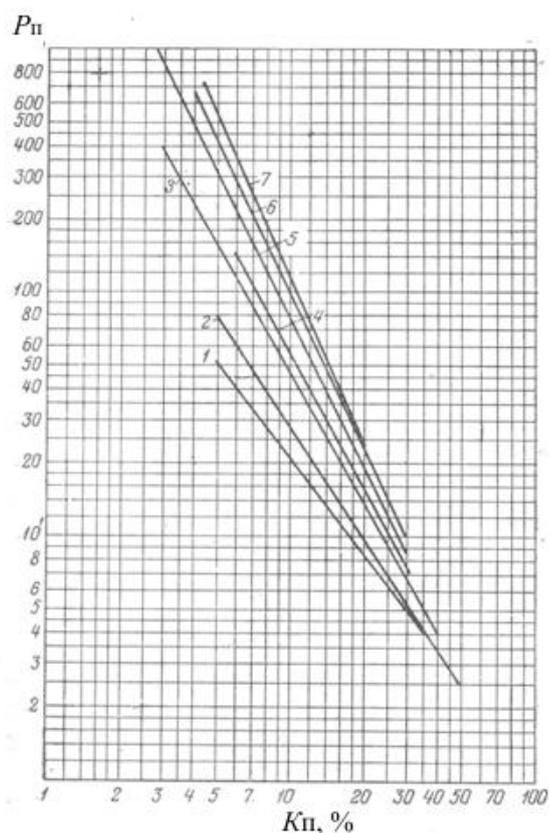


Рис. 5.1. Кривые зависимостей $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ для некоторых коллекторов (по данным В. Н. Дахнова): 1 – пески продуктивной толщи нефтяных месторождений Апшеронского полуострова; 2 – слабосцементированные искусственно приготовленные песчаники; 3 – песчаники и алевролиты палеогена месторождений Краснодарского края; 4 – песчаники угленосной толщи месторождений Куйбышевского Поволжья; 5 – песчаники девона месторождений Башкирии и Татарии; 6 – то же бавлинской свиты; 7 – известняки карбона нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья

Параметр P_{Π} представляет собой отношение удельного электрического сопротивления $\rho_{в.п}$ водонасыщенной горной породы к удельному сопротивлению воды:

$$\frac{\rho_{в.п}}{\rho_{в}} = P_{\Pi} = \frac{\alpha_{\Pi}}{k_{\Pi}^m} \quad (5.1)$$

где коэффициент α_{Π} и показатель степени m устанавливают зависимость параметра пористости P_{Π} от структуры порового пространства: извилистости поровых каналов и степени цементации пород. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) $\rho_{в.п}$ водонасыщенной горной породы определяется различными электрическими методами. Удельное сопротивление $\rho_{в}$ вод, заполняющих поровое пространство, определяется по замерам на образцах вод либо вычисляется по данным химического анализа или по потенциалам собственной поляризации.

Коэффициент α_{Π} изменяется в пределах от 0,45 до 1 и показатель степени m от 1,3 (рыхлые породы) до 2,2 и даже более (уплотненные породы). Чем более сцементирована и менее отсортирована порода, тем выше значение m [28].

Как показывают измерения параметра P_{Π} , выполненные на материале различных месторождений Западной Сибири, зависимость $P_{\Pi} = f(k_{\Pi})$ является достаточно универсальной и отмечается повсеместно.

Наилучшим объектом для определения пористости пород методом сопротивлений являются слабо и среднесцементированные песчаники и известняки с преобладанием гранулярной пористости. Глинистость и насыщение коллектора водами слабой минерализации требуют введения специальных поправок на влияние проводимости глинистого материала.

Недостатком метода определения пористости пород по данным сопротивления является значительная трудность, а иногда и невозможность определения пористости пород, содержащих нефть и газ. Для нефтегазоносных пород характерной величиной является коэффициент увеличения сопротивления [18] или так называемый параметр нефтегазонасыщения:

$$P_{Н} = \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{в.п}} = \frac{1}{k_{в}^n} = \frac{1}{(1 - k_{Н})^n}, \quad (5.2)$$

где ρ_{Π} – УЭС нефтегазоносного пласта; $\rho_{в.п}$ – УЭС этого же пласта при 100 %-й водонасыщенности.

В условиях Восточной Сибири в результате применения битумных и высокоминерализованных буровых растворов и высокой минерализации пластовых рассолов (до 386 г/л и более) применение электрических методов ГИС ограничено.

Метод потенциалов собственной поляризации. Определение коэффициента пористости пород по данным потенциалов собственной поляризации (ПС) основано на зависимости диффузионно-адсорбционной активности от отношения удельной поверхности поровых каналов породы к ее пористости.

Зависимость потенциалов собственной поляризации от пористости особенно четкая в тех коллекторах, у которых наблюдается обратная связь между содержанием пелитовой фракции и коэффициентом $K_{п}$ пористости. Это, в частности, наблюдается в продуктивных песчано-глинистых отложениях Башкирии и Татарии [64], Волго-Уральской НГП.

Определение пористости по данным потенциалов собственной поляризации производится по экспериментально установленным зависимостям между относительным значением величины аномалии потенциалов собственной поляризации и коэффициентом пористости породы (рис. 5.2) или по зависимости между величиной диффузионно-адсорбционной активности и пористостью породы [29, 64].

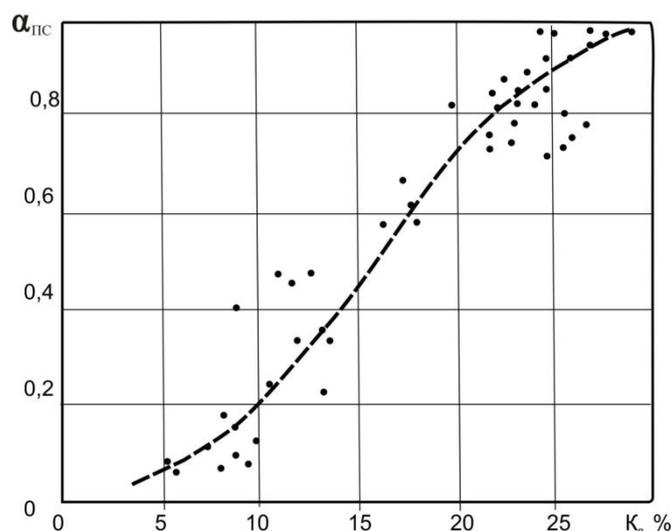


Рис. 5.2. Корреляционная связь между параметрами $\alpha_{пс}$ и $K_{п}$ для терригенных продуктивных отложений девона Волго-Уральской НГП

Основное назначение метода ПС остается все-таки для литологического расчленения разреза, оценки глинистости горных пород и определения минерализации подземных вод [43].

Метод естественного гамма-излучения. По данным измерения естественного гамма-излучения пористость песчано-глинистых коллекторов может быть изучена в тех случаях, когда наблюдается зависимость между коэффициентом пористости породы и содержанием в ней глинистого материала, а в коллекторах отсутствуют грубообломочные включения радиоактивных минералов. Как известно, интенсивность естественного гамма-излучения в большинстве осадочных пород находится в прямой зависимости от содержания глинистого материала [29]. Поэтому данный метод в настоящее время больше используется для литологического расчленения разреза. Из всех осадочных пород наиболее радиоактивными являются глины, поэтому величина радиоактивности других менее активных пород тесно связана с их глинистостью, именно поэтому метод применяется больше для оценки глинистости [40, 43].

Метод рассеянного гамма-излучения. В методе рассеянного гамма-излучения или гамма-гамма-каротажа плотностного (ГГК-П) измеряется эквивалентная плотность горных пород, которая для основных породообразующих минералов (кварц, кальцит и доломит) и пород, состоящих из этих минералов, равна их объемной плотности с отклонениями не более $\pm 0,01$ г/см³. Измерение плотности основано на эффекте Комптона – рассеяния гамма-квантов высокой энергии в породе [43]. Объемная плотность связана с общей пористостью следующими соотношениями:

$$\rho_{об} = \varphi \rho_{\phi} + (1 - \varphi) \rho_{мп}; \quad (5.3)$$

$$\varphi = \frac{\rho_{мп} - \rho_{об}}{\rho_{мп} - \rho_{\phi}},$$

где $\rho_{об}$, $\rho_{мп}$, ρ_{ϕ} – соответственно объемная плотность породы, минералогическая плотность, плотность флюида, заполняющего поры; φ – коэффициент общей пористости.

Определение $\rho_{мп}$ осуществляется по данным анализа кернa, а плотность флюида в зоне исследования метода определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости и в большинстве случаев равна 1,0 г/см³. Высокоминерализованные растворы имеют плотность 1,15 г/см³. Плотность нефти ниже плотности воды – 0,80–0,90 г/см³, и ее присутствие в виде остаточной насыщенности с высокоминерализованным фильтратом в промытой зоне будет приводить к среднему значению плотности примерно в 1 г/см³. Рекомендуются эмпириче-

ские коэффициенты для коррекции пористости, определенной по плотностному каротажу, в нефтенасыщенных коллекторах составляют: для нефти 0,9; для газа 0,7 [43].

Определение извилистости поровых каналов. Знание извилистости T поровых каналов имеет значение для оценки проницаемости пород в тех случаях, когда этот параметр не может быть определен непосредственно. Определение извилистости поровых каналов необходимо также и для изучения степени вытеснения нефти или коэффициента нефтеотдачи пласта. Особенное значение параметр имеет, в частности, при моделировании заводнения пласта. Чем меньше извилистость поровых каналов, тем лучше вытеснение нефти.

Существует зависимость между параметром пористости $P_{п}$, пористостью $k_{п}$ породы и извилистостью поровых каналов:

$$P_{п} = \frac{T^2}{k_{п}}, \quad (5.4)$$

откуда получаем

$$T = \sqrt{P_{п} k_{п}}. \quad (5.5)$$

Зная параметр пористости пород $P_{п}$ по данным метода сопротивлений и определив коэффициент $k_{п}$ пористости одним из методов, возможно установить коэффициент извилистости поровых каналов [29].

Акустический каротаж и определение пористости. При проведении АК измеряется интервальное время пробега упругих волн, которое связано с пористостью крепких цементированных горных пород уравнением среднего времени Вилли:

$$\Delta t = \Delta t_{\phi} \varphi + \Delta t_{мп} (1 - \varphi);$$

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{мп}}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_{мп}}, \quad (5.6)$$

где $\Delta t_{мп}$, Δt_{ϕ} – интервальные времена пробега в скелете горной породы и во флюиде.

Это уравнение является по существу эмпирической зависимостью, погрешность расчета пористости по которой определяется правильным заданием времен пробега в скелете и флюиде. Время пробега волн во флюиде можно оценить по эмпирической зависимости Г. И. Петкевича, Т. В. Вербницкого [66]:

$$\Delta t_{\phi} = 1 / (1470 + k C_{\text{пж}}), \quad (5.7)$$

где $C_{\text{пж}}$ – минерализация промывочной жидкости; k – коэффициент пропорциональности, зависящий от температуры и давления.

Песчаники, содержащие значительное количество глины или глинистых сланцев, будут иметь большее время пробега, так как существуют различия между временем пробега в глинистых частицах и в матрице. Вычисленная пористость в глинистых песчаниках будет значительно выше. Для компенсации точности уравнения «среднего времени» используют эмпирическую формулу Раймера Ханта-Гарднера:

$$\varphi_c = C \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{мп}}}{\Delta t}, \quad (5.8)$$

где C – эмпирическая постоянная, изменяющаяся в пределах от 0,624 до 0,700. Наиболее часто употребляемое значение 0,700. В случае газонасыщенных песчаников рекомендуется 0,600 [43].

Для разуплотненных песчаников время пробега волн завышено и вычисленная пористость больше, чем истинная. Обычно это характерно для глинистых пород. Если в смешанных глинистых пластах время пробега больше, чем 330 мкс/м (характерное время пробега в плотных глинах), необходима поправка при вычислении пористости. Эмпирическая формула для этого случая имеет вид:

$$\varphi_c = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{мп}}}{\Delta t_{\phi} - \Delta t_{\text{мп}}} \cdot \frac{1}{C_p};$$

$$C_p = \frac{\Delta t_{\text{сгп}}}{330}, \quad (5.9)$$

C_p – поправка уплотнения, изменяющаяся в пределах 1,0–1,8; $\Delta t_{\text{сгп}}$ – время пробега в смешанных глинистых пластах, мкс/м; 330 – время пробега в уплотненной глине, мкс/м.

Применение указанных формул обеспечивает определение общей пористости пород. В сравнении с другими методами акустический метод благоприятен для определения пористости низкопористых малоглинистых пород. В породах с кавернозным и трещинным типами пористости вычисляемые значения занижены и для точного определения пористости необходимо применение других методов ГИС [43]. При достаточно надежных акустических измерениях возможна

оценка вторичной пористости $\Delta\phi$ по разнице определения пористости плотностным и акустическим методом:

$$\Delta\phi = \phi - \phi_c. \quad (5.10)$$

Метод ЯМР. Ядерный магнитный резонанс – это резонансное поглощение или излучение электромагнитной энергии веществом, содержащим ядра с ненулевым спином во внешнем магнитном поле, на частоте ν (называемой частотой ЯМР), обусловленное переориентацией магнитных моментов ядер. Ядерный магнитный резонанс связан с физическим принципом, заключающимся в реакции ядер на магнитное поле.

Поэтому при исследовании используются в основном методики, основанные на определении характеристических времен спин-спиновой релаксации. Время затухания сигнала зависит от размера пор, и распределение времен релаксации является мерой распределения размеров пор. В результате интерпретации времен затухания сигнала и их распределений можно получить такие параметры, как проницаемость, эффективная пористость и остаточная водонасыщенность. В России разработан и утвержден в качестве технического средства анализатор керна горных пород методом ЯМР «Спин-Трэк» [95] (рис. 5.3). Данный спектрометр может быть оборудован классической магнитной системой, оснащенной датчиками диаметром 10, 18 или 40 мм, что является общепринятым лабораторным стандартом по всему миру. Система может быть оснащена малогабаритным поверхностным датчиком с большой глубиной проникновения, что дает возможность использования спектрометра в полевых условиях и проб нестандартных размеров.



Рис. 5.3. ЯМР-анализатор «Спин-Трэк» (а)
и датчик поверхностного ЯМР (б)

Достоинство метода состоит в том, что пористость ЯМР не подвержена влиянию литологии, так как включает в себя только извлекаемые флюиды и связанную воду в капиллярах [43].

Определение пористости по комплексу методов. Данный метод является наиболее надежным. В случае выполнения каротажа несколькими методами определение пористости, вычисление истинной пористости можно произвести с использованием комбинационных диаграмм – кроссплотов. Наиболее часто используются комбинации нейтронно-плотностных и нейтронно-акустических методов. На рис. 5.4 и 5.5 показаны типичные кроссплоты для определения пористости чистых не глинистых пород [43].

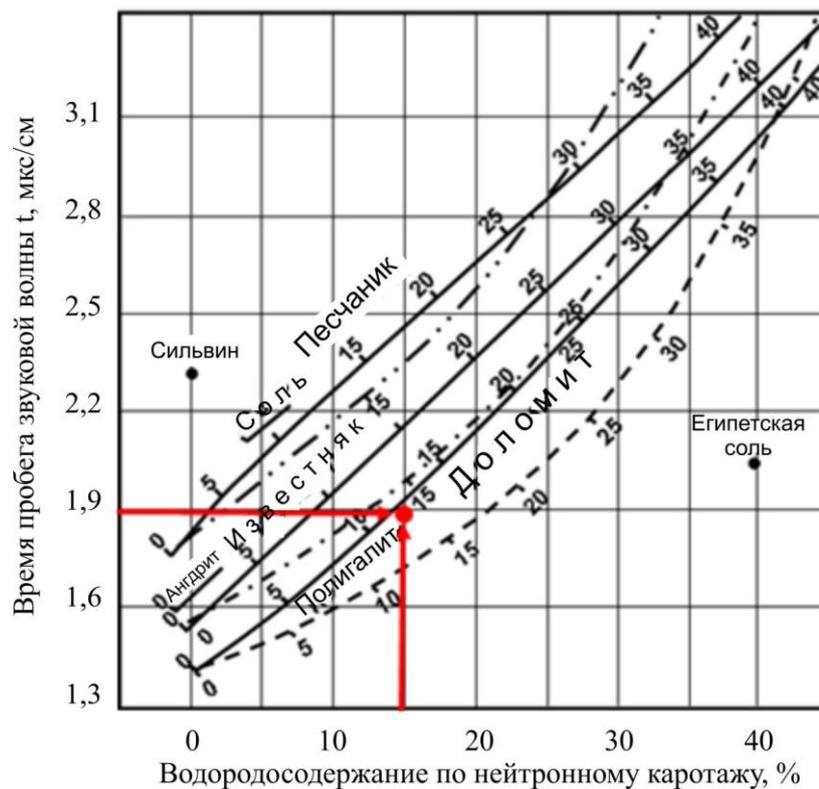


Рис. 5.4. Пример нейтронно-акустического кроссплота (НК–АК) для определения пористости [43]: сплошные линии – уравнение среднего времени; штриховые – эмпирическое уравнение

Из данных рис. 5.5 следует, что при водородосодержании 20 % ($W = 20\%$) и плотности $2,5 \text{ г/см}^3$ (40 % известняк, 60 % доломит) пористость составит 17,5 % [43].

Как следует из приведенного примера (рис. 5.4 и 5.5), интервальное время зависит от модели твердой фазы породы. Коллекторы Юрубчено-Тохомской зоны представлены доломитами глинистыми окремненными, то есть модель будет содержать следующие компоненты: доломит + глина + кварц. Рассмотрим такую модель на примере Куюмбинского НГКМ.

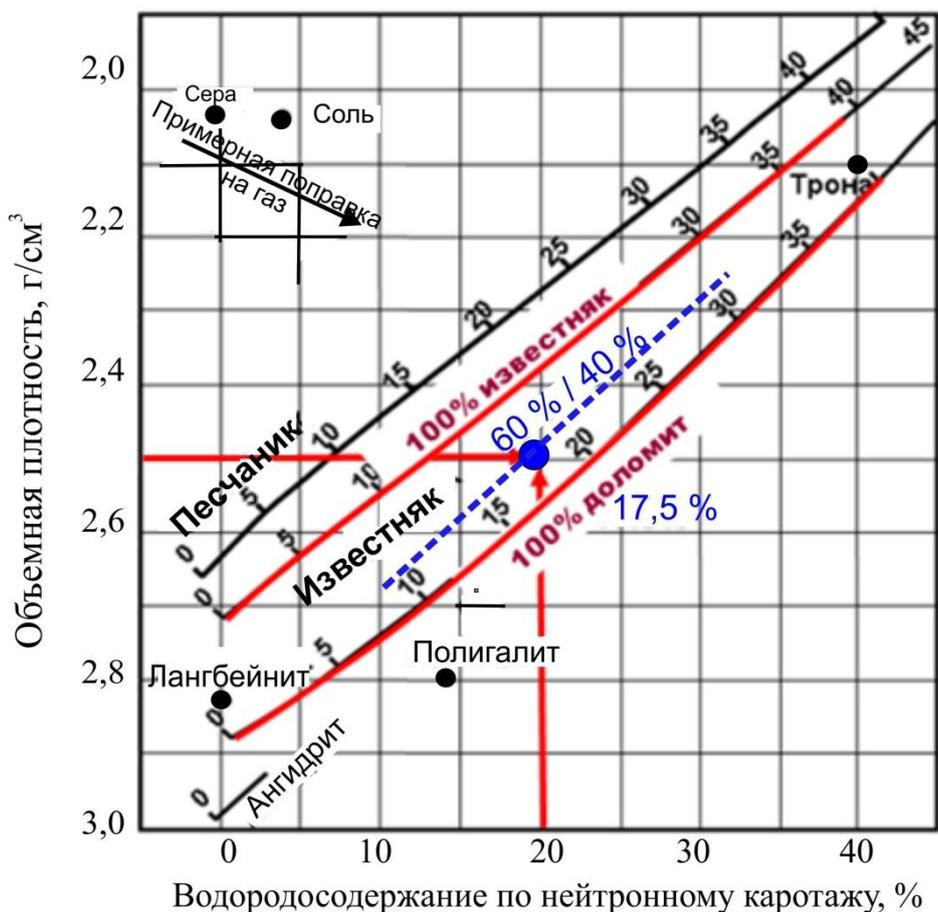


Рис. 5.5. Пример нейтронно-плотностного кроссплота (НК–ГГКп) для определения пористости [43]

Методика интерпретации данных ГИС с целью определения общей пустотности $K_{п.об}$ и компонентного состава рифейских карбонатных отложений может базироваться на решении системы линейных уравнений для нейтронного и плотностного каротажа в соответствии с установленной литологической моделью твердой фазы породы (доломит, кварц, глина):

$$W = W_{дл} V_{дл} + W_{кв} V_{кв} + W_{гл} V_{гл} + K_{п.об}, \quad (5.13)$$

$$\sigma = \sigma_{дл} V_{дл} + \sigma_{кв} V_{кв} + \sigma_{гл} V_{гл} + \sigma_{ж} K_{п.об}, \quad (5.14)$$

$$V_{дл} + V_{кв} + V_{гл} + K_{п.об} = 1, \quad (5.15)$$

где W – водородосодержание породы по НК; σ – объемная плотность породы по ГГК; $V_{дл}$, $V_{кв}$, $V_{гл}$ – объемное содержание доломита, кварца и глины в породе; $\sigma_{дл}$, $\sigma_{кв}$, $\sigma_{гл}$, $\sigma_{ж}$ – минералогическая плотность доломита, кварца, глинистых минералов и плотность промывочной

жидкости; $W_{дл}$, $W_{кв}$, $W_{гл}$ – нейтронная пористость доломита, кремния, глинистых минералов (константы для W изменяются как функции $K_{п.об}$).

Основой количественной интерпретации данных ГИС является матрица физических свойств карбонатных коллекторов рифея, она составляется по данным керна и ГИС (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Матрица физических свойств карбонатных пород рифея

Компоненты	Водородосодержание W , д.е.	Плотность σ , г/см ³	Интервальное время упругих волн Δt , мкс/м
Доломит ($K_{п} = 0-5\%$)	0,02	2,86	140
Кремнезем	-0,04	2,65	165
Глина (гидрослюда, смешаннослойные минералы)	0,19	2,71	250
Фильтрат бурового раствора	1,0	1,0	600

Для определения водородосодержания пород W по НК использовались стандартные зависимости между показаниями нейтронного каротажа в условных единицах и пористостью известняка для конкретного типа аппаратуры. Интерпретация данных НК осуществляется на ЭВМ с введением необходимых поправок на влияние технических условий измерений. Сходимость значений водородосодержания пород по различным модификациям НК для Юрубчено-Тохомской зоны хорошая. По данным плотностного гамма-гамма-каротажа определяется объемная плотность пород σ . Оценивается соответствие значений W , σ и Δt петрофизическим данным.

При необходимости осуществляется коррекция исходных данных ГИС, что выявляется в результате сопоставительного анализа показаний различных методов каротажа с помощью кросс-плотов, гистограмм распределения исходных геофизических параметров и сопоставления результатов замеров с имеющимися определениями пористости и объемной плотности пород по керну. В качестве примера (рис. 5.6, 5.7) приведены кросс-плоты ГГК– W , АК– W скв. 501 Терско-Камовской площади.

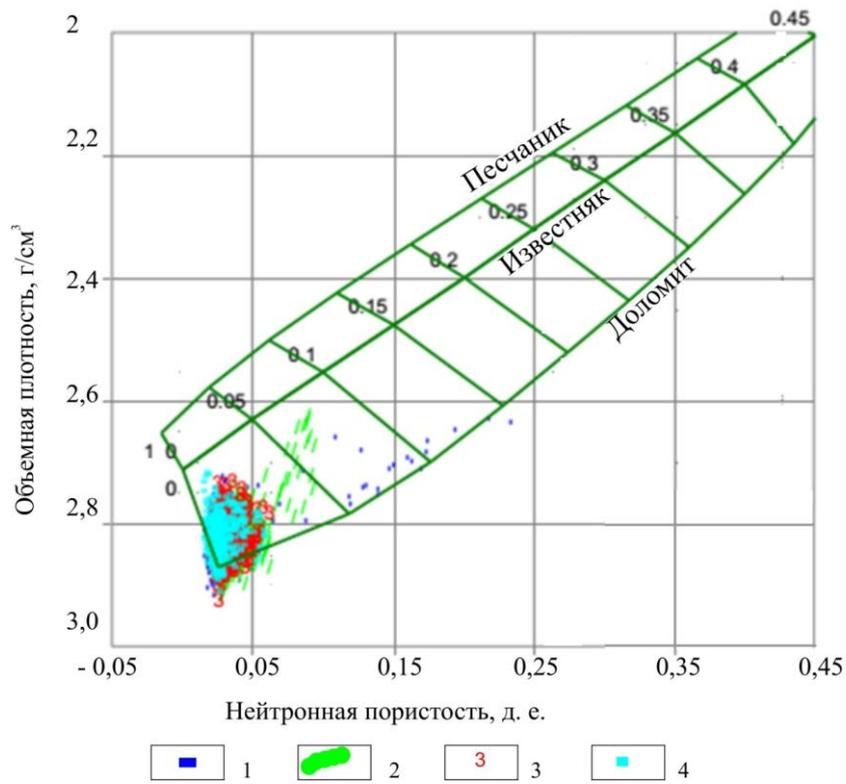


Рис. 5.6. Кроссплот ГГК– K_n НК (скв. 501 Терско-Камовской площади): интервалы а. о. каротажа, м: 1 – 2220–2315; 2 – 2315–2410; 3 – 2410–2505; 4 – 2505–2600

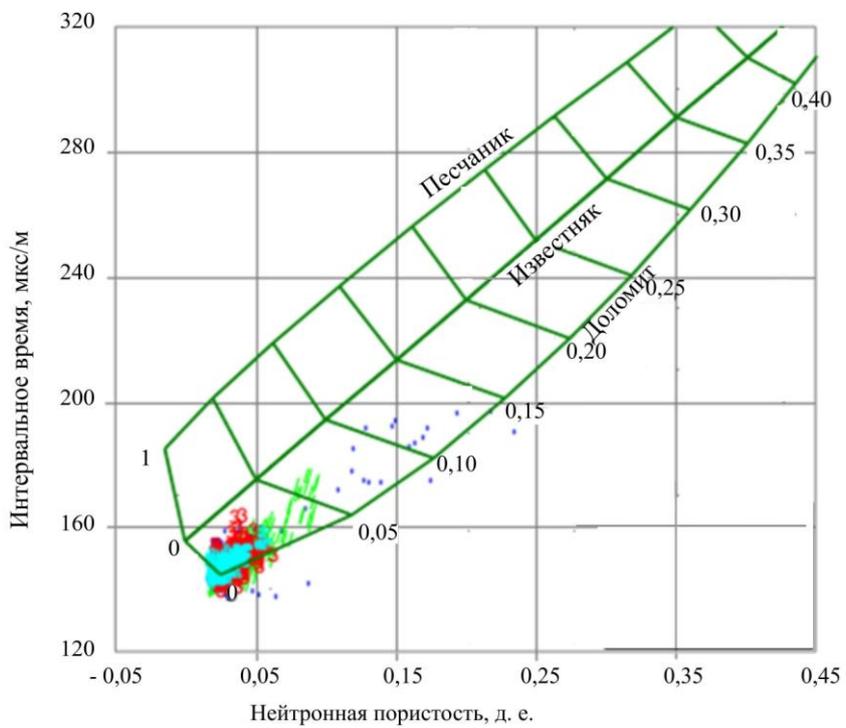


Рис. 5.7. Кроссплот АК– K_n НК (скв. 501 Терско-Камовской площади): усл. обозначения на рис. 5.6

5.2. Определение коэффициента проницаемости

Для изучения коэффициента проницаемости горных пород могут быть использованы методы сопротивлений, потенциалов вызванной и собственной поляризации пород, а также естественного гамма-излучения.

Сущность определения проницаемости методом сопротивлений основана на установленной зависимости между содержанием связанной воды в нефтенасыщенном коллекторе и удельной поверхностью его зерен и между последней и величиной коэффициента проницаемости. На основе этой зависимости разработан способ определения проницаемости пород по данным величины отношения удельного сопротивления нефтеносной породы к удельному сопротивлению той же породы в водоносном состоянии [47]. Это отношение, так называемый параметр насыщения P_n , является функцией коэффициента проницаемости и пористости (рис. 5.8).

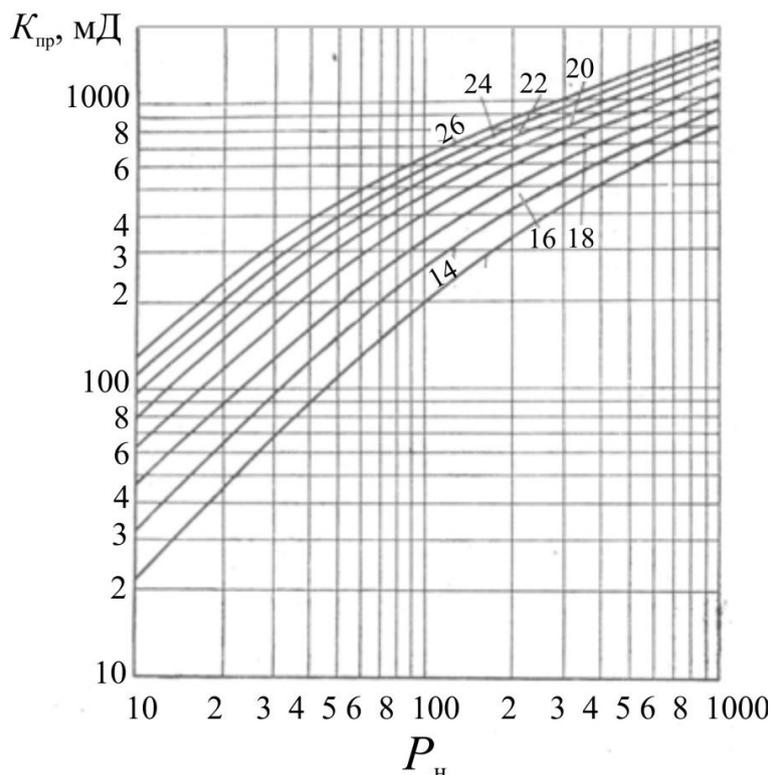


Рис. 5.8. Палетка кривых зависимости коэффициента $K_{пр}$ нефтеносных коллекторов от параметра P_n насыщения (шифр кривых – коэффициент пористости) по С. А. Султанову и В. М. Добрынину

Так как одновременно с определением коэффициента проницаемости пород по параметру P_n устанавливается величина нефте- и во-

донасыщения порового пространства, то возможно определить не только величину физической проницаемости, но и величины относительных значений этого параметра [29, 47].

Величина потенциалов вызванной поляризации и вызванной электрохимической активности A_v (параметра, определяющего эти потенциалы) в песчаных породах находятся в прямой зависимости от удельной поверхности зерен и, следовательно, в обратной зависимости от проницаемости породы [40]. При проницаемостях, изменяющихся в пределах от $50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $1,0 \text{ мкм}^2$, зависимость вызванной электрохимической активности от проницаемости близка к обратно квадратичной. Это предопределяет возможность определения коэффициента проницаемости с достаточно большой степенью точности (рис. 5.9).

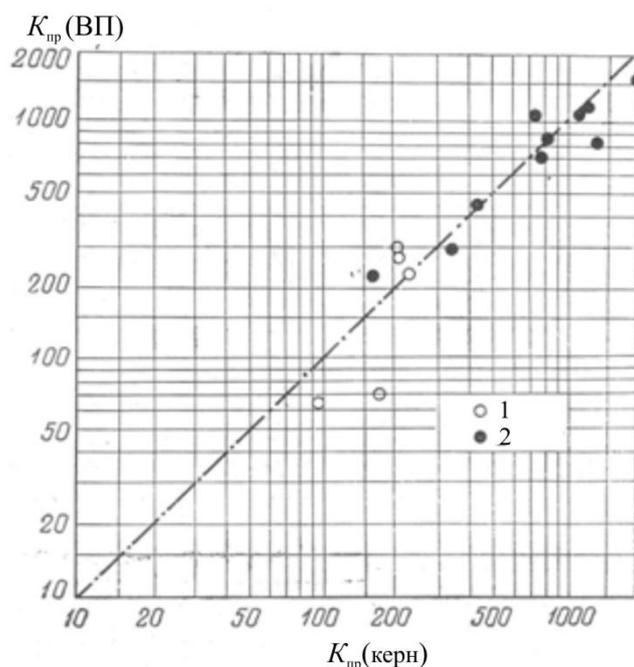


Рис. 5.9. Сопоставление результатов определения проницаемости по керну и методом потенциалов вызванной поляризации (ВП): нефтяные месторождения: 1 – Туймазинское (Республика Башкортостан); 2 – Новогрозненское (Чеченская Республика)

Возможность определения проницаемости пород по данным потенциалов собственной поляризации определяется зависимостью между потенциалами собственной поляризации и глинистостью, а следовательно, и проницаемостью породы [29]. Интенсивная зависимость диффузионно-адсорбционной активности, а следовательно, и потенциалов собственной поляризации от проницаемости наблюда-

ется в области низких проницаемостей – до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм² [28], что ограничивает использование этого метода главным образом областью решения задачи и оценки слабопроницаемых глинистых песков и песчаников.

Представляет также интерес изучение возможностей определения проницаемости пород по данным метода естественного гамма-излучения. В песчано-глинистых коллекторах, в которых понижение проницаемости обычно связано с уплотнением и повышением глинистости коллектора, в тех случаях, когда песчаный материал низко радиоактивен, будет наблюдаться обратная зависимость между проницаемостью коллектора и интенсивностью естественного гамма-излучения.

Современный уровень геофизических методов исследования разрезов скважин открывает большие возможности в области изучения коллекторских свойств горных пород [43] и особенно низкопоровых карбонатных коллекторов и сланцевых толщ.

Контрольные вопросы и задания

1. Перечислите основные группы методов ГИС, использующиеся для определения фильтрационных и емкостных свойств пород.
2. Назовите основные геофизические методы, использующиеся для определения пористости.
3. Объясните физическую суть термина «пористость».
4. Как определяется коэффициент пористости методом потенциалов собственной поляризации?
5. В чем заключается метод рассеянного гамма-излучения (ГГК-П) и его физические основы измерения пористости.
6. Как определяют извилистость поровых каналов? Приведите формулу расчета извилистости поровых каналов.
7. Какими методами ГИС возможна оценка вторичной пористости?
8. В чем достоинства метода ЯМР перед другими методами при измерении пористости?
9. В чем состоит сущность методики определения пористости с применением плоттреков (НК–АК) и (НК–ГГК–П)?
10. Назовите комплекс ГИС-методов измерения проницаемости пород-коллекторов. Кратко поясните теоретические основы каждого из этих методов.

6. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

В настоящее время известно множество методов лабораторного изучения пористости и проницаемости, водо-, нефте- и газонасыщенности, а также других параметров пород-коллекторов и флюидоупоров. К лабораторным методам могут быть отнесены также литолого-петрографические методы изучения микротрещиноватости карбонатных пород и методы определения смачиваемости пород. Карбонатные породы отличаются значительной изменчивостью пустотного пространства, генезисом пустот и морфологией их проявления, поэтому изучение микропустотности и смачиваемости пород выделено в отдельные разделы, хотя формально их тоже можно отнести к лабораторным методам.

6.1. Подготовка кернов

Подготовка керна к анализу осуществляется распиливанием средней части депарафинированного образца длиной 4 см на 2 части вдоль оси (обр. № 1 и № 2). Эти два образца предназначаются для определения коэффициентов водонасыщенности, нефтенасыщенности, пористости. В отдельных случаях производится определение карбонатности и смачиваемости [61].

По образцу № 3 определяют нефтеотдачу, проницаемость и зависимость остаточной насыщенности от капиллярного давления: по образцам № 3 и № 4 – механический и петрографический составы. На тех частях образца, которые не подвергаются немедленному исследованию, парафиновая оболочка должна быть восстановлена.

Иногда в связи с плохой сохранностью породы или невозможностью выпиливания цилиндрических образцов проводится отбор кусков керна изометричной формы, которые пришлифовываются и используются в дальнейшем для определения открытой пористости и плотности.

Выпиленные образцы очищаются от содержащихся в них углеводородов спиртобензольной смесью в соотношении 1 : 3 в аппаратах Сокслета.

Для определения пористости, абсолютной проницаемости, гранулометрического состава, карбонатности необходимо иметь сухой минеральный скелет образца, т. е. лишенный каких-либо следов присутствия нефти и воды. Удаление органического содержимого из породы лучше всего осуществляется экстрагированием образцов.

Во многих образцах имеет место природное засоление. Для предотвращения размыва солей может быть рекомендовано насыщение пород спиртами.

6.2. Определение содержания воды в керне аппаратом Дина и Старка

Содержание воды в кернах определяется посредством аппарата Дина и Старка.

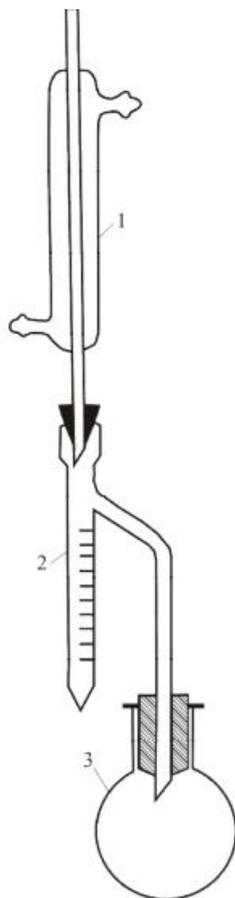


Рис. 6.1. Аппарат Дина и Старка

Аппарат Дина и Старка (рис. 6.1) состоит из металлической колбы 3 емкостью 500 см^3 , имеющей горловину диаметром 35 мм, стеклянной ловушки 2, откалиброванной на 10 см, и обратного стеклянного холодильника 1.

Керн образца породы, освобожденного от парафина, желательно не менее 25 г после очистки кисточкой взвешивают (с точностью до 9,01 г) и загружают в колбу аппарата Дина и Старка.

Затем в колбу наливают 200 см^3 безводного толуола $\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3$ с удельным весом 0,867 и температурой кипения $t_{\text{кип}} = 111 \text{ }^\circ\text{C}$ или же бензина прямой гонки, из которого извлечены легкие фракции, кипящие до $95 \text{ }^\circ\text{C}$, и экстрагируют.

6.3. Определение коэффициента нефте- и водонасыщенности керна

Коэффициентом нефтенасыщенности керна S_n называется отношение объема нефти в образце породы к суммарному объему пор в том же образце [61].

Для вычисления коэффициента S_n необходимо иметь следующие величины: γ_n – удельный вес нефти при температуре опыта, $\text{г}/\text{см}^3$; $G_{\text{ж}}$ – весовое содержание воды и нефти в экстрагируемом образце, г:

$$G_{\text{ж}} = G_2 - G'_2; \quad (6.1)$$

G_1 – вес образца, помещенного в колбу аппарата Дина и Старка, г.

Если вес образца без патрона до экстракции составляет G_2 , а после экстракции G'_2 , то весовое содержание в нем нефти и воды и определится разностью весов.

Объем нефти в образце весом G_1 определяется из формулы

$$V'_n = \frac{1}{\gamma_n} \left(\frac{G_{\text{ж}} G_1}{G_2} - V_{\text{в}} \gamma_{\text{в}} \right), \quad (6.2)$$

где $V_{\text{в}}$ – объем воды в ловушке аппарата Дина и Старка, выделившейся из образца весом G_1 , см^3 ; $\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды при температуре опыта, $\text{г}/\text{см}^3$; V'_n – объем нефти в образце весом G_1 , см^3 ; – коэффициент абсолютной пористости образца породы, безразмерная величина, в долях единицы; γ_n – удельный вес породы G_1 (вместе с порами – кажущийся удельный вес), $\text{г}/\text{см}^3$.

Вес нефти в образце весом G_1^H равен:

$$G_1^H = (G_{\text{ж}} G_1 - V_{\text{в}} \gamma_{\text{в}}). \quad (6.3)$$

Разделив вес нефти в образце G_1 на плотность нефти $\gamma_{\text{н}}$, найдем объём нефти V_1^H в образце весом G_1 :

$$V_1^H = \frac{G_1^H}{\gamma_{\text{н}}}. \quad (6.4)$$

Коэффициент нефтенасыщенности (безразмерную величину, выраженную в долях единицы) определим по формуле

$$S_{\text{н}} = \frac{V_{\text{н}}''}{V_{\text{п}}''} \quad (6.5)$$

или

$$S_{\text{н}} = \frac{V_{\text{н}}' G_2 \gamma_{\text{п}}}{m G_1 G_2'}, \quad (6.6)$$

где $V_{\text{п}}''$ – объём пор в образце весом G_2 ; $V_{\text{н}}''$ – объём нефти в образце весом G_2 .

Разделив $V_{\text{н}}''$ на G_1 , получим удельный объём нефти в образце, т. е. объём нефти на единицу веса образца. Умножив на G_2 , получим объём нефти в образце весом G_2 .

Разделив вес G_2' на кажущийся удельный вес породы $\gamma_{\text{п}}$, т. е. $G_2' / \gamma_{\text{п}}$, получим объём высушенного образца; умножив это частное на m получим объём пор образца $G_2' / \gamma_{\text{п}}$; разделив $V_{\text{н}}' G_2' / G_1$ на $G_2' m / \gamma_{\text{п}}$, получим объём нефти, отнесенный к объёму пор породы, т. е. коэффициент нефтенасыщенности.

При исследовании слабосцементированных нефтесодержащих пород значение кажущегося удельного веса экстрагированных образцов определяют как среднее, так как они рассыпаются; поэтому определяют соответственно вес G_2'' и объём V_2'' (парафинированием и взвешиванием в воздухе или в воде).

В этом случае коэффициент нефтенасыщенности в долях единицы выражается формулой

$$S_{\text{H}} = \frac{V_{\text{H}}' G_2'}{m G_1 V_2''}. \quad (6.7)$$

Разделив V_{H}' на G и умножив на G_2'' , получим объем нефти в образце весом G_2'' .

Умножив объем этого образца V_2'' на пористость m , получим объем пор образца mV_2'' .

Разделив $\frac{V_{\text{H}}' G_2''}{G_1}$ на mV_2'' , получим объем нефти, отнесенный к объему пор образца, то есть коэффициент нефтенасыщенности.

Найденный таким образом коэффициент нефтенасыщенности S_{H} показывает, какую часть порового пространства занимает нефть при нормальных условиях (760 мм рт. ст. и 20 °C). Чтобы перейти к пластовым условиям, потребуется коэффициент нефтенасыщенности S_{H} умножить на коэффициент усадки нефти (b_{H}), учитывающий изменение объема нефти в РТ-условиях и газонасыщенность нефти:

$$S_{\text{H}}^{\text{пл}} = S_{\text{H}} b_{\text{H}}. \quad (6.8)$$

Аналогичным образом определяется водонасыщенность или коэффициент водонасыщенности $S_{\text{В}}$ пород-коллекторов.

Коэффициентом водонасыщенности породы называется отношение объема содержащейся в ней воды к суммарному объему пор той же породы [61] и определяется по формуле для определения коэффициента нефтенасыщенности породы:

$$S_{\text{В}} = \frac{V_{\text{В}}'}{V_{\text{П}}} = \frac{V_{\text{В}} G_2 \gamma_{\text{П}}}{m G_1 G_2'}, \quad (6.9)$$

где $V_{\text{В}}'$ – объем воды в образце весом G_2 ; остальные значения параметров прежние.

Для лабораторных измерений используется аппарат Закса ЛП-4, который как бы сочетает в себе аппараты Дина и Старка и Сокслета. Поэтому дистилляция воды из породы и экстрагирование нефти происходят одновременно из одной навески.

6.4. Определение коэффициента газонасыщенности керна

Коэффициентом газонасыщенности керна S_r называется отношение объема свободного газа в образце в пластовых условиях к суммарному объему пор в том же образце [61]:

$$S_r = 1 - (S_n b_n + S_v b_v), \quad (6.10)$$

где b_n и b_v – объемные коэффициенты нефти и воды.

6.5. Определение пористости

Общая или абсолютная пористость определяется несколькими методами. Для ее определения необходимо знать объем пор и объем образца. Объем образца можно определить: методом парафинизации, методом вытеснения, методом Преображенского и методом Мельчера.

Метод парафинизации. Предварительно взвешенный образец покрывают тонкой пленкой расплавленного парафина за 1–2 с, чтобы парафин не проник в поры и сразу застыл. Затем взвешивают образец с оболочкой и определяют его объем погружением в жидкость и вычитают объем оболочки, учитывая удельный вес (или плотность) парафина. Достоинством метода является возможность его использования для определения объема образцов рыхлых пород, однако он очень трудоемок и не позволяет повысить точность измерений коэффициента пористости.

Метод вытеснения. При использовании этого метода образец погружают в жидкость, не проникающую в его поры (чаще всего в ртуть), и таким образом определяют объем образца. Недостатком метода является то, что способ применим только к сильно сцементированному керну (иначе при погружении в ртуть часть зерен может отпасть), а также невозможность учета прилипших к поверхности образца пузырьков воздуха из-за непрозрачности ртути. Кроме того, ртуть очень токсична.

Метод Преображенского. Наиболее часто используемый метод заключается в насыщении образца жидкостью (чаще керосином или водой) и определении его объема погружением в ту же жидкость. Методы измерения объема пор образца горной породы определяются видом пористости. Этот метод используется главным образом для сцементированных пород, не вызывающих при насыщении осыпания частиц [61]. Погрешность метода не более 10 %.

Метод Мельчера. При определении полной (абсолютной) пористости горной породы исходят из того, что масса проэкстрагированного и высушенного образца породы есть величина постоянная до и после его дробления. Выразим объем твердой части образца породы через $V_{\text{ТВ}}$, тогда выражение для полной пористости примет вид

$$K_{\text{п общ}} = \frac{V_{\text{обр}} - V_{\text{ТВ}}}{V_{\text{обр}}} = 1 - \frac{\rho_{\text{обр}}}{\rho_{\text{ТВ}}}, \quad (6.11)$$

где $\rho_{\text{обр}}$ и $\rho_{\text{ТВ}}$ – плотность образца и его твердой части (скелета или зерен).

Таким образом, полная пористость образца горной породы может быть определена, если известны плотность образца в целом и плотность слагающих его частиц. Точность определений зависит от степени минералогической однородности породы, количества и состава цемента.

При определении объема образца для расчета его плотности используют метод парафинизации.

Объемный метод определения коэффициента абсолютной пористости основан на использовании специального пикнометра (порозиметра). Этот метод относится к разряду экспрессных и при наличии хорошего прибора и тщательном выполнении измерений дает погрешность до 1 % [61].



Рис. 6.2. Автоматизированный прибор для измерения пористости и проницаемости «ПИК-ПП (а) и газовый порозиметр с ручным управлением PORG-200 производства CORE LAB (б)

Порозиметр состоит из градуированной трубки, имеющей на одном конце камеру, а на другом – расширение, притертое к стаканчику. При этом объем стаканчика до начала шкалы равен объему камеры

до конца шкалы. До измерения объема образца его насыщают керосином в вакуумной установке.

Пористость определяется как отношение объема пор к общему объему породы в образце.

В настоящее время налажен выпуск автоматизированных порозиметров (рис. 6.2).

Линейка приборов для определения пористости очень обширна. Кроме приборов, упомянутых выше, приведем только некоторые из них, наиболее распространенные в России (табл. 6.1).

Таблица 6.1

**Наиболее распространенные в России приборы
для определения пористости**

Марка прибора	Метод измерения	Пользователи и производители, поставщики
Газовый порозиметр «Экспресс-2000»	Газоволюметрический	МГУ
Порозиметр	Газоволюметрический	Ухтинский ГТУ
Анализатор АП-1	Термогравиметрический	Станции ГТИ, производитель ЗАО «АМТ»
Анализатор АП-2	Термогравиметрический	ООО НП «Геоэлектроника»
Гелиевый порозиметр	Газоволюметрический	ТПИ
ПЭ-2	Термогравиметрический	НПФ «Геофизика»
СПВ-2	Газоволюметрический	Торговый дом «Измерение»
Анализатор V-SORB 2800	Волюметрическая десорбция	Gold APP Instrument

6.6. Определение проницаемости

Подготовка образцов для определения проницаемости. Для определения проницаемости пород параллельно и перпендикулярно напластованию из экстрагированного керна на сверлильном станке вырезают образцы кубической или цилиндрической формы в зависимости от имеющихся в лаборатории зажимов и аппаратуры.

На точность определения проницаемости влияют и длина, и диаметр образца, но главным образом его длина. В соответствии с этим длина образцов для определения проницаемости не должна быть меньше 3 см [39].

Перед вырезанием образца часть слоя породы с наружной поверхности керна (толщиной 3–5 мм) удаляют, чтобы избежать возможного влияния частиц глинистого раствора, проникших в поры керна в процессе его отбора. При обработке (ручным или механизированным способом) образцам придают правильную кубическую или цилиндрическую форму. Основания цилиндрического образца должны быть строго перпендикулярными к образующей цилиндра [39].

Образцы из слабосцементированных пород легче и удобнее подготавливать вручную, так как при механизированном способе обработки случаи разрушения образца более вероятны.

В качестве стандартных рекомендуются образцы диаметром 30, 25 и 20 мм и длиной 30 мм [39].

При наличии трещин или каверн образец бракуют.

Твердые образцы герметизируют в зажимном патроне кернодержателя при помощи резиновой втулки с соответствующими отверстиями, а слабосцементированные вставляют в специальный патрон и заливают менделеевской замазкой, замазкой из глета (оксид свинца-PbO) с глицерином или сплавом Вуда (олово – 12,5 %; свинец – 25 %; висмут – 50 %; кадмий – 12,5 %). Он имеет температуру плавления 66 °С.

Для приготовления менделеевской замазки расплавляют 100 весовых частей канифоли и 25 воска; при помешивании в сплав вводят 40 весовых частей окиси железа в порошке.

Замазку из глета готовят растиранием 10 весовых частей свинцового глета с 1 весовой частью глицерина, который должен быть по возможности безводным. Предварительно, для удаления из него углекислоты, глет нагревают до температуры около +300 °С. Твердение замазки около 2 ч.

Для определения абсолютной проницаемости пород существенное значение имеют тщательность экстрагирования исследуемого образца, удаления из него воды, сушки, а также удаления солей путем промывки дистиллированной водой.

Следует иметь в виду, что при высокой минерализации пластовых вод выпадение в порах образца солей в процессе отгона из него воды и сушки приводит к резкому снижению его проницаемости. Это свойство необходимо учитывать при работе с образцами из Лено-Тунгусской НГП.

Аппаратура для определения проницаемости пород. Существует большое число аппаратов для определения проницаемости образцов пород нефтяных и газовых пластов. По принципу действия эти

аппараты различаются мало. Различие их заключается лишь в величинах используемого давления и вида носителя (газ, вода). В одних аппаратах предусматривается определение проницаемости газом, в других – водой, в третьих – водой и газом. Имеются также приборы, позволяющие определять проницаемость в пластовых условиях. По этой причине указанные аппараты имеют различное конструктивное оформление [39].

Принципиальное различие аппаратов для определения газопроницаемости пород заключается в том, что в одних из них можно создавать перепад давления как с помощью сжатого газа, так и с помощью вакуума, в других – только с помощью сжатого газа, и в третьих – только с помощью вакуума. Прообразом приборов, позволяющих создавать перепад давления с помощью сжатого газа и вакуума, можно считать прибор для определения газопроницаемости Ф. И. Котяхова [38].

При определении проницаемости сильно сцементированных пород образец вставляют непосредственно в резиновое уплотнение зажима, имеющегося в приборе. Для слабосцементированных пород образец предварительно заделывают при помощи замазки во втулку. Во втором случае образец экстрагируется и высушивается вместе с втулкой.

В общем случае для расчета газопроницаемости горных пород необходимо получить данные о среднем расходе газа, длине пористой среды и ее площади, вязкости газа.

Расчет проницаемости породы (в Дарси) проводится по формуле

$$k_{\text{пр}} = \frac{\bar{Q}\mu L}{F(p_m - p_p)}, \quad (6.12)$$

где $k_{\text{пр}}$ – проницаемость; \bar{Q} – средний расход газа; μ – вязкость газа; L – длина пористой среды; F – площадь пористой среды; p_m – показания ртутного или пружинного манометра; p_p – показания реометра.

При вакууме средний расход газа определяется по формуле

$$\bar{Q} = \frac{2Q_6(p_6 - p_m)}{2p_6 - p_m + p_p}, \quad (6.13)$$

где Q_6 – расход газа, соответствующий показанию реометра p_6 , см³/с.

При создании перепада давления при помощи сжатого газа средний расход газа \bar{Q} через образец породы определяется по формуле

$$\bar{Q} = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2} = \frac{Q_0 p_0}{p}, \quad (6.14)$$

где Q_0 – общий расход газа при атмосферном давлении p_0 ; давлениям p_1 и p_2 в этой формуле соответствуют давления p_m и p_p .

В связи с тем, что барометрические давление и температура, при которых ведется определение проницаемости образцов породы, могут не совпадать с барометрическим давлением и температурой градуировки реометра, показания последнего могут быть неверными и должны быть исправлены [4].

При создании перепада давления сжатым воздухом расход газа $Q_{из}$ вычисляется по формуле

$$Q_{из} = g_k \frac{p_k T_{из} (2p_{из} + p_p)}{p_{из} T_k (2p_k + p_p)}, \quad (6.15)$$

где g_k , p_k , T_k означают соответственно расход, барометрическое давление и абсолютную температуру при калибровке реометра (показания его p_p), те же показатели с индексом «из» отвечают моменту измерения.

При создании перепада давления с помощью вакуума Q_v подсчитывают по формуле

$$Q_v = g_k \frac{p_k T_v (2p_v + p_p)}{p_v T_k (2p_k + p_p)}. \quad (6.16)$$

Все обозначения с индексом «в» соответствуют в (6.16) показаниям реометра при вакууме.

Точное определение проницаемости несцементированных пород при помощи описанной выше аппаратуры затруднительно, то есть практически невозможно.

Определение проницаемости пород жидкостями – процесс более сложный, поэтому остановимся на нем подробнее.

Для определения проницаемости пород жидкостями, как и для определения газопроницаемости, применяются приборы различных конструкций. На рис. 6.3 показано схематически устройство одного из таких приборов [39], позволяющего определять проницаемость пород при давлении на выходе образца до 50 кг/см^2 .

Перед определением проницаемости жидкость, находящаяся в емкости 4, подвергается длительному вакуумированию. Одновременно с этим вакуумируется весь прибор через вентиль 5 манифольда 7. Затем при закрытом вентиле 1 вода спускается в ёмкость 3, после чего емкость 2 заполняется маслом. Вентиль 1 открывается, и в емкость 2 подается сжатый воздух. После этого открывается вентиль 6 и жидкость подается в зажим для образца 14. Давление после образца регулируется вентилем 13, а подача жидкости через образец – вентилями 6 или 10. Давление на входе и выходе образца измеряют образцовыми манометрами 9, рассчитанными на 80 кгс/см^2 . Если перепад давления в образце мал, то его измеряют дифференциальным манометром 12, имеющим предел измерения 600 мм рт. ст. Расход жидкости измеряют при помощи мерного цилиндра.

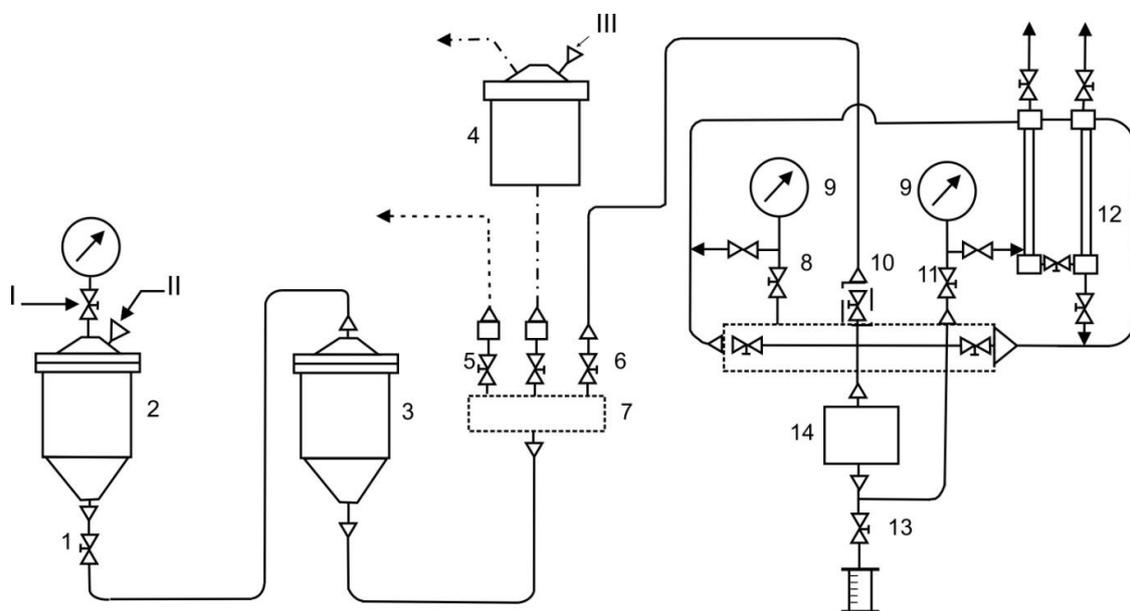


Рис. 6.3. Схема прибора для определения водопроницаемости пород [39]: 1, 5, 6, 8, 10, 11, 13 – вентили; 2, 3, 4 – емкости; 7 – манифольд; 9 – образцовые манометры; 12 – дифференциальный манометр; 14 – образец породы (линии: I – от баллона со сжатым воздухом; II – заполнение маслом; III – заполнение водой)

Возможность создания высокого давления на выходе образца породы и вакуумирование жидкости и прибора позволят избежать затухания фильтрации вследствие закупорки поровых каналов пузырьками воздуха, выделяющегося из жидкости при падении давления. Устранение выделения воздуха в образце породы достигается еще тем, что давление сжатого воздуха на рабочую жидкость передается через слой масла, что исключает возможность растворения воздуха в прокачиваемой жидкости.

Для определения фазовых проницаемостей пористых сред существует несколько приборов. На рис. 6.4 представлена модель пласта для определения фазовых проницаемостей при движении газированной жидкости [39, 94]. Модель изготовлена из нержавеющей стальных труб, которые одновременно служат электродами. Electroды ($R_1 - R_5$) отделены друг от друга непроводящими муфтами из пластмассы. Цементированные образцы породы укрепляются в трубках при помощи сплава Вуда. Модель дает возможность вести экспериментальные исследования при давлении до 30 кгс/см^2 . Для измерения давления в различных точках модели пласта в стыках соединений металлических труб с непроводящими муфтами установлены образцовые манометры (1–7). Расход газа во время опытов измеряется реометром, а расход жидкости – с помощью мерного цилиндра.

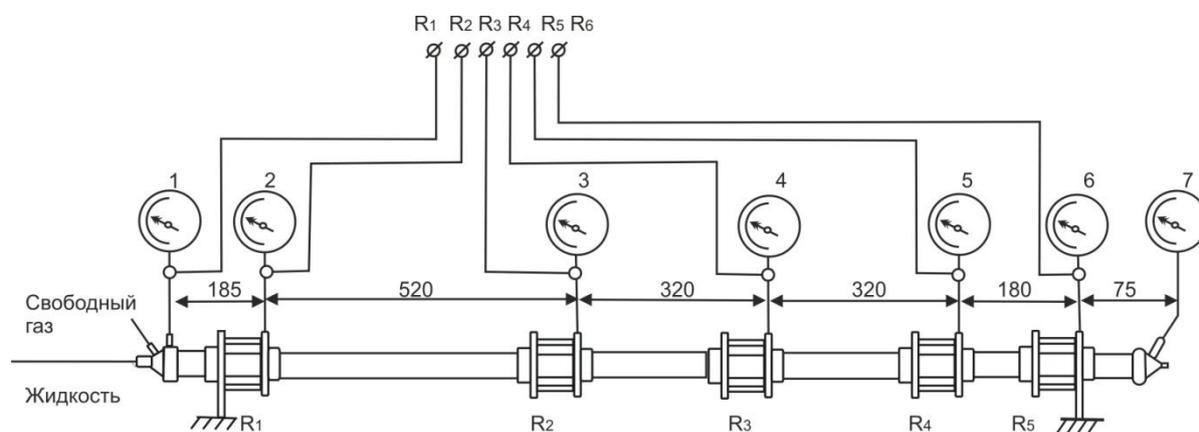


Рис. 6.4. Модель пласта для определения фазовой проницаемости при движении газожидкостной смеси [39]

Для определения фазовой проницаемости при движении двухкомпонентных жидкостей Д. А. Эфрос с сотрудниками разработали модель пласта из электроизоляционного материала – винипласта (жесткая термопластичная непрозрачная, не содержащая пластификатора пластическая масса на основе поливинилхлорида и перхлорвинилового смолы). В трубе из винипласта укреплены четыре стальных облуженных электрода. Крышки модели пласта также служат электродами [94].

Водонасыщенность пористой среды определяется путем измерения электрического сопротивления участков образца. Жидкости подаются в пористую среду через смеситель, присоединенный к входному концу модели пласта. Для исследований фильтрации многофазных систем в пористой среде имеются модели других конструкций. Однако принципы их работы в основном аналогичны описанным выше.

В настоящее время существует широкая линейка автоматизированных и полуавтоматизированных портативных приборов для определения проницаемости, связанных с компьютерными программами для расчета и выдачи результата.

В учебных целях, например, может использоваться настольный жидкостной пермеаметр с ручным управлением ВРС-350 (рис. 6.5, *а*). Прибор предназначен для простых экспериментов по определению проницаемости при поровых давлениях до 357 кг/см^2 и давлениях обжима до $714,3 \text{ кг/см}^2$. Оснащен инжекционным насосом с низким уровнем пульсаций для подачи жидкости в образец керна при значениях расхода $0,01\text{--}10 \text{ мл/мин}$. Образец размещается в кернодержателе Хаслера горизонтально. Для уравнивания давления и предотвращения перекачивания датчика используется ручной кран. Для регулирования перепада давления используется игольчатый регулятор противодействия ВРР (рис. 6.5, *б*).



Рис. 6.5. Общий вид настольного жидкостного пермеаметра с ручным управлением ВРС-350 (*а*) и регулятора противодействия ВРР (*б*)

Данное устройство (рис. 6.5, *б*) специально разработано для регулирования давления потока флюидов при проведении экспериментов по изучению свойств образцов горной породы. Регулятор противодействия включает два отсека, разделенных поршнем с расположенной на нем снизу иглой. В верхний отсек регулятора подается газ при заданном давлении; в нижний отсек – поток флюидов, используемых в ходе эксперимента. Для создания давления обжима используется ручной гидравлический насос.

В Ухтинском университете используется для учебных целей прибор (рис. 6.6) для измерения газопроницаемости «Дарсиметр» [69].

Принцип действия прибора основан на измерении объема газа, пройденного через исследуемый образец, при стационарной и нестационарной фильтрации в соответствии с ГОСТ 26450.2–85. Прибор

изображен на рис. 6.6 и состоит из следующих основных составных частей: 1 – кернодержатель; 2 – электронный измерительный блок; 3 – компьютер с программным обеспечением.

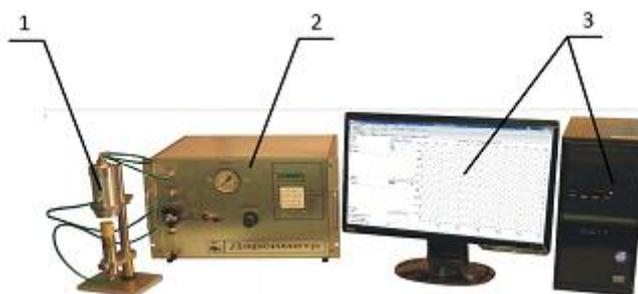


Рис. 6.6. Общий вид прибора «Дарсиметр»

В Институте нефти и газа СФУ для учебных целей используется пермеаметр PERG-200 (рис. 6.7). Это газовый пермеаметр с ручным управлением на базе цифровых технологий для точного определения проницаемости в ограниченном диапазоне образцов.



a



б

Рис. 6.7. Общий вид пермеаметра PERG-200TM (*a*) и кернодержателя Fancher (*б*)

Этот прибор отлично подходит для целей обучения, поскольку наличие кернодержателя Fancher (рис. 6.7, *б*) сводит требуемое давление газа до минимума. Компактная и экономичная конструкция прибора выполнена с учетом безопасности, прочности и простоты эксплуатации.

Кернодержатель Fancher – это простая, безопасная и экономичная альтернатива традиционному кернодержателю, который работает при высоком давлении. В конструкции кернодержателя Fancher реализовано применение резиновой пробки с коническим профилем с отверстием для установки кернового цилиндра в целях уплотнения ок-

ружности образца керна и подачи воздуха через образец без байпаса (bypass – обход) – резервного пути, запасного маршрута для непрерывного обеспечения функционирования системы при наступлении нештатного (аварийного) состояния.

Измерение газопроницаемости производится согласно ГОСТу [24]. Предварительно выбуренные стандартные цилиндрические образцы высушивают при температуре (105 ± 2) °С. Сильно глинистые породы сушат при температуре (70 ± 2) °С. Потом определяют размеры образцов штангенциркулем как среднее из 3–5 определений в каждом направлении с точностью до 0,1 мм. Расхождение между значениями не должно превышать 0,5 мм.

Все расчеты проводятся на основании уравнения Дарси. Нам же известно, что закон Дарси действует только при низких значениях потока, и в настоящее время он рассматривается как частный случай уравнения Форкхаймера, где член второго порядка приведен к нулю. Тип потока «по Дарси» условно называют «линейно ламинарным» или потоком Дарси, а тип потока, описываемый полным уравнением Форкхаймера, – «нелинейно ламинарным» или «не дарсианским» потоком.

$$\frac{\delta P}{\delta L} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2, \quad (6.17)$$

где $\frac{\delta P}{\delta L}$ – падение давления в образце на единицу длины; μ – вязкость, сПз; v – скорость потока по Дарси $(Q/A) \cdot (\text{см}^{-2})$; k – проницаемость, Д; β – коэффициент Форкгеймера; ρ – плотность, г/см³; Q – величина потока, см³/с; A – поперечное сечение потока, см².

Клинкерберг (Klinkenberg) обнаружил, что проницаемость применительно к газу зависит от размера молекул, среднего давления и температуры. В частности, он отметил, что воздухопроницаемость должна определяться также величиной среднего давления, при котором осуществляются измерения. Погрешность, которая появляется, если не учитывать давление в расчете воздухопроницаемости, возрастает по мере уменьшения проницаемости и становится особенно значительной при значениях менее одного миллидарси.

$$k = k_{\infty} \left(1 + \frac{b}{P_m} \right), \quad (6.18)$$

где k – проницаемость, Д; k_{∞} – проницаемость при бесконечном среднем давлении (Infinite Mean Pressure); b – коэффициент Клинкенберга; P_m – среднее давление, фунты/дюйм².

Проницаемость по Клинкенбергу не измеряется прибором PERG-200TM. Неравномерности, вызванные эффектом Клинкенберга, минимизируются удержанием среднего давления на низком уровне.

Детально принципы работы PERG-200TM изложены в инструкции по эксплуатации и в методических рекомендациях по проведению лабораторной работы, которая выполняется студентами в специализированной лаборатории института.

Определение абсолютной газопроницаемости. Принципиальная схема лабораторной установки, предназначенная для измерения абсолютной газопроницаемости как при стационарной, так и при нестационарной фильтрации, предусматривает наличие источника давления или разряжения, регулятора давления, кернодержателя и измерителей давления и расхода газа [24].

При измерении газопроницаемости закон Дарси может не соблюдаться в основном из-за скольжения газа, особенно заметного в области низких давлений и малых проницаемостей, а также из-за потерь давления, пропорциональных квадрату фильтрации, несущественных лишь в области малых перепадов давления.

Для избежания последнего режим измерений выбирается в области прямолинейного участка зависимости $Q = f(\Delta P)$.

Эффект скольжения газа проявляется в наличии зависимости измеренной и вычисленной по закону Дарси величины проницаемости от среднего давления в образце. Величина проницаемости, измеренная при среднем давлении P_{cp} , приближающемся к пластовому $P_{cp} \rightarrow P_{пл}$, является абсолютной ($K_{пр. абс}$) и близка к величине проницаемости по жидкости, не реагирующей с породой.

Величина абсолютной газопроницаемости $K_{пр. абс}$ связана с величиной проницаемости, измеренной при заданном среднем давлении, соотношением

$$K_{пр.абс} = \frac{K_{пр}}{1 - b / P_{cp}}, \quad (6.19)$$

где $K_{пр}$ – значение газопроницаемости, определенное при данном среднем давлении P_{cp} ; b – коэффициент скольжения (Клинкенберга), зависящий от типа породы и фильтруемого газа.

Для малопроницаемых горных пород в условиях низких перепадов давлений отклонение газопроницаемости от истинных значений может оказаться существенным, что в итоге сказывается на общей оценке фильтрационно-емкостных свойств пластовых систем [65].

Значение $K_{\text{пр.абс}}$ может быть получено непосредственными измерениями при различных средних давлениях или путем введения поправки на скольжение в величину $K_{\text{пр}}$.

Непосредственное измерение $K_{\text{пр.абс}}$ выполняется путем определения проницаемости при трех-четырех различных $P_{\text{ср}}$ и построения зависимости $K_{\text{пр}} = f(1/P_{\text{ср}})$; величину $K_{\text{пр.абс}}$ находят экстраполяцией зависимости на $(1/P_{\text{ср}}) = 0$. Максимально допустимые величины перепада давления в процессе определения устанавливаются из условий сохранения линейного закона фильтрации.

6.7. Измерение эффективной проницаемости горных пород

Эффективная проницаемость среды может быть измерена как проницаемость породы по данной фазе при наличии в поровом пространстве той или иной неподвижной фазы другого флюида, т. е. при наличии остаточной водо- или нефтенасыщенности.

Таким образом, для замера эффективной проницаемости необходимо повторить процедуру измерения, описанную в п. 6.6, предварительно подготовив образец так, чтобы в его поровом пространстве находилась неподвижная связанная фаза другого флюида.

6.8. Измерение фазовой проницаемости

Устройство установок для определения фазовой проницаемости более сложное, так как необходимо моделировать многофазный поток, регистрировать насыщенность порового пространства различными фазами и расход нескольких фаз [57]. Установки для исследования многофазного потока обычно состоят из следующих основных частей:

- приспособление для приготовления смесей и питания керна;
- кернодержатель специальной конструкции;
- приспособление и устройство для приема, разделения и измерения раздельного расхода жидкостей и газа;

- устройства для измерения насыщенности различными фазами пористой среды;
- приборы контроля и регулирования процесса фильтрации.

Принципиальная схема такой установки была показана на рис. 6.4.

Компактная установка в учебных целях для определения относительной фазовой проницаемости на цилиндрических образцах керна при комнатной температуре и пластовом обжимном давлении используется в Томском политехническом университете (рис. 6.8).

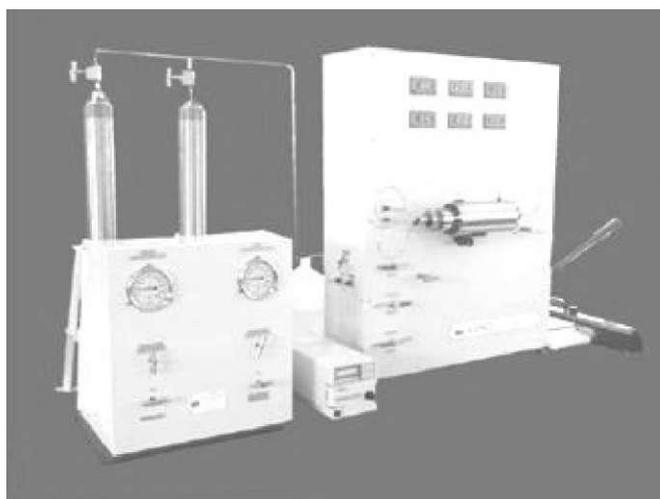


Рис. 6.8. Общий вид настольного жидкостного пермеаметра с ручным управлением

Установка обеспечивает прямое измерение проницаемости при инжекции нефти, воды или солевого раствора. Она может быть сконфигурирована для измерения относительной фазовой проницаемости для газа.

6.9. Измерение профильной проницаемости

Определение профильной проницаемости может осуществляться различными современными приборами. Наибольшее распространение получил зондовый пермеаметр «Геопрон-Экспресс» НПЦ «Амплитуда» (рис. 6.9).

Этот прибор предназначен для компарирования уровня газопроницаемости в исследуемых точках по всей длине керна с целью построения профиля проницаемости и позволяет экспрессным методом оценивать фильтрационные характеристики разреза. Принцип работы

прибора «Геопрон-Экспресс» основан на измерении газопроницаемости керна в радиально осевом направлении при нестационарном режиме фильтрации газа. Относительные измерения с целью экспрессной диагностики газопроницаемости образцов керна проводятся без специальной подготовки керна.



Рис. 6.9. Зондовый пермеаметр «Геопрон-Экспресс»

Диапазон измерения газопроницаемости при нормальных условиях (температура воздуха $+10\dots+30\text{ }^{\circ}\text{C}$; относительная влажность воздуха до 90 % при температуре $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$; атмосферное давление 630–800 мм рт. ст.) составляет $(0,1\text{--}3\ 000)\cdot 10^{-3}\text{ мкм}^2$, допустимая относительная погрешность измерений $\pm 5\%$.

Прибор «Геопрон-Экспресс» подключается к персональному компьютеру и контролируется с помощью программного продукта «Прогресс-2000», что позволяет синхронизировать его работу с гамма-спектрометром «Спутник-Гео» и автоматически помещать результаты измерений уровня газопроницаемости пород в общую базу данных с результатами измерений гамма-активности и плотности керна. Это существенно упрощает использование полученных результатов для сбора, хранения и анализа петрофизической информации при работе с другими программами, такими как MS Excel, Сапфир, GeoPoisk.

Использование прибора «Геопрон-Экспресс» в современном комплексе осуществляется в комплексе со спектрометрическим ГК. Спектрометрический гамма-каротаж выполняется обычно по долблениям с частотой определения гамма-активности породы через 20 см в двух видах: дифференциальном и интегральном, что позволяет увязывать результаты определения проницаемости и привязывать керн к ГИС. Пример результатов измерения газопроницаемости керна в радиально-осевом направлении и увязки ее по глубине с материалами ГИС приведен на рис. 6.10.

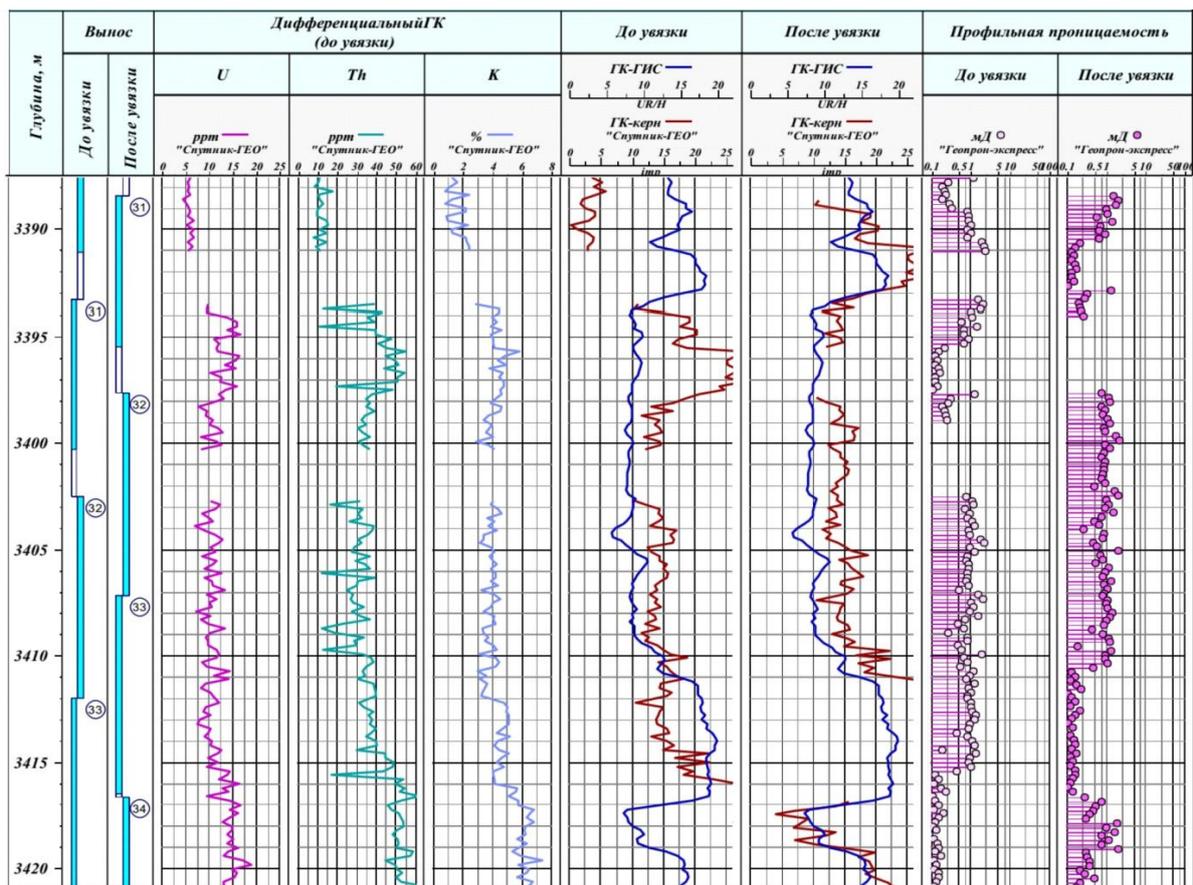


Рис. 6.10. Пример измерения профильной газопроницаемости по керну и увязка ее с результатами отбора керна и ГИС

Результаты спектрометрического интегрального гамма-каротажа позволяют произвести упорядоченное расположение образцов керна в колонках, так как в некоторых случаях порядок расположения керна может быть нарушен при работах на буровой, что четко демонстрирует рис. 6.10.

6.10. Определение проницаемости в пластовых условиях

При разработке нефтяных и газовых месторождений приходится решать множество задач по дальнейшему совершенствованию и выбору наиболее рациональных приемов и схем осуществления различных технологических процессов с целью повышения эффективности эксплуатации залежи. В этом случае задачу решают с помощью эксперимента в лаборатории, который ставится с учетом специфики процесса в конкретных пластовых условиях залежей.

Поэтому лабораторные методы исследования процессов наряду с промышленными наблюдениями являются важным дополнительным средством изучения средств повышения их эффективности. Лабораторные исследования имеют свои положительные стороны. С их помощью, например, можно наблюдать влияние на нефтеотдачу многочисленных факторов отдельно и в совокупности. Важным положительным качеством лабораторного эксперимента является возможность повторения опытов с одной и той же моделью пласта при различных пластовых условиях.

Вместе с тем следует отметить, что лабораторные методы исследований имеют и недостатки. Обычно в моделях мы схематизируем строение реального пласта и условия течения процесса. Схема всегда в той или иной степени отличается от реальности. И опыт тогда ценен, когда исследуемый процесс в модели протекает в принципе так же, как и в реальных пластовых условиях. Иначе говоря, при постановке опытов необходимо решить проблему выбора условий их проведения, достаточных для подобия модели и природы, и процессов, протекающих в них.

Для определения проницаемости в пластовых условиях необходимо учитывать несколько позиций: литостатическое или горное давление, поровое давление и температуру. Для создания данных условий выпускается большая серия автоматизированных установок: ПИК-ОФП-320-К; ПИК-ОФП/ЭП-К-Т; ПИК-ПП, ПУМА-650 и многие другие.

Автоматизированный прибор для измерения проницаемости и пористости ПИК-ПП в барических условиях с давлением обжима 68 МПа к тому же компактен, использует метод падения давления для определения проницаемости с поправкой Клинкаберга, фактора проскальзывания и инерционных коэффициентов потока. Большая часть современных установок предназначена для проведения исследований керна в условиях, моделирующих пластовые, в широком диапазоне задаваемых значений давлений и температур.

Установка ПУМА-650 (рис. 6.11) используется для учебно-исследовательских целей в МГУ [67] и работает под управлением относительно простой специализированной программы «ТЕНАКОН-ПЛАСТ», поэтому рассмотрим ее более подробно.

Установка позволяет определять: коэффициенты открытой пористости, сжимаемости порового пространства, абсолютной проницаемости по жидкости в прямом и обратном направлениях, а также удельное электрическое сопротивление и скорости распространения продольных и поперечных упругих акустических волн.

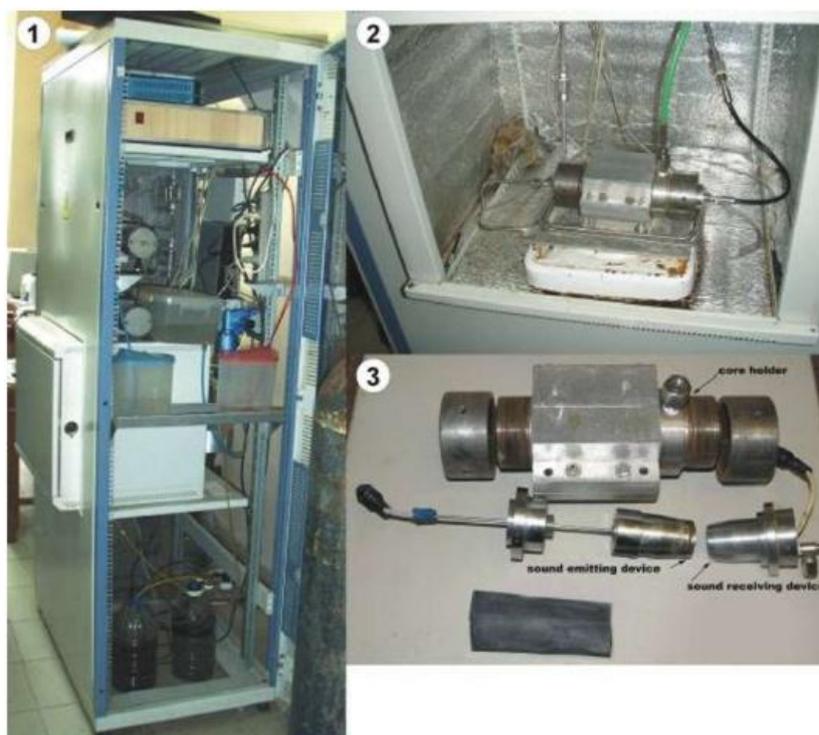


Рис. 6.11. Автоматизированная установка моделирования пластовых условий ПУМА-650 и ее составляющие [67]: 1 – общий вид установки ПУМА-650; 2 – термокамера с кернодержателем; 3 – устройство кернодержателя

Принцип действия установки основан на измерении пройденного через исследуемый образец объема рабочей жидкости, для чего на образец, находящийся в кернодержателе, создается пластовое и горное давление. В условиях заданного температурного режима как в прямом, так и в обратном направлениях перепад давлений на входе и на выходе должен быть постоянным.

В установке конструктивно не предусмотрено одновременное проведение работ, связанных с измерением проницаемости и измерением скорости распространения акустических волн, удельного электрического сопротивления. В связи с этим сначала производится определение проницаемости, затем скорости распространения упругих акустических волн и удельного электрического сопротивления.

Схема установки для работы в прямом направлении приведена на рис. 6.12. Стандартный цилиндрический образец керна помещается в кернодержатель, схема которого приведена на рис. 6.13.

Керн помещается в резиновую манжету и зажимается между поршнями 4 и 5 в камере 1 с помощью крышек 2 и 3. Фитинги Ф1, Ф2, Ф3 служат для создания давлений рабочих жидкостей как между торцами образца, так и внешнего давления на обжимающую резиновую манжету.

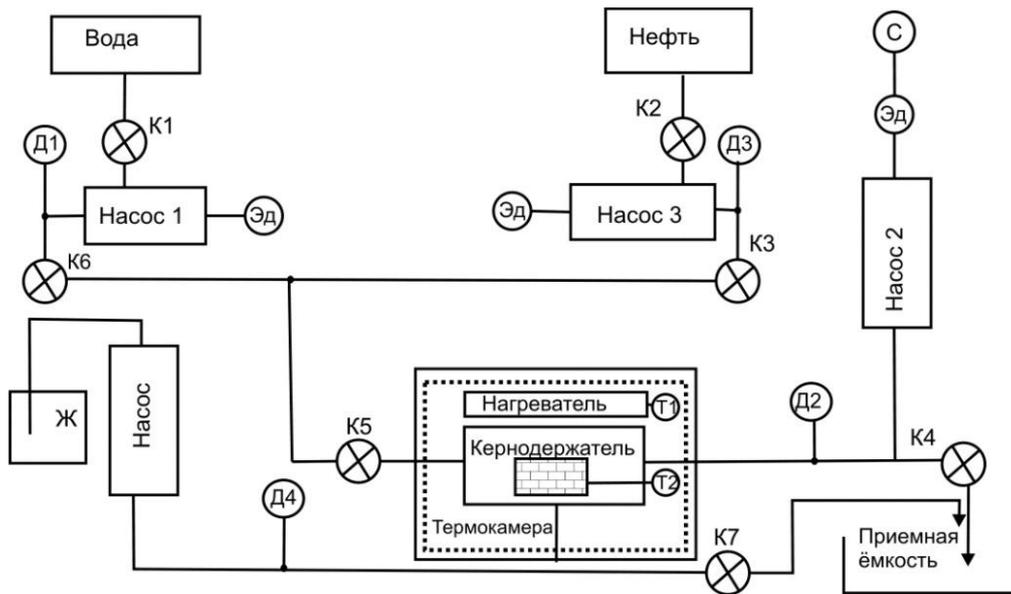


Рис. 6.12. Гидравлическая схема установки моделирования пластовых условий [67]: «Вода», «Нефть» – емкости с жидкостями; К1–К6 – шаровые краны; Д1–Д4 – датчики давления; Эд – электродвигатели; С – счетчик оборотов; Ж – емкость с жидкостью для обжима; «Насос» – насос высокого давления на обжим; К7 – вентиль сбросовый; Т1, Т2 – температурные датчики

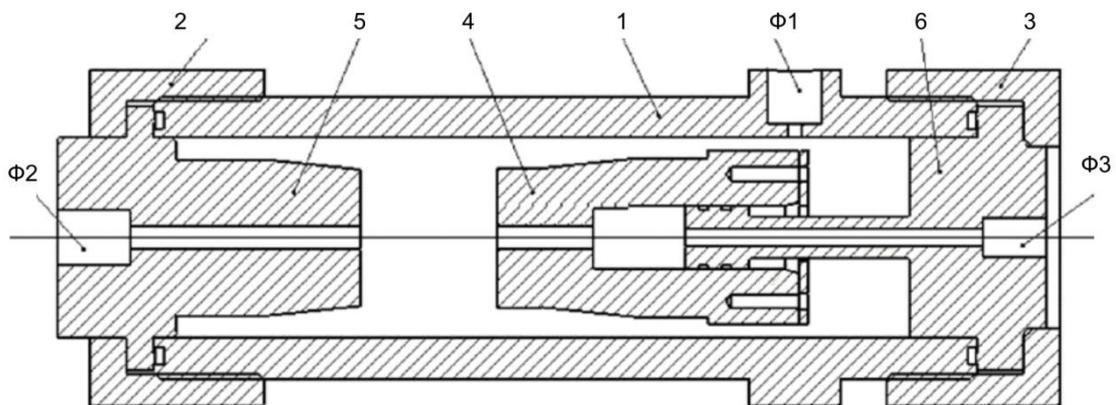


Рис. 6.13. Схема кернодержателя для измерения проницаемости по жидкости: 1 – камера кернодержателя; 2, 3 – крышки; 4, 5 – поршни; 6 – шток; Ф1, Ф2, Ф3 – фитинги (каналы) для создания давления [67]

В качестве источников высокого давления на образец в установке используется гидронасосы 1 и 3. В качестве измерительного насоса – насоса противодействия – используется насос 2.

Термокамера создает в кернодержателе заданную пластовую температуру.

6.11. Остаточная водонасыщенность и методы ее определения

Величины капиллярных давлений P_k точно так же, как пористость и проницаемость породы, входят в комплекс анализа кернового материала.

Наиболее распространенным методом изучения капиллярных сил является исследование зависимости водонасыщенности пород-коллекторов от капиллярного давления $P_k = f(K_b)$ (кривая капиллярного давления). Существуют различные методы получения капиллярной кривой: метод полупроницаемой мембраны, центрифугирование, нагнетание ртути и т. д. Методы капиллярметрии позволяют определять остаточную водонасыщенность.

Остаточная водонасыщенность может быть охарактеризована коэффициентом остаточной водонасыщенности.

Коэффициент остаточной водонасыщенности – это доля объема остаточной воды в объеме порового пространства:

$$K_{o.v} = \frac{V_{в.ост}}{V_{п}}, \quad (6.20)$$

где $K_{o.v}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности; $V_{п}$ – объем порового пространства; $V_{в.ост}$ – объем остаточной воды в поровом пространстве.

Общее количество различных форм остаточной воды в породе зависит от состава и физических свойств пород и пластовых жидкостей. Основным методом оценки остаточной водонасыщенности является прямое определение количества воды в керне, отобранном из скважин, пробуренных на безводном растворе.

Определение остаточной водонасыщенности методом капиллярметрии. Метод заключается в измерении содержания воды в капиллярметрической установке с полупроницаемой мембраной при вытеснении воды из образца нефтью или воздухом.

Для проведения капиллярметрических исследований применяются различные установки. Все они используют аналогичные физические принципы. Рассмотрим установку УГК-1 (рис. 6.14). Установка состоит из блока регулирования давления газа «БРД» 1, к которому с одной стороны подключаются капиллярметр 2 и ресивер, а с другой стороны – источник давления (компрессор или газовый баллон). Устройство капиллярметра показано на рис. 6.15.



Рис. 6.14. Общий вид установки УГК-1:
1 – блок регулировки давления газа; 2 – капилляриметр

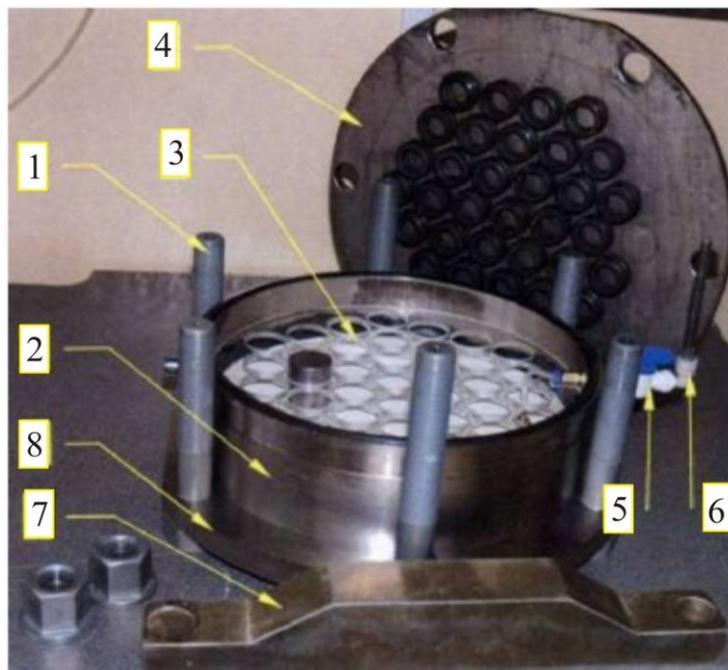


Рис. 6.15. Устройство капилляриметра: 1 – стяжной болт; 2 – цилиндр; 3 – сепаратор; 4 – крышка; 5 – выходной кран; 6 – фитинг; 7 – поперечина; 8 – основания (На дне капилляриметра находится полупроницаемая мембрана, которая до определенного времени пропускает воду, но не пропускает газ)

Принцип работы установки основан на вытеснении жидкости из поровых каналов горных пород избыточным давлением. Известно, что высота подъема жидкости в капилляре равна

$$h = 2\delta \cos\theta / (\delta_{\text{ж}} g r_{\text{к}}), \quad (6.21)$$

где δ – поверхностное натяжение; θ – угол смачиваемости; $\delta_{\text{ж}}$ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения; $r_{\text{к}}$ – радиус капилляра.

Под действием избыточного давления P , создаваемого в объеме капилляриметра, высота подъема жидкости в капиллярах понижается на величину

$$h_2 = P / (\delta_{\text{ж}} g), \quad (6.22)$$

Жидкость, вытесняемая из порового пространства образца, проходит через капилляры мембраны и по каналам оттока выводится наружу капилляриметра.

Рассмотрим методику моделирования остаточной водонасыщенности.

Образцы породы, высушенные до постоянной массы, взвешивают на аналитических весах m_1 . Затем их насыщают раствором, моделирующим пластовую воду, и повторно взвешивают на воздухе m_2 .

По полученным данным определяют полную водонасыщенность образцов

$$K_{\text{в}100\%} = m_2 - m_1. \quad (6.23)$$

На подготовленную и установленную в капилляриметр мембрану помещают образцы керна. В бюретке, установленной на выходе капилляриметра для индикации процесса вытеснения жидкости, устанавливают нулевой уровень и подают начальное давление вытеснения. Давление поддерживают до тех пор, пока мениск в бюретке не установится. После этого образцы вынимают, взвешивают, определяют массу m_2 и вновь устанавливают в капилляриметр. Подают давление следующей ступени – и так до достижения максимального давления, зависящего от свойств полупроницаемой мембраны.

На основании полученных данных вычисляют коэффициент остаточной водонасыщенности образцов

$$K_{\text{о.в}} = \frac{K_{\text{в}}}{K_{\text{в}100\%}}. \quad (6.24)$$

В начале и конце каждой ступени измеряют электрическое сопротивление.

Таким образом, определение капиллярного давления и остаточной водонасыщенности пород заключается в повторении нескольких циклов с последовательным увеличением давления в камере капилляриметра.

На основании полученных данных вычисляют коэффициент текущей и остаточной водонасыщенности образцов, рассчитывают па-

раметры пористости и насыщенности, а также строят кривые зависимости $P = f(K_{o.B})$.

Измерение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования заключается в помещении насыщенного образца породы в поле с ускорением, в e раз превосходящим ускорение свободного падения, под воздействием которого происходит его гравитационное обезвоживание. Значение e рассчитывается по следующей формуле:

$$e = \frac{\omega^2 r_{вр}}{g}, \quad (6.25)$$

где $r_{вр}$ – радиус вращения образца; ω – угловая скорость; g – ускорение свободного падения ($\sim 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$).

Исходя из расчета угловой скорости $\omega = 2\pi n / 60$

$$e = 1,11 \cdot 10^5 r_{вр} n^2, \quad (6.26)$$

где n – число оборотов центрифуги.

Способ центрифугирования для определения остаточной воды достаточно быстр и точен. Так, для образцов песчаных пород создается давление вытеснения до $3 \text{ кгс}/\text{см}^2$, что обеспечивает удаление из них в основном только свободной воды и получение остаточной водонасыщенности, близкой к определяемой капилляриметрическим методом.

Образцы породы (стандартные цилиндры), высушенные до постоянной массы, взвешивают на аналитических весах M_1 . Затем их насыщают раствором, моделирующим пластовую воду, повторно взвешивают на воздухе M_2 и измеряют их сопротивление.

По полученным данным определяют общую водонасыщенность образцов:

$$K_{в100\%} = M_2 - M_1. \quad (6.27)$$

При проведении исследований необходимо, чтобы пробы, взятые для одновременной загрузки, имели примерно одинаковую проницаемость.

Скорость центрифуги определяется методом подбора. Подбор скорости вращения определяется по формуле

$$P = 1,11 \cdot 10^5 \Delta\delta r_{вр} n^2 h, \quad (6.28)$$

где P – расчетное капиллярное давление; $\Delta\delta$ – разница плотностей двух фаз (в нашем случае жидкости насыщения и воздуха, т. е. при-

близительно равна плотности жидкости насыщения); h – высота образца.

Через 30 мин останавливают центрифугу, вынимают образцы из стаканчиков, взвешивают образцы с остаточной водой M_3 и измеряют их сопротивление.

Рассчитывают коэффициент насыщения пород остаточной водой по формуле

$$K_{o.v} = \frac{V_{ост}}{V_{пор}} = \frac{M_3 - M_1}{M_2 - M_1}, \quad (6.29)$$

где $V_{ост}$ – объем оставшейся в поровом пространстве воды; $V_{пор}$ – объем пор образца. Величина плотности жидкости насыщения не влияет на результат, так как она в обоих случаях одна и та же.

Имея данные измеренного капиллярного давления можно определить толщину переходной зоны «нефть – вода» – водонефтяной контакт.

Для оценки величины и строения переходной зоны используют экспериментальные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления, полученные путем вытеснения воды нефтью.

По этим зависимостям можно приближенно определить распределение нефти и воды по вертикали, а также среднюю водонасыщенность переходной зоны пласта.

Пример практического использования метода капиллярометрии для меловых отложений приведен на рис. 6.16.

При этом предполагают, что под действием капиллярных сил вода в поровых каналах пласта проникла до высоты, на которой капиллярное давление уравновесилось гидростатическим столбом воды, т. е. справедливо соотношение:

$$P_k = gh(\rho_v - \rho_n), \quad (6.30)$$

где P_k – капиллярное давление; ρ_v и ρ_n – соответственно плотности пластовой воды и нефти; g – ускорение силы тяжести; h – высота над уровнем 100 % насыщения пласта водой.

Отсюда

$$h = \frac{P_k}{g(\rho_v - \rho_n)}. \quad (6.31)$$

Так как капиллярное давление есть функция водонасыщенности $P_k = f(S)$, тогда:

$$h = \frac{f(S)}{g(\rho_B - \rho_H)}. \quad (6.32)$$

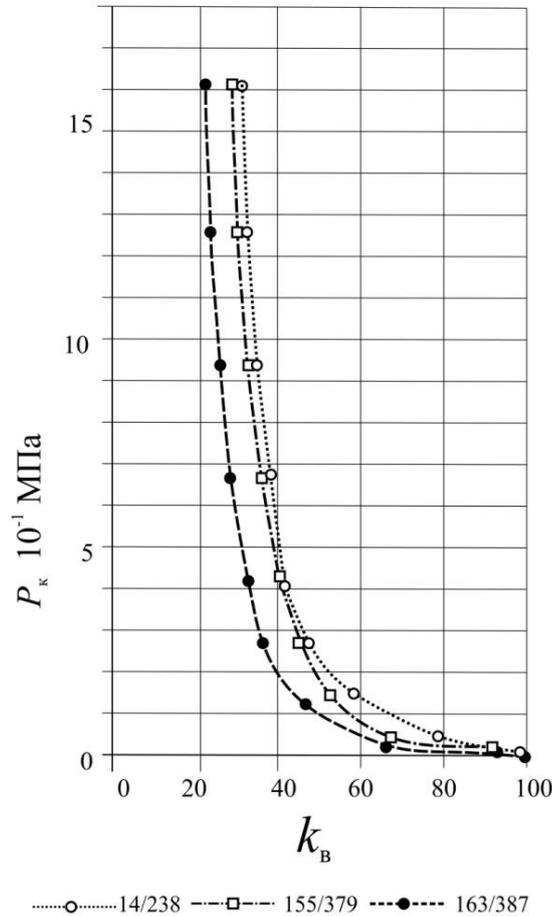


Рис. 6.16. Капиллярметрические кривые образцов из отложений мела Байкаловского месторождения

Эта зависимость отличается от $P_k = f(S)$ только постоянным множителем, и, следовательно, кривая, выражающая зависимость водонасыщенности от высоты над уровнем воды, и зависимость $P_k = f(S)$ будут одинаковыми, если на оси ординат вместо P_k отложить в необходимом масштабе соответствующее данному значению P_k расстояние от водонефтяного контакта h . Тогда капиллярное давление P_k может быть преобразовано в высоту столба h , которым уравнивается данное капиллярное давление, и тогда можно приближенно оценить распределение воды и нефти по вертикали в переходной зоне, а также среднее содержание воды по всей мощности пласта. Например, среднее содержание воды в порах пласта в интервале от h_1 до h_2 :

$$S_{\text{cp}} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} f(h) dh}{h_2 - h_1}. \quad (6.33)$$

Величина интеграла в этой формуле определяется площадью под кривой $S = f(h)$ между соответствующими значениями h_1 и h_2 [20].

Для определения зависимостей $P_{\text{к}} = f(S)$ в лабораторной практике широко пользуются методом вытеснения жидкости из образцов через полупроницаемые мембраны при различных перепадах давления. При проведении опыта взвешиванием определяется количество вытесненной из образца жидкости при каждом давлении [20] и строится кривая зависимости (рис. 6.17):

$$P_{\text{к}} = f(S_{\text{в}}), \quad (6.34)$$

где $P_{\text{к}}$ – капиллярное давление, МПа; $S_{\text{в}}$ – водонасыщенность, %.

Получившаяся при этом минимальная водонасыщенность считается равной количеству остаточной воды в пласте, из которого был взят испытуемый образец породы. Характер указанной зависимости в значительной степени определяется проницаемостью k пористых сред. При этом большему значению проницаемости ($k_1 > k_2 > k_3$) соответствует меньшее значение остаточной водонасыщенности [56].

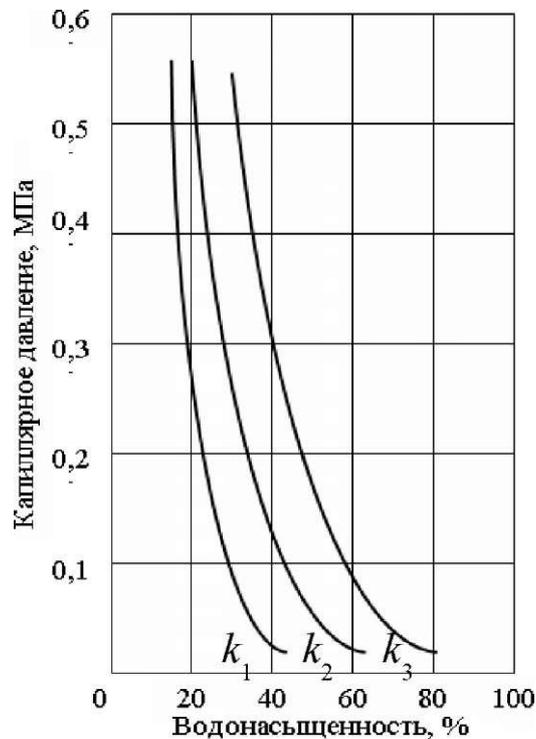


Рис. 6.17. Типичные кривые зависимости $P_{\text{к}} = f(S_{\text{в}})$

Установление зависимости между остаточной водонасыщенностью S_v и капиллярным давлением P_k представляет значительный интерес для характеристики коллекторских свойств породы. Она позволяет косвенным путем приблизительно оценить содержание остаточной (связанной) воды в нефтеносной породе, а также выяснить размеры пор (точнее радиусы менисков) и их объемное участие (в общем объеме пор), что расширяет и дополняет знание о поровой структуре породы [15].

К косвенным методам исследования порового пространства относится также метод полупроницаемых мембран с использованием группового капилляриметра [38].

Измерение капиллярного давления производится различными современными приборами, например, групповым капилляриметром Coretest GCS-765 или капилляриметрами Vinci Technologies. Ими реализован метод полупроницаемой мембраны, что позволяет вести исследование сцементированных пород. Для учебных целей хорошо зарекомендовал себя капилляриметр (рис. 6.18) TGC-764 Coretest Systems. Данный учебный капилляриметр – это гравиметрическая система измерения капиллярного давления путем десатурации (от латинского «*de*» – приставка, означающая удаление, и *saturatio* – насыщение) одного или нескольких образцов керна методом полупроницаемой мембраны при давлениях до $14,1 \text{ кгс/см}^2$. Полученные данные могут быть использованы для расчета кривых зависимости капиллярного давления от насыщенности и высоты над зоной свободной воды; распределения пор по размерам и обводненности в зависимости от высоты. При использовании в сочетании с измерениями электрических свойств эти данные могут быть использованы для калибровки данных каротажа скважин, также при определении характеристик смачиваемости и относительной проницаемости.



Рис. 6.18. Общий вид капилляриметра TGC-764 фирмы Core Test

Поставляются две дополнительные ячейки десатурации для образцов другого размера. Обе ячейки могут вмещать в себя стандартные керамические 10" (25 см) полупроницаемые мембраны, рассчитанные на давление 0,9869–14,80 атм, и могут работать при давлении воздуха до 200 psi. На панели управления и мониторинга давления TGC-764 имеются датчики давления (на 0–2,11 атм и 0–21,09 атм) с цифровыми жидкокристаллическими (ЖК) индикаторами. Прибор разработан специально для университетских лабораторий нефтяных технологий.

6.12. Определение удельного электрического сопротивления

Метод удельного электрического сопротивления (УЭС) заключается в определении величины электрического сопротивления горной породы *постоянному* току через Z с после наведения в нем поля при двухэлектродной схеме измерений и расчета по этим данным удельного электрического сопротивления ρ для сухих, естественно-влажных и увлажненных пород в диапазоне значений от 10^{-4} до 10^{12} Ом·м [53].

В настоящее время реализованы системы, работающие на *переменном* токе. Например, прибор «ПетроОм» (рис. 6.19, а).

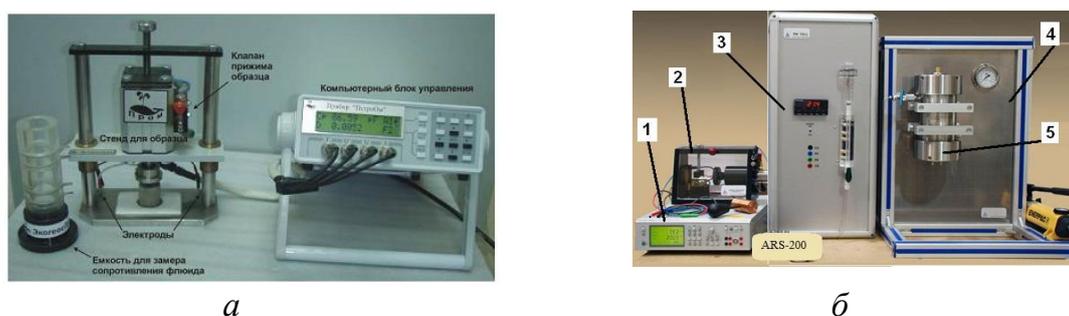


Рис. 6.19. Общий вид прибора для определения УЭС горных пород и флюидов «ПетроОм» (а), используемого в МГУ [67], и системы ARS-200 (б). Блоки системы ARS-200: 1 – RCL-метр; 2 – четырехзондовый кернодержатель атмосферный; 3 – панель управления; 4 – система горного давления; 5 – ячейка измерения удельного сопротивления

В Институте нефти и газа СФУ используется система определения удельного электрического сопротивления ARS-200 (рис. 6.19, б). Рассмотрим физику процесса измерений на приборах переменного

тока. Принцип работы основан на измерении полного сопротивления при зондировании переменным током частотой 1000 Гц.

Способность вещества проводить электрический ток, то есть формировать упорядоченный поток заряженных частиц (электронов, ионов) под действием электрического поля, оценивается величиной электропроводности σ или удельного электрического сопротивления ρ . Они связаны соотношением

$$\rho = \frac{1}{\sigma}. \quad (6.35)$$

ρ в системе СИ имеет единицу измерения Ом·м, σ – 1/Ом·м или Сименс на метр (См/м).

Удельное электрическое сопротивление характеризует противодействие единицы объёма вещества (горных пород, вод и т. п.) прохождению электрического тока.

В уравнении, описывающем электрическое сопротивление R , удельное электрическое сопротивление представляет собой коэффициент пропорциональности:

$$R = \rho \frac{l}{S}, \quad (6.36)$$

где R – электрическое сопротивление образца, Ом; l – длина образца, м; S – площадь поперечного сечения образца, м².

Зависимость удельного электрического сопротивления осадочных обломочных и мелкоглинистых пород (песчаники, пески, известняки, доломиты) от влажности и пористости однозначна. Чем больше пористость, тем выше влажность и меньше сопротивление пород. Для исключения влияний минерализации вод применяется параметр пористости F_R , равный отношению удельного сопротивления пористой водонасыщенной породы $\rho_{п}$ к сопротивлению насыщающего ее раствора $\rho_{в}$:

$$F_R = \rho_{п} / \rho_{в}. \quad (6.37)$$

Глинистые породы следует рассматривать как трехкомпонентные ассоциации, поскольку наряду с высокоомными минералами и поровым раствором в них присутствуют минералы из групп цеолитов и глин, которые имеют относительно низкое сопротивление. Поэтому сопротивление глинистой породы существенно зависит от ко-

личества глинистого материала и характера его распределения. УЭС воды находится в зависимости от количества и состава растворенных в ней солей [53].

Прибор ARS-200 позволяет вести измерения УЭС в условиях давления пласта.

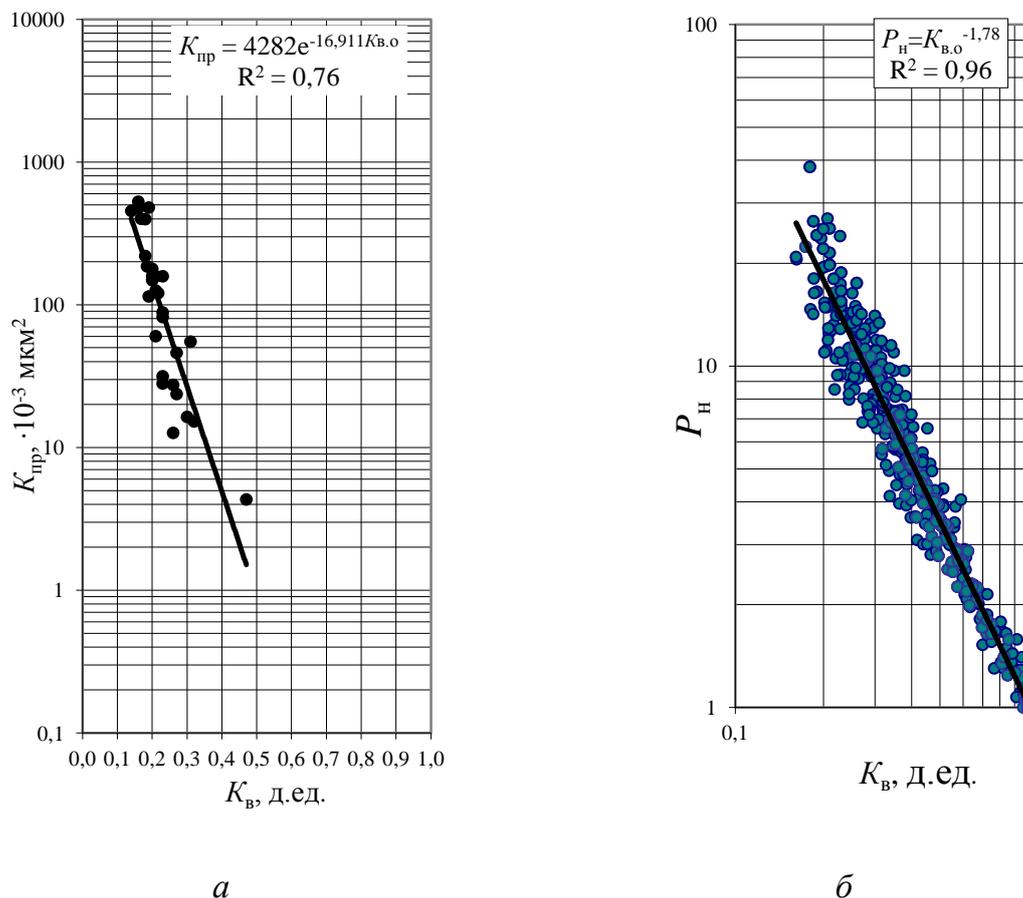


Рис. 6.20. Сопоставление остаточной водонасыщенности с проницаемостью (а) и параметра насыщения с остаточной водонасыщенностью (б) для пород суходудинской свиты мелового возраста одного из месторождений Енисей-Хатангской НГО

Необходимо иметь в виду, что подготовка образца к измерениям требует тщательной обработки керна, так как точность в испытаниях электрических свойств зависит от плотности контакта между образцом и электродом. После выбуривания цилиндрических образцов керна, их торцевые грани следует выровнять и отшлифовать, чтобы они были плоскими и параллельными. В процессе подготовки керна с него смываются отложения каменной пыли с помощью 2 %-го раствора хлорида калия KCl или синтетического солевого раствора. Кроме этого, точность измерений электрических характеристик зависит еще и от качества извлечения остаточных углеводородов и солей. Для

удаления сырой нефти с содержанием тяжелых смол может потребоваться хлороформ или THF (тетрагидрофуран). Методы очистки выбираются самим пользователем. Могут использоваться методы экстрагирования УВ и др.

Методика проведения измерений и технология обработки экспериментальных данных в учебном пособии не рассматриваются, так как являются предметом практической лабораторной работы.

Определение УЭС в промышленных масштабах на образцах горных пород проводится в современных лабораториях на установке УИК-ПС (производства фирмы ООО «Гло-Бел Нефтесервис») и Autolab-1500 (NER Inc., США), которые предназначены для получения комплекса петрофизической информации в пластовых и атмосферных условиях. Существуют и другие установки, здесь приведены лишь некоторые современные установки отдельных лабораторий нефтяных компаний.

Для каждой нефтяной залежи необходимо систематическое изучение электрических свойств пород и конкретизация их связей с емкостными и насыщающими характеристиками.

По результатам замеров удельных электрических сопротивлений образцов могут быть определены значения параметров пористости и насыщения (рис. 6.20).

Полученные результаты отражают в виде графиков зависимостей $P_n = f(K_v)$, где K_v – коэффициент текущей водонасыщенности, представленных на рис. 6.20.

Контрольные вопросы и задания

1. Как осуществляется распиловка керна при подготовке его к анализу?
2. Каков порядок освобождения керна от содержащихся в нем жидкостей?
3. Как производится определение нефтенасыщенности керна, какие для этой цели используются приборы?
4. Что называется коэффициентом водонасыщенности и как он определяется?
5. Дайте определение коэффициента газонасыщенности керна и напишите формулу его расчета.
6. Назовите лабораторные методы определения общей пористости и кратко поясните их суть.

7. Какие приборы для определения пористости применяются в учебных целях и на современных станциях геолого-технологического контроля?

8. Расскажите о порядке измерения и расчета пористости с применением газового порозиметра PORG-200 производства Core Lab.

9. Какие приборы могут использоваться для определения удельного электрического сопротивления (УЭС)? Как измеряется УЭС на приборе ARS-200?

10. Как готовят образцы для определения проницаемости?

11. Схематически изобразите, как устроен прибор Ф. И. Котяхова для определения проницаемости.

12. Объясните схему модели пласта для определения фазовой проницаемости при движении газожидкостной смеси.

13. Каковы принципы и порядок определения проницаемости на пермеаметре PERG-200? В чем преимущества кернодержателя Fancer?

14. Перечислите приборы и расскажите о процессе определения проницаемости в условиях, моделирующих пластовые. Какие параметры кроме проницаемости можно определить на приборе ПУМА-500?

7. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ МИКРОПУСТОТНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Микропустотность характеризует общий объем внутренних пустот, пор и пустот пространства трещин и каверн [80] и является с недавнего времени неотъемлемой частью литолого-петрографических исследований в общем комплексном изучении поровых, трещинных и сложных типов коллекторов [50].

Задачей изучения пород как коллекторов нефти и газа остается исследование процесса формирования их пустотного пространства, который начинается на стадии осадконакопления и прослеживается практически до заполнения пустот углеводородами. Во ВНИГНИ [5, 7] микроскопическое изучение карбонатных пород производят в шлифах по схеме, включающей определение следующих характеристик: вещественный состав породы, структура, форменные компоненты, цемент, характер кристаллической части пород, постседиментационные преобразования, характеристика пустотного пространства, оценка литогенетического типа породы и процессов, способствующих формированию коллекторов.

Комплексные макро- и микроскопические литологические исследования позволяют: выделить зоны повышенной пористости, кавернозности и трещиноватости в разрезах; установить типы коллекторов и характер их распределения; выявить морфологию пустот и влияние седиментационных и постседиментационных процессов на формирование и изменение коллекторских свойств на различных этапах литогенеза.

Изучение карбонатных пород-коллекторов на различных этапах литогенеза имеет существенное значение для районов Восточной Сибири, так как с карбонатными трещинными резервуарами в рифее связаны уникальные по геологическому строению и крупнейшие по величине запасов залежи нефти и газа.

Как уже было отмечено ранее, карбонатные породы отличаются значительной изменчивостью пустотного пространства и могут иметь

различный генезис. В этой связи К. И. Багринцевой по материалам сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) разработана классификация типов микропустотности в карбонатных породах (табл. 7.1).

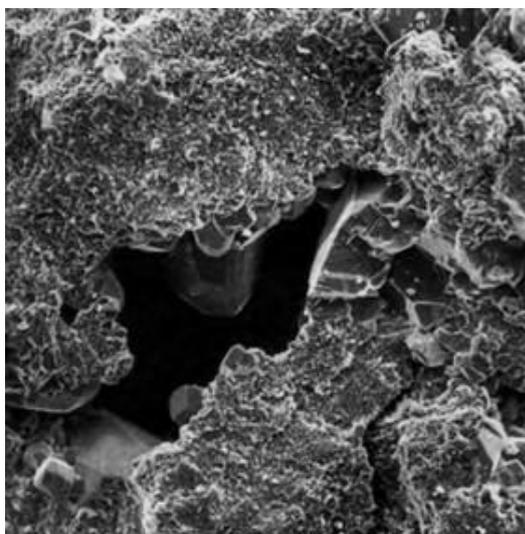
Таблица 7.1

Типы микропустотности в карбонатных породах по СЭМ [5]

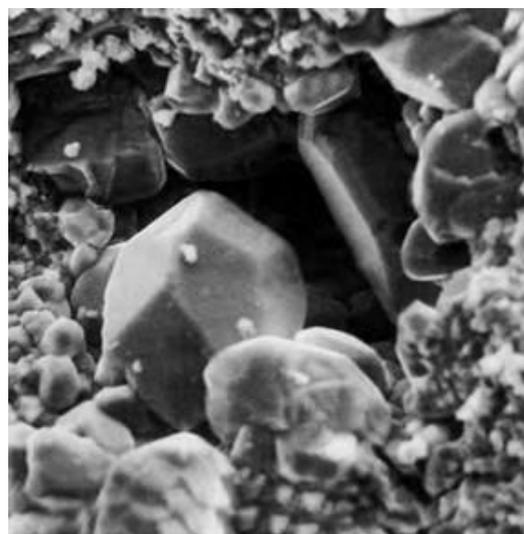
Генезис	Форма	Размер, мкм
Пористость, связанная со структурой породы		
Межкристаллическая	Округлая, овальная, изометричная, вытянутая, щелевидная, треугольная, прямоугольная	0,3–8,0 преобладает 0,5–5,0
Внутриформенная	Округлая, овальная, преобладает сложная	30–300
Межформенная	Сложная, угловатая, вытянутая, изогнутая	30–100
Межгранулярная	Округлая, сложная заливообразная	30–500
Унаследованная кавернозность	Округлая, овальная, изометричная, редко угловатая	50–200
Поры вторичной доломитизации	Угловатая, вытянутая	20–300
Вторичная емкость, не связанная со структурой породы		
Формы растворения на гранях кристаллов	Округлая, овальная, прямоугольная, сложная, извилистая с узкими пережимами	0,3–100,0
Трещины в кристаллах		
Результат: глубинного растворения	Извилистые сообщающиеся	Раскрытость 0,05–0,10
давления вышележащих пород	Прямолинейные	Раскрытость 0,1–0,5
Микротрещины тектонические в породе	Прямые параллельные, ветвящиеся, прерывистые	Раскрытость 5–50
Изолированные каверны в непористой матрице	Округлая, овальная, извилистая	30–500
Вторичные каверны вдоль полостей трещин	Сложная, вытянутая, извилистая	30–500

7.1. Микроскопические методы

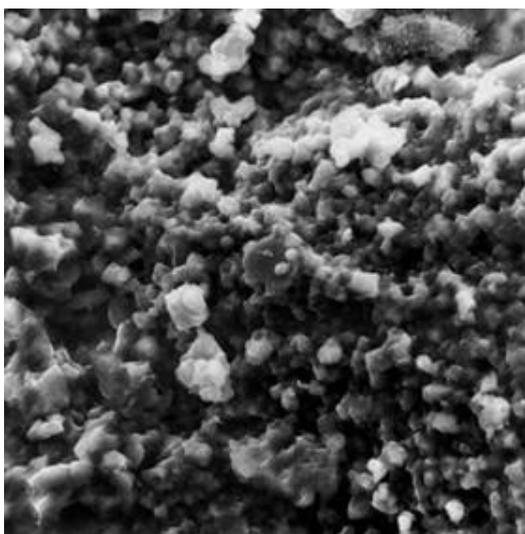
Сканирующая электронная микроскопия. Электронная микроскопия применяется в модификации сканирующей электронной микроскопии (СЭМ). Принцип работы СЭМ на отражение, большая глубина фокуса, относительно большие размеры образцов (до 2–3 см), возможность изучать объекты в большом диапазоне увеличений (рис. 7.1) открыли новые перспективы в изучении пород-коллекторов, которые остались за пределами возможностей методов просвечивающей электронной микроскопии [5, 7].



а



б



в

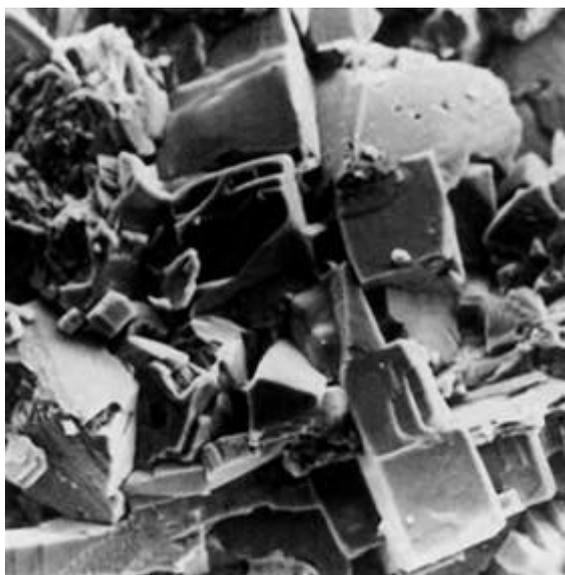


г

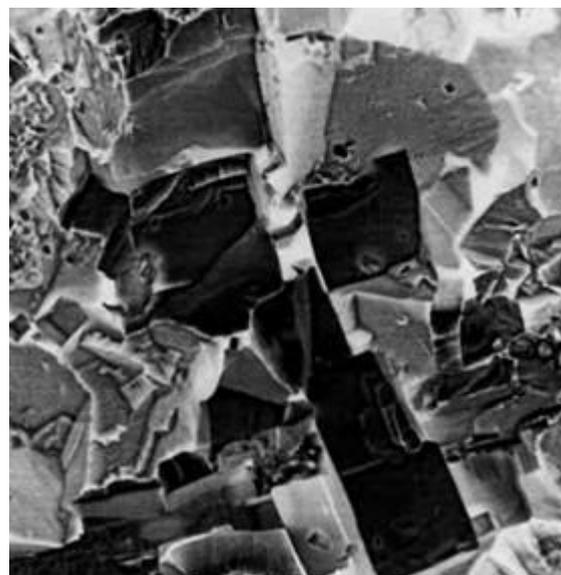
Рис. 7.1. Микростроение и состав карбонатных пород при различных увеличениях (СЭМ) [5]. Месторождение Северное Хоседаю (Тимано-Печорская провинция); скв. 2 ; интервал 2 982,4 м (франский ярус); образец 6866

На рис. 7.1, *а* приведен общий вид породы (известняк) при 100-кратном увеличении. Видно соотношение кристаллов матрицы, форма, размер, расположение пустот и наличие в них крупных вторичных кристаллов. При увеличении в 300 раз (рис. 7.1, *б*) просматривается расположение, размер, форма, степень сохранности и стадийность выделения крупных кристаллов, обычно аутигенных. При 1000-кратном увеличении (рис. 7.1, *в*) просматривается строение пород, форма, размер кристаллов и кристаллических агрегатов. Увеличение в 3000 раз (рис. 7.1, *г*) позволяет увидеть форму, размер, степень сохранности отдельных кристаллов, слагающих матрицу.

Рентгеновское микрозондирование. Позволяет получить данные о химическом составе очень мелких кристаллов минералов, выявить закономерности распределения различных по химизму фаз. Исследования выполняются на приборах, которые позволяют получить изображение поверхности образца в рентгеновских лучах, вторичных и обратно рассеянных электронах и определять его качественный и количественный состав. Изображение в обратно-рассеянных электронах дает информацию о сравнительном составе исследуемых фаз. На рис. 7.2 приведено изображение поверхности образца доломита, содержащего ангидрит во вторичных (*а*) и обратно-рассеянных электронах (*б*). Увеличение 780'. На обоих снимках темные кристаллы соответствуют ангидриту, светлые – доломиту.



а



б

Рис. 7.2. Доломит, содержащий ангидрит. Снимки в различных режимах работы микроанализаторов. Оренбургское ГКМ; скв. 9; интервал 1 811,3–1 816,8 м (московский ярус) [5]

Специальные методики изучения микропустотности. Методики СЭМ используют для исследования образцов после экстрагирования из них нефтяных фракций хлороформом и спиртобензольной смесью с ориентировкой пластинок (2×2 см и толщиной 5–6 мм) образца перпендикулярно напластованию.

Известны работы по исследованию структуры пустотного пространства на СЭМ во вторичных электронах [5]. На рис. 7.3 приведены результаты исследования пористости, выполненные по методике, разработанной в Московском институте нефти и газа им. И. М. Губкина.

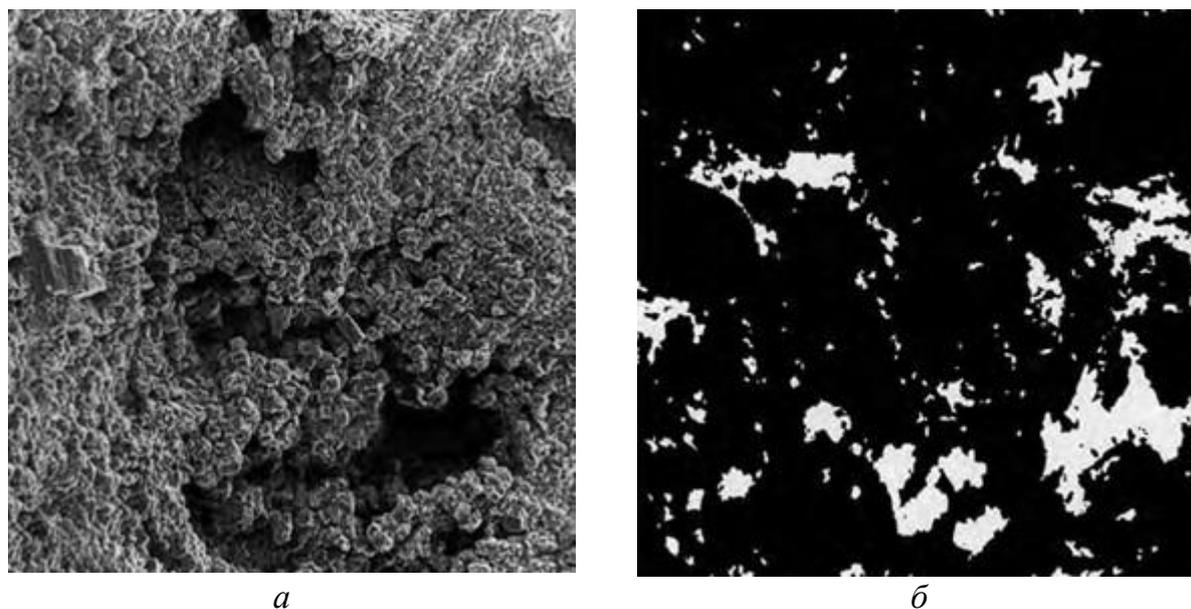


Рис. 7.3. Микроструктуры пустотного пространства, полученные в СЭМ в различных режимах [5] при увеличении $100\times$: *а* – фотография известняка месторождения Карачаганак во вторичных электронах (скв. 2; интервал 3 856–3 873 м, артинский ярус); *б* – фотография СЭМ известняка месторождения Жанажол (скв. 23, интервал 3 809–3 813 м, московский ярус)

Выдержанные не менее 5 ч (время зависит от свойств породы) в вакууме при остаточном давлении 10^{-3} – 10^{-4} торр **пластины пород пропитываются расплавленным катодолуминофором**. После охлаждения он затвердевает. Из пластин готовят аншлифы и исследуют их в СЭМ в режиме катодолуминесценции. Катодолуминофор, заполняющий поры, при облучении электронным зондом дает сильное катодолуминесцентное свечение (рис. 7.3, *б*), которое используется для формирования изображения в СЭМ. На рис. 7.3, *б* в катодолуминесценции поры, заполненные люминофором, представлены белыми пятнами.

Изучение микропустотности с помощью рентгеновского микрондирования. Методика заключается в том, что пластина породы пропитывается коллоидным раствором, содержащим рентгеноконтрастные вещества (например, $BaCl_2$) (рис. 7.4) [5].

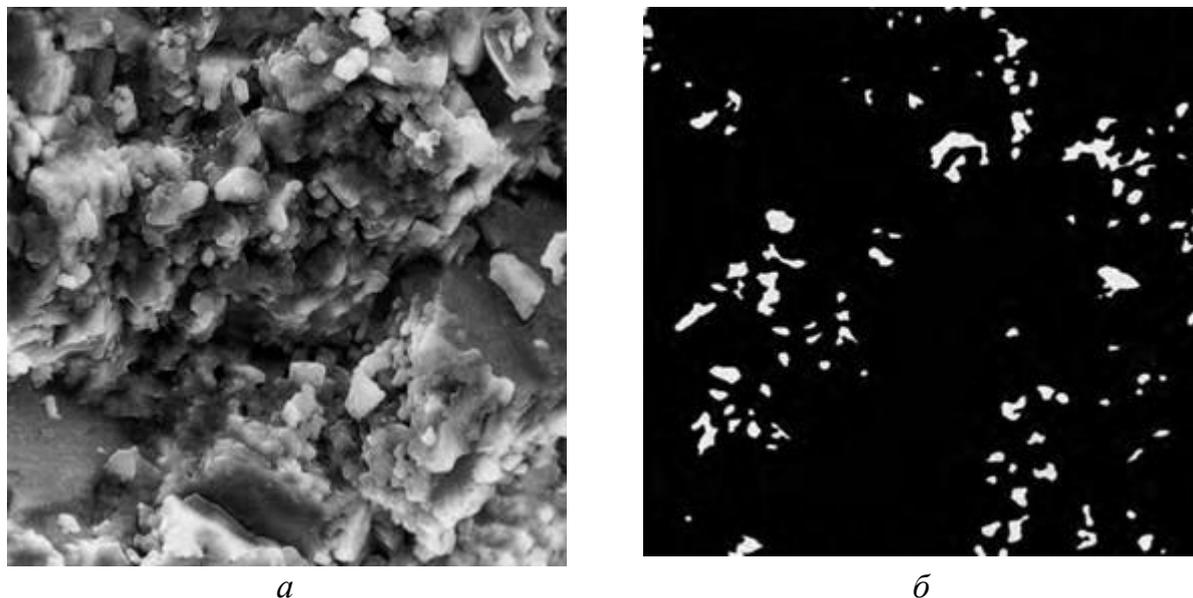


Рис. 7.4. Фотографии микропустотности пород, полученные рентгеновским микросканером [5]: *a* – известковый доломит во вторичных электронах месторождения Карачаганак (скв. 16, интервал 4 756–4 765 м, серпуховский ярус); *б* – реликтово-органогенный известняк месторождения Тенгиз (скв. 8, глубина 3 980 м, башкирский ярус)

Высушенный и пришлифованный образец исследуется на микроанализаторе с энергодисперсной приставкой. Для формирования изображения используются обратно-рассеянные электроны, дающие информацию о сравнительном составе фаз, входящих в исследуемое тело. Поскольку средний атомный номер большинства пород не превышает 20, а средний атомный номер хлористого бария составляет 41,26, то на экране это различие проявляется (рис. 7.4, *б*) в виде четкой контрастной картины – на темном поле непроницаемой матрицы яркие белые пятна пор и микротрещин, заполненных солью бария. На обоих рисунках фотографии выполнены при увеличении 1000’.

7.2. Метод вдавливания ртути

Метод вдавливания ртути – это новый подход к оценке теоретической проницаемости по порометрической кривой [5]. Наиболее

полную информацию о структуре порового пространства дает метод вдавливания ртути в образец при давлениях до 200 МПа. При этом изучаются следующие особенности порового пространства: размеры поперечного сечения, извилистость и форма поровых каналов, распределение их в поровом объеме, степень сообщаемости между собой. Эти параметры предопределяют фильтрационные свойства пористых сред. В основе расчетов лежит формула Пурцелла:

$$K_T = 70m\gamma \int_{p=0}^{p=1} \frac{dp}{P_c^2}; \quad (7.1)$$

где K_T – теоретическая проницаемость; m – пористость, %; p – доля объема капилляров, заполненных ртутью при давлении P_c , %.

Литологический коэффициент γ (для карбонатных пород – 0,071) [7].

Распределение всей совокупности пор по размерам отражают на гистограммах, кумулятивных кривых, позволяющих оценить неоднородность структуры и средний радиус пор; диапазоны фильтрующих пор и долевое участие их в фильтрации.

7.3. Метод К.И. Багринцевой

Метод К. И. Багринцевой – капиллярное насыщение пород люминофором для выявления особенностей строения пустотного пространства – был разработан автором в 1977 г. и использован для оценки особенностей строения сложного пустотного пространства карбонатных коллекторов. В методе используется три физических явления: капиллярное насыщение, эффект сорбции и люминесценция вещества в ультрафиолетовом свете [5].

По своей сущности капиллярная пропитка карбонатных пород жидкостями, состоящими из органических веществ, аналогична природному явлению заполнения горных пород углеводородами. Преимущество метода состоит в том, что под вакуумом жидкости заполняют только открытые поры, каверны и трещины. В источнике ультрафиолетового света пустоты светятся ярко-зеленым цветом (рис. 7.5).

Ненасыщенные образцы

Насыщенные образцы

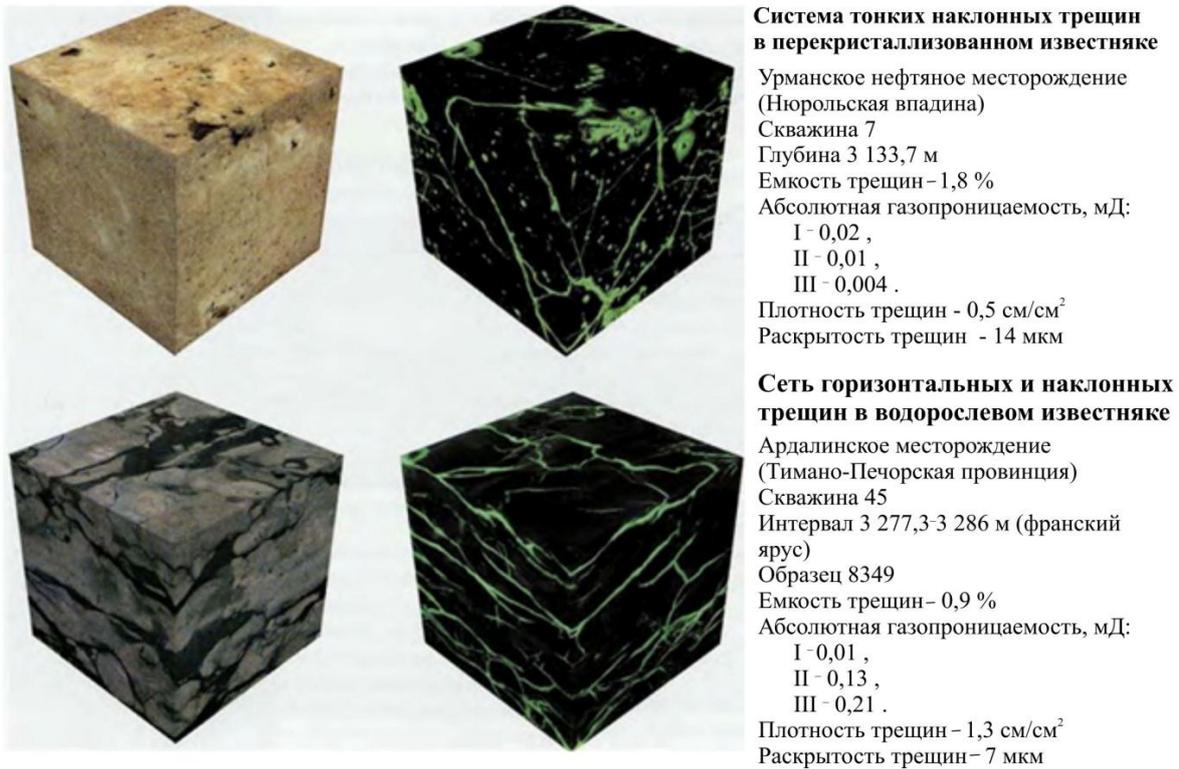


Рис. 7.5. Выявление морфологии пустотного пространства карбонатных пород после насыщения их люминофором [5]

Представительные данные о морфологии пустотного пространства (рис. 7.6) можно получить сравнением фотографий препарата (пластинки керн) в различном свете и насыщенным люминофором.

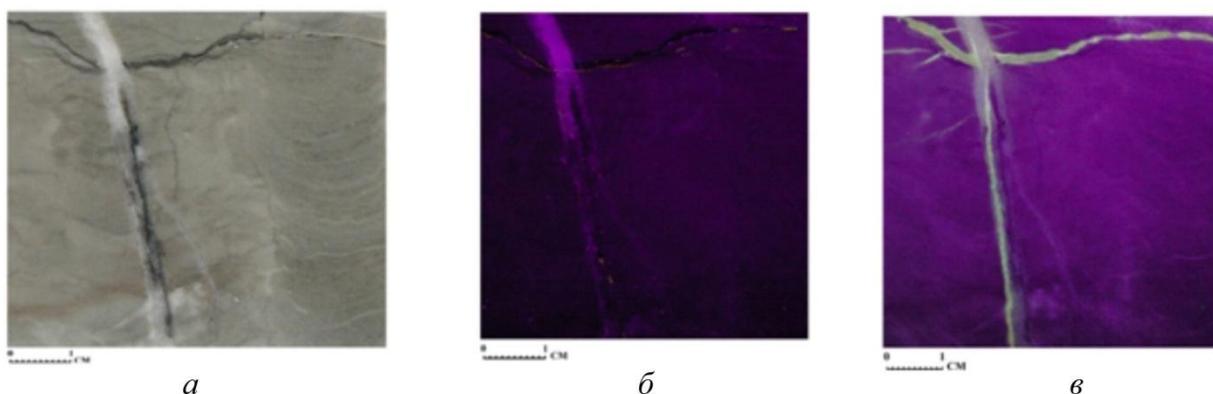


Рис. 7.6. Скважина Юрубченская-91. Глубина 2 473,2 м. Доломит строматолитовый, столбчатый слабо ожелезненный с трещиной (Красильникова, 2005): *a* – фотография препарата при дневном освещении; *б* – фотография препарата в ультрафиолетовом свете; *в* – фотография открытого пустотного пространства препарата, насыщенного люминофором

7.4. Метод больших шлифов

Традиционно выделяемые проницаемые и плохо проницаемые интервалы по стволу скважин по промыслово-геофизическим данным требуют подкрепления фактическим материалом – керном, шламом, шлифами. На основе микролитологических и микротектонических исследований пород в шлифах можно сделать выводы о взаимном положении пустот, их природе, степени открытости, характере преобразованности в ходе геологического времени. Чем больше площадь шлифа, тем информативнее материал [4].

Метод больших шлифов, который разработали Е. С. Ромм и Л. П. Гмид в 1957 г., становится всё более востребованным, особенно в регионах со сложным тектоническим строением осадочного чехла и в глубоко залегающих продуктивных горизонтах, где преобладают коллекторы трещинного типа [45]. Объемная плотность трещин, трещинная проницаемость и трещинная пористость, вычисленные по большим шлифам, учитываются при оценке ресурсов и подсчете запасов нефти и газа в пластах-резервуарах [5].

С учетом данных петрофизики (коэффициенты открытой пористости и абсолютной газопроницаемости), а также сведений по пористости и трещиноватости пород, полученных по шлифам, метод позволяет выделить типы коллекторов [4].

Особая ценность метода [45] по изучению трещиноватости пород в шлифах заключается в формулах, содержащих коэффициенты пропорциональности, связывающие макро- и микросреду. С помощью данного метода определяются параметры трещиноватости пород: объемная плотность трещин, трещинная проницаемость, трещинная пористость.

$$T_0 = 1570 \cdot L / S, \quad (7.2)$$

где T_0 – объемная плотность открытых трещин; 1570 – коэффициент объемной плотности, отражающий размерность входящих в формулу величин; L – длина трещины (стиллолита), мм; S – площадь шлифа, мм².

$$K_T = (Ab^3L) / S, \quad (7.3)$$

где K_T – трещинная проницаемость, 10³ мкм²(мД); A – коэффициент, учитывающий ширину трещин и поправку на их раскрытие при изготовлении шлифов с учетом геометрии системы трещин; b – ширина (раскрытие) трещины, мкм (10⁻³ мм);

$$m_T = (0,1bL) / S, \quad (7.4)$$

где m_T – трещинная пористость, %; 0,1 – коэффициент трещинной пористости в качестве поправки на глубину.

Коэффициент A меняется в зависимости от ориентировки трещин так [8]: $A = 0,0171$ – для хаотических трещин при двух системах взаимно перпендикулярных трещин; $A = 0,0228$ – при трех системах взаимно перпендикулярных трещин; $A = 0,0342$ – для горизонтальных трещин.

Во всех случаях необходимо одно условие: площадь шлифа, сторона грани куба, томографический срез образца породы не должны превышать максимально допустимый в формулах размер площади (5×5 см).

Пример определения коэффициентов трещинной пористости и проницаемости по шлифам и керну, вывода типов коллекторов с учётом данных физики пласта, литотипов пород, слагающих разрезы; выявление особенностей генезиса и распространения трещин в терригенных и карбонатных породах приведены на рис. 7.7.

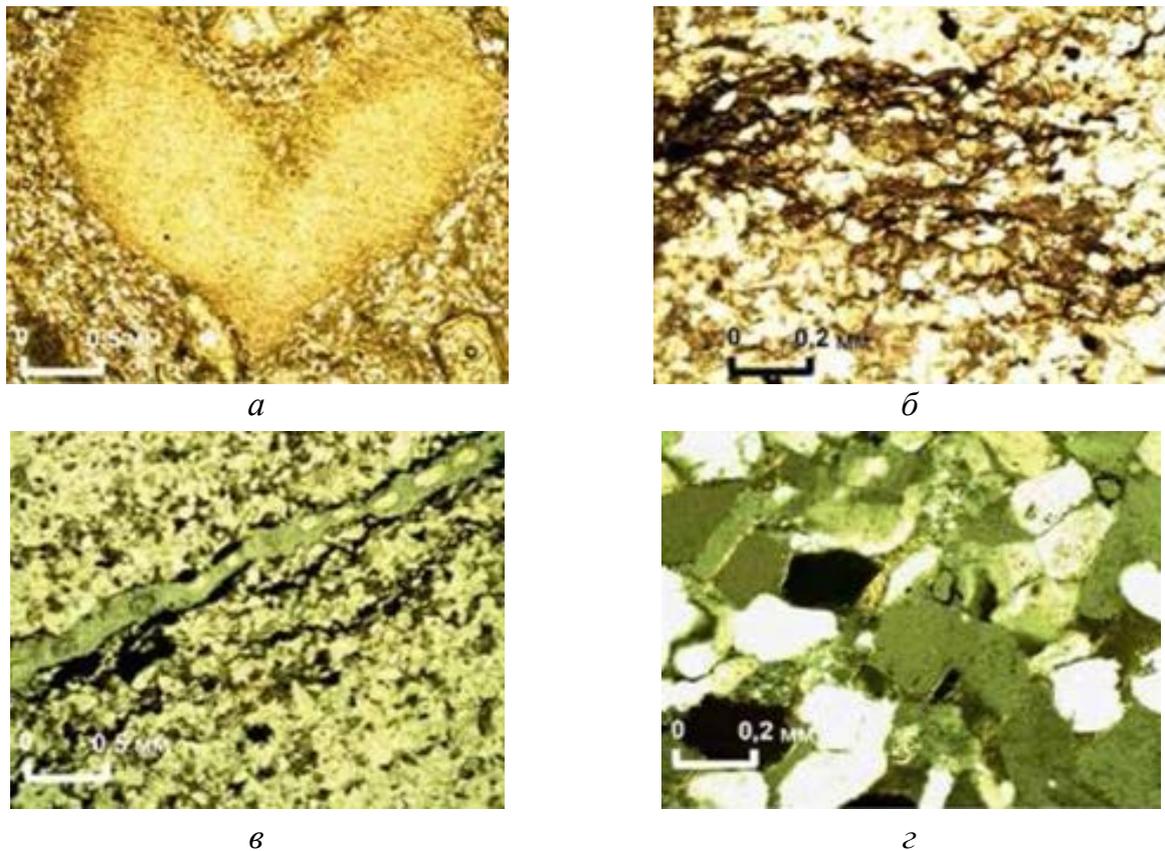


Рис. 7.7. Трещиноватость в карбонатных (а, б) и терригенных (в, г) породах исследуемых площадей [4]

Таким образом, методы электронной микроскопии позволяют характеризовать общий объем внутренних пустот и пор, их формы и размеры, соотношение кристаллов матрицы, вторичные преобразования кристаллов и кристаллических агрегатов.

Контрольные вопросы и задания

1. Опишите схему микроскопического изучения трещиноватости карбонатных пород в шлифах.
2. Какие геологические задачи решаются методами комплексных макро- и микроскопических исследований пород?
3. Охарактеризуйте возможности сканирующей электронной микроскопии.
4. Перечислите требования к подготовке образцов для сканирующей микроскопии.
5. Объясните принцип и методику изучения трещин методом вдавливания ртути в препарат.
6. Каковы физические основы метода Багринцевой – капиллярного насыщения?
7. В чем особая ценность метода больших шлифов? Каковы размеры томографического среза образца породы?
8. Какие параметры трещин позволяет определить метод больших шлифов?
9. Поясните, что такое микронеоднородность?
10. Расскажите о рентгеновском микрозондировании и его возможностях.

8. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД

Группа специальных методов исследования пород предназначена для изучения их смачиваемости, определения направленности действия капиллярных сил, моделирования процессов течения воды по гидрофобной и гидрофильной поверхностям пор. Данные специальных методов особенно важны при разработке месторождений нефти с поддержанием пластового давления методом закачки воды.

8.1. Определение смачиваемости пород по керну

Смачиваемость – поверхностное явление, возникающее на границе соприкосновения фаз, одна из которых – твердое тело, а другие – несовмещающиеся жидкости или жидкость и газ.

Смачиваемость пород насыщающими их флюидами является одной из основных характеристик пористых сред, влияющих на распределение флюидов в поровом пространстве.

При определении смачиваемости используют количественные и качественные методы. В мировой практике используются пять количественных методов. Основные методы – это метод измерения краевого угла [26, 27, 84, 98] и метод Амотта (пропитывания и вынужденного замещения) [27, 97, 98], включая его модификации [99, 101, 102]; метод USBM (центрифугирования) [26, 27, 98]; комбинированный метод Амотта – USBM (United States Bureau of Mines) [27, 98]; метод по стандарту ОСТ 39-180–85 [58] и метод изотермической сушки (испарения) (Краснушкин, 1978).

В последние годы в РФ изобретен новый метод – метод ЯМР с помощью капиллярной пропитки [62].

Относительная фазовая проницаемость (ОФП) определяется главным образом качественными методами.

Определение смачиваемости качественными методами базируется на исследованиях относительной фазовой проницаемости. Она может быть определена методом нестационарной фильтрации [55,

75]. Изучение ОФП стало постепенно входить в практику исследований. Такие исследования выполнены на многих нефтяных месторождениях: нефтяных месторождениях им. Р. Требса (Варкнавтское) и А. Титова, Уренском, Ефремовском, Вала Гамбурцева и др. В учебных целях рассмотрим результаты определения ОФП на примере месторождений Вала Гамбурцева и Ефремовского (рис. 8.1).

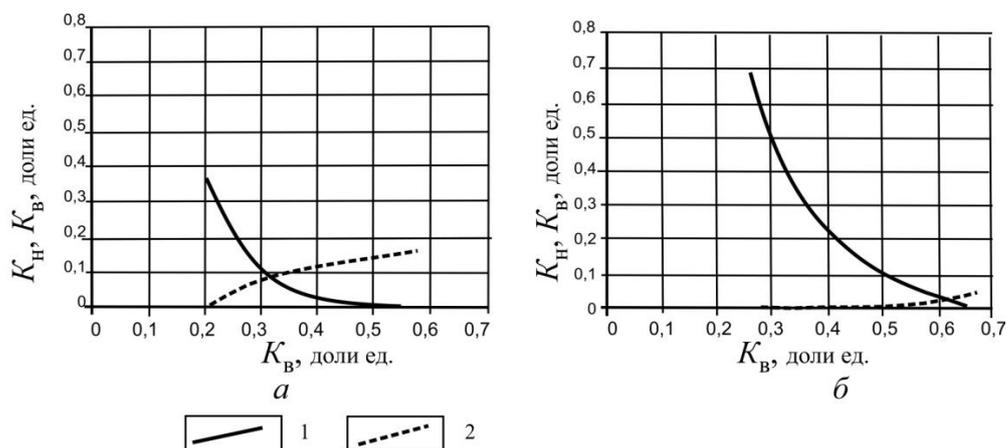


Рис. 8.1. Пример определения ОФП при вытеснении нефти водой: *а* – для кернов пласта Д₁ месторождений Вала Гамбурцева; *б* – для кернов пласта БС₁₀ Ефремовского месторождения [52]: 1 – коэффициент вытеснения нефти; 2 – то же воды

На рис. 8.1, *а* представлен график зависимости ОФП для воды K_v и нефти K_n от водонасыщенности K_v . Полученные в фильтрационных исследованиях характеристики вытеснения нефти водой [52] свидетельствуют о преимущественно гидрофобном характере породы пласта Д₁: пересечение кривых ОФП смещено в сторону более низкой водонасыщенности (рис. 8.1, *а*). Для сравнения на рис. 8.1, *б* приведены зависимости ОФП, полученные при вытеснении нефти водой для песчаников пласта БС₁₀ Ефремовского месторождения, по которым виден гидрофильный характер породы [90]. Из сравнения рис. 8.1, *а* и 8.1, *б* видно, что конечное значение фазовой проницаемости по воде для гидрофобного карбонатного пласта больше в 4 раза, чем у гидрофильного песчаника. Из рис. 8.1, *а* следует, что если ОФП для нефти монотонно убывает с ростом водонасыщенности и имеет «привычный» вогнутый вид, то зависимость ОФП для воды имеет S-образный вид и выпукла на начальном участке. Такой вид ОФП [52], видимо, обусловлен трещинно-поровым коллектором и широким диапазоном изменения микротрещин и пор по размерам. Таким образом, точка пересечения кривой по воде для гидрофильной породы значительно ниже, чем по нефти, и смещена вправо.

Капиллярная пропитка. Знание параметров капиллярной пропитки играет важную роль при моделировании процессов вытеснения нефти и газа в пористых и трещинно-поровых коллекторах с высокой анизотропией пористости и проницаемости. Параметры капиллярной пропитки зависят от многих факторов. Главные факторы – это литологический состав пород и петрофизические свойства породы, физико-химические свойства вытесняемого флюида. Рассмотрим методику определения капиллярного впитывания.

В специальный сосуд высокого давления, оснащенный мерником для точного определения объема выделяющейся нефти и заполненный пластовой минерализованной водой, помещается нефтенасыщенный цилиндрический образец керна, который затем выдерживается при давлении 10 МПа и пластовой температуре. Динамика вытеснения нефти в результате пропитки для двух образцов с различной проницаемостью приведена по М. Р. Гайсину на рис. 8.2.

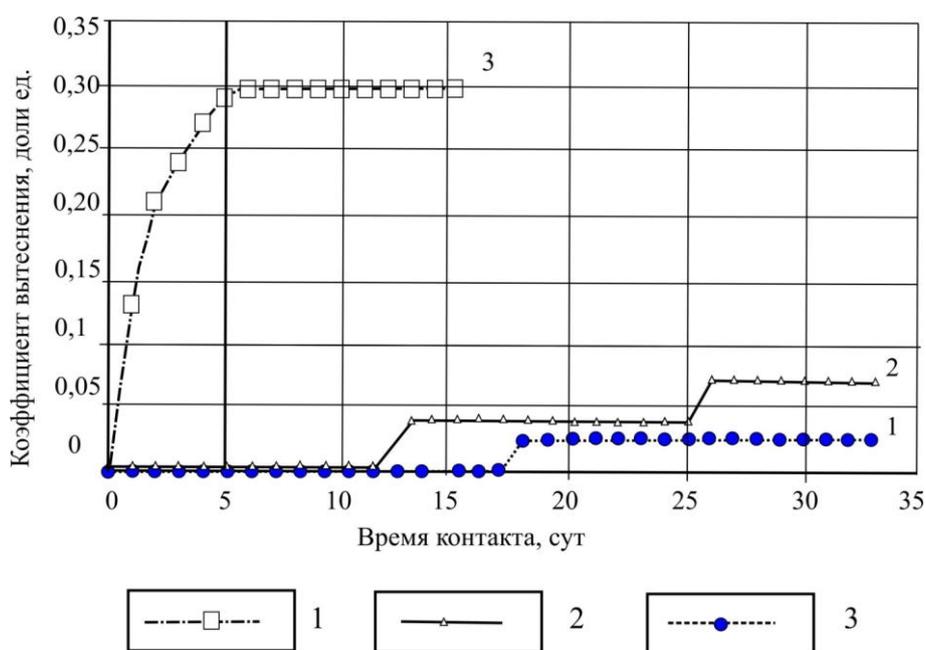


Рис. 8.2. Динамика капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенные керны пласта Д₁ Хасырейского (кривые 1 и 2) и пласта БС₁₀ Ефремовского (кривая 3) месторождений [52]: 1 – БС₁₀ Ефремовское месторождение; 2 – Д₁ – Вал Гамбурцева (опыт № 2); 3 – Вал Гамбурцева (опыт № 1)

На рис. 8.2 видно, что капиллярная пропитка нефтенасыщенных кернов проходит очень медленно, и достигнутые через месяц величины коэффициентов вытеснения составляют всего 0,022 и 0,066 доли ед. для высоко- и низкопроницаемых сред соответственно (рис. 8.2, кривые 1 и 2). Это свидетельствует о преимущественно гидрофобном

характере смачиваемости образцов горной породы пласта Д₁. Для сравнения на рис. 8.2 представлена зависимость коэффициента вытеснения (рис. 8.2, кривая 3) при аналогичной капиллярной пропитке нефтенасыщенных песчаников пластов БС₁₀ Ефремовского месторождения. Пропитка гидрофильного песчаника и вытеснение нефти начинаются уже в первые сутки, и в результате достигается коэффициент вытеснения 0,3 доли ед.

8.2. Определение смачиваемости количественными методами

Среди количественных методов определения смачиваемости керна наиболее достоверными являются методы, которые условно называют центрифужными. Это метод Амотта (метод пропитывания и вынужденного замещения) [27, 97, 98], метод USBM [27, 98], комбинированный метод Амотта – Харви – USBM [27, 52, 98] и метод по ОСТ [58].

Метод краевого угла. Существует несколько методов измерения краевого угла: метод наклонных мембран; метод покоящейся лежащей капли; тензометрический метод, метод капиллярного поднятия.

Большая часть этих методов не находит применения на практике, что связано с невозможностью измерения краевого угла внутри керна. Краевой угол, измеренный на поверхности керна, не может учитывать минералогическую неоднородность и геометрию пор породы-коллектора и поэтому не является репрезентативным для породы-коллектора в целом. В табл. 8.1 приведены для сравнения количественные критерии большинства известных методов определения смачиваемости.

Метод Амотта и его модификация. Метод Амотта [27, 97, 98] сочетает впитывание и принудительное замещение для определения средней смачиваемости керна. Метод Амотта базируется на том, что смачивающая жидкость самопроизвольно впитается в керн, замещая в ней несмачивающую жидкость. Отношение объемов самопроизвольного и принудительного впитывания используется для оценки характеристики смачиваемости.

D. Boneau и др. [99] показали, что время спонтанной пропитки недостаточно для процесса пропитки, и предложили дополнение к методу Амотта, назвав его методом Амотта – Гарвея.

Таблица 8.1

Количественные критерии различных методов определения смачиваемости пород

Параметр	Смачиваемая водой (гидрофильная)	Нейтрально смачиваемая	Смачиваемая нефтью (гидрофобная)
Краевой угол:			
минимальный	0°	От 60 до 75°	От 105 до 120°
максимальный	От 60 до 75°	От 105 до 120°	180°
Индекс смачиваемости USBM W	W около 1	W около 0	W около -1
Индекс смачиваемости водой по Амотту δ_v	Положительный	0	0
Индекс смачиваемости нефтью по Амотту δ_n	0	0	Положительный
Индекс смачиваемости Амотта- Гарвея I	$0,3 < I < 1,0$	$-0,3 < I < 0,3$	$-1,0 < I < -0,3$
Показатель смачиваемости по ОСТ 39-180-85 M	$0,6 < M < 1$	$0,4 < M < 0,6$	$0 < M < 0,4$
Метод капиллярного вытесне- ния Б. И. Тульбовича Π	$\Pi \geq 1$	–	$\Pi \leq 1$
Показатель смачиваемости ЯМР $W^{\text{ЯМР}} = \alpha \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right)$	$0,45 < W^{\text{ЯМР}} < 1$	$0,45 < W^{\text{ЯМР}} < 0,6$	$0 < W^{\text{ЯМР}} < 0,45$
Метод микрокалориметрии β	$\beta > 1$	–	$\beta < 1$
Метод адсорбции $K_{\text{фб}}$	$K_{\text{фб}} > 1$	–	$K_{\text{фб}} < 1$
Метод изометрической сушки Θ	$\Theta < 1$	–	$\Theta > 1$

Дополнение к методу Амотта состояло в том, что естественный, насыщенный модельной водой образец породы после спонтанной пропитки нефтью сначала центрифугируется в модельной воде, а затем центрифугируется в нефти до прекращения роста водонасыщенности. Отношения индекса смачиваемости нефтью по Амотту δ_n и индекса смачиваемости водой по Амотту δ_v рассчитываются, как и прежде, но кроме этого, рассчитывается еще и индекс относительного замещения Амотта – Гарвея.

Метод определения характеристики смачиваемости Амотта – Гарвея состоит из четырех последовательных этапов:

1) погружение образца керна с начальной нефтенасыщенностью в воду и определение объема нефти, замещенной водой самопроизвольным (свободным) впитыванием по истечении 40 сут;

2) центрифугирование образца в воде до состояния невытесняемой жидкости и измерение общего объема нефти при принудительном и самопроизвольном замещении водой;

3) погружение образца керна в нефть и определение объема самопроизвольно замещенной воды путем впитывания нефти по истечении 40 сут;

4) центрифугирование образца керна в нефти до состояния невытесняемой жидкости и измерение общего количества воды при принудительном и самопроизвольном замещении нефтью.

Индекс смачиваемости нефтью по Амотту δ_n – отношение объема воды $V_{в. зам}$, замещенного самопроизвольным впитыванием нефти, к общему объему воды $V_{в. общ}$, замещенному впитыванием нефти и центрифугированным (вынужденным) замещением:

$$\delta_n = \frac{V_{в. зам}}{V_{в. общ}}. \quad (8.1)$$

Индекс смачиваемости водой δ_v по Амотту – отношением объема нефти $V_{н. зам}$, замещенного самопроизвольным впитыванием воды, к общему объему нефти $V_{н. общ}$, замещенному впитыванием и центрифугированным (вынужденным) замещением:

$$\delta_v = \frac{V_{н. зам}}{V_{н. общ}}. \quad (8.2)$$

Если δ_v положительно, а $\delta_n = 0$, то керн преимущественно смачивается водой. Если δ_n положительно, а $\delta_v = 0$, то керн преимущественно смачивается нефтью.

Индекс относительного замещения Амотта – Гарвея I равен разности коэффициентов замещения водой и замещения нефтью:

$$I = \delta_v - \delta_n. \quad (8.3)$$

Если индексы смачиваемости водой и нефтью по Амотту являются положительными, это говорит о том, что система имеет промежуточную характеристику смачиваемости. Основным недостатком теста смачиваемости Амотта – Гарвея является его невосприимчивость в области промежуточной смачиваемости. Тест определяет возможность смачивающего флюида самопроизвольно заместить несмачивающий. Однако не один флюид самопроизвольно не впитается и не заместит другой при краевом угле, варьирующемся от 60 до 120°, иначе говоря, спонтанной пропитки нет при $\Theta = 60\text{--}120^\circ$. Кроме того, предельный краевой угол, больше которого самопроизвольное впитывание не происходит, зависит от начального насыщения керна.

Но если метод Амотта–Гарвея покажет положительные коэффициенты замещения водой и замещения нефтью, то это является сигналом о том, что система преимущественно смачивается одним из флюидов. В некоторых промежуточно- или смешанно-смачиваемых системах одинаково свободно впитывается как вода, так и нефть [52].

Метод по стандарту ОСТ 39-180-85. Распространяется на породы водо-нефтенасыщенных частей продуктивного пласта. Метод оценки смачиваемости керна предусматривает определение параметра, выражающего интегральную характеристику смачиваемости горных пород по данным капиллярного впитывания в образец воды и нефти (керосина) при атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании [58].

Метод состоит из следующих этапов: 1) погружение нефтенасыщенного образца керна в модель пластовой воды; 2) центрифугирование образца в воде до состояния невытесняемой жидкости и измерение массы керна в воде P_3 , после принудительного и самопроизвольного замещения водой; 3) погружение образца керна в нефть и определение массы керна в воде P_4 после самопроизвольного замещения воды путем впитывания нефти; 4) центрифугирование образца керна в нефти до состояния невытесняемой жидкости и измерение массы керна в воде P_5 после принудительного и самопроизвольного замещения нефтью.

Показатель смачиваемости рассчитывается по данным определения массы образца на разных стадиях его испытания. Показатель смачиваемости M является интегральной характеристикой смачиваемости поверхности образца породы и рассчитывается по формуле

$$M = \frac{V_n}{\sum V_n}, \quad (8.4)$$

где V_n – объем нефти (керосина), самопроизвольно вытесненной из образца водой за счет противоточной капиллярной пропитки; $\sum V_n$ – объем нефти (керосина), вытесненной водой при капиллярной пропитке и центрифугировании.

По показателю M принята градация типа смачиваемости, представленная в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Градация смачиваемости по показателю M [58]

Значения показателя M	Тип породы по смачиваемости
0–0,2	Гидрофобный
0,2–0,4	Преимущественно гидрофобный
0,4–0,6	Промежуточный
0,6–0,8	Преимущественно гидрофильный
0,8–1,0	Гидрофильный

Пример результатов определения показателя смачиваемости по отраслевому стандарту [58] представлен в табл. 8.3.

Из нее видно, что по показателю смачиваемости образцы керна являются гидрофобными.

Метод USBM – стандартизованный метод США. Метод USBM [27, 98] также определяет среднюю характеристику смачиваемости поверхности горной породы. В методе USBM сравнивается работа, которую необходимо выполнить одному флюиду для того, чтобы заместить другой. Используется факт благоприятного изменения свободной энергии в случае вытеснения смачивающей жидкостью несмачивающей: работа, необходимая для того, чтобы смачивающая жидкость вытеснила несмачивающую, оказывается меньше работы, необходимой для вытеснения смачивающей жидкости несмачивающей. Было доказано [101], что необходимая работа пропорциональна площади участка под кривой капиллярного давления. То есть, когда керн является гидрофильным, участок под кривой капиллярного давления вытеснения воды (когда вода замещает нефть) меньше по площади участка под кривой капиллярного давления для обратного замещения.

Таблица 8.3

Результаты определения количественных критериев различных методов определения смачиваемости образцов пласта D_1 месторождений Вала Гамбурцева [52]

Шифр образца	Отраслевой стандарт (ОСТ 39-180–85)	Комбинированный метод Амотта – USBM				Метод USBM
	Показатель смачиваемости M	Индекс смачиваемости водой по Амотту δ_v	Индекс смачиваемости нефтью по Амотту δ_n	Индекс относительного замещения Амотта – Гарвея I	Индекс смачиваемости W	Индекс смачиваемости W
1	0,04	Положительный	0	0,04	–0,300	–0,714
2	0,13	Положительный	Положительный	0,02	–0,982	–0,581
3	0,15	Положительный	Положительный	0,07	–0,410	–0,675
4	0,04	Положительный	0	0,04	–0,989	–0,680
5	0,06	Положительный	0	0,06	–0,379	–0,687

Фактически, если смачиваемость водой достаточно сильная, большая часть воды самопроизвольно впитается в керн и участок под кривой вытеснения водой будет незначительным. Метод двухэтапный.

На первом этапе определения смачиваемости образцы керна помещаются в воду и центрифугируются до состояния невытесняемой жидкости, то есть пока величина капиллярного давления P_k не достигнет 70 кПа. Эта величина P_k названа **порогом дренирования рассола**, при котором можно вытеснить из керна нефть. На каждом этапе увеличения капиллярного давления P_k , исходя из объема вытесненной нефти, рассчитывается средняя насыщенность образцов.

На втором этапе образцы керна помещаются в нефть и снова центрифугируются с пошаговым увеличением частоты вращения ротора до порога $P_k = +70$ кПа. На протяжении этапа вытеснения нефтью нефть замещает воду в керне.

По результатам теста строится зависимость капиллярного давления от средней водонасыщенности. Расчет капиллярного давления P_k производится по формуле Б. И. Тульбовича [87–89]

$$P_k = 1,11 \cdot 10^{-8} \Delta \rho n^2 \left(\frac{RL}{4} + \frac{L^2}{9} \right), \quad (8.5)$$

где $\Delta \rho$ – разность плотностей, г/см³; n – число оборотов ротора в минуту; R – радиус вращения, см; L – длина образца, см.

Метод USBM использует для расчета индекса смачиваемости отношение площади участков под двумя кривыми капиллярного давления:

$$W = \lg(A_1 / A_2), \quad (8.6)$$

где A_1 и A_2 – площади участков под кривыми вытеснения нефти и воды соответственно.

Если $W > 0$, то керн гидрофилен, если $W < 0$ – гидрофобен. При $W = 0$ смачиваемость нейтральная. Чем больше абсолютная величина W , тем выше смачивающие способности жидкости.

Основным преимуществом теста смачиваемости USBM является быстрота эксперимента. Кроме того, по сравнению с тестом Амотта и его модификацией метод USBM является восприимчивым в районе нейтральной смачиваемости. К недостаткам можно отнести то, что с применением центрифуг индекс смачиваемости USBM может быть рассчитан только для образцов цилиндрического размера.

Б. И. Тульбович [88] также использовал метод оценки смачиваемости по данным капиллярного вытеснения смачивающей жидкости несмачивающей жидкостью и наоборот, последовательно используя на обоих этапах центрифугирование. Качественно смачиваемость характеризовалась показателями M и Π . Показатель M равен отношению массы керосина, вытесненной при капиллярной пропитке и центрифугировании. Для полностью гидрофобного коллектора $M = 0$, для полностью гидрофильного коллектора $M = 1$. Показатель Π численно равен отношению массы воды, вытесненной при центрифугировании в керосине, к массе керосина, вытесненной при центрифугировании в воде. Показатель $\Pi \leq 1$ характеризует гидрофобный коллектор, показатель $\Pi \geq 1$ – гидрофильный коллектор.

Комбинированный метод Амотта – USBM. В последнее время широкое применение имеет модификация метода USBM [97, 98], которая позволяет рассчитывать одновременно индексы смачиваемости Амотта и USBM. Процедура, отраженная на рис. 8.3, состоит из пяти этапов: 1) вытеснение воздухом; 2) самопроизвольное (свободное) впитывание соляного раствора; 3) вытеснение соляным раствором; 4) самопроизвольное (свободное) впитывание нефти и 5) вытеснение нефтью. Участки под кривыми вытеснения моделью пластовой воды и нефтью используются для расчета индекса USBM, тогда как для индекса Амотта используются объемы свободного и общего замещений воды и нефти.

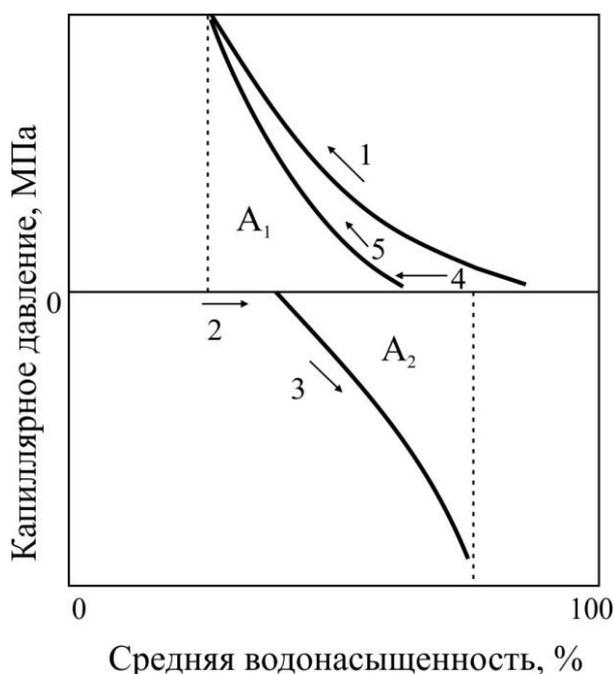


Рис. 8.3. Комбинированный метод Амотта – USBM [97]

В лабораторных экспериментах образцы кернов насыщают моделью пластовой воды и путем центрифугирования в нефти создается начальная нефтенасыщенность. Затем керны помещаются в модель пластовой воды для определения объема нефти, замещенной самопроизвольным (свободным) впитыванием воды (рис. 8.3, кривая 2). Данный этап длится в течение 40 сут, по истечении которых образцы кернов, помещенные в модель пластовой воды, центрифугируют с пошаговым увеличением частоты вращения ротора до состояния невытесняемой жидкости (рис. 8.3, кривая 3).

На каждом этапе увеличения частоты вращения, исходя из объема вытесненной нефти, рассчитывается средняя насыщенность образцов и капиллярное давление P_k . Далее керны помещаются в нефть для определения объема воды, замещенной самопроизвольным (свободным) впитыванием нефти (рис. 8.3, кривая 4), тоже на 40 сут. По истечении данного срока исследуемые образцы, помещенные в нефть, центрифугируются с пошаговым увеличением частоты вращения ротора до состояния невытесняемой жидкости (рис. 8.3, кривая 5).

Расчет P_k проводится по формуле Б. И. Тульбовича [89].

Расчеты по комбинированному методу Амотта – USBM для месторождений Вала Гамбурцева (табл. 8.3) показывают [52], что образцы кернов пласта D_1 являются преимущественно гидрофобными (W от $-0,99$ до $-0,30$), по методу Амотта – нейтральной смачиваемости (I от $0,03$ до $0,06$). Высокая чувствительность комбинированного метода Амотта – USBM позволяет сделать вывод о преимущественной гидрофобности образцов керна пласта D_1 месторождений Вала Гамбурцева.

Из рассмотренных методов наиболее информативным является комбинированный метод Амотта – USBM, так как этот метод способен определить характеристику смачиваемости исследуемого образца во всем диапазоне измерения смачиваемости и особенно в случае промежуточной или смешанной смачиваемости поверхности пор породы [52].

Метод ядерно-магнитного резонанса с помощью капиллярной пропитки. Сущность метода ЯМР [62] заключается в том, что он включает экстрагирование, высушивание образца, насыщение его водой и измерение ЯМР-характеристик. Для этого дополнительно подготавливают эталонные образцы горных пород с известным количеством воды в порах \mathcal{E}_1 и с известной смачиваемостью \mathcal{E}_2 . Проводят капиллярную пропитку исследуемого и \mathcal{E}_2 образцов; через заданный интервал времени измеряют амплитуду сигнала ЯМР и скорости продольной и поперечной релаксации воды; измеряют амплитуду сигнала

ЯМР в \mathcal{E}_1 образцах и строят калибровочную зависимость амплитуды сигнала от объемного содержания воды в \mathcal{E}_1 образцах (рис. 8.4).

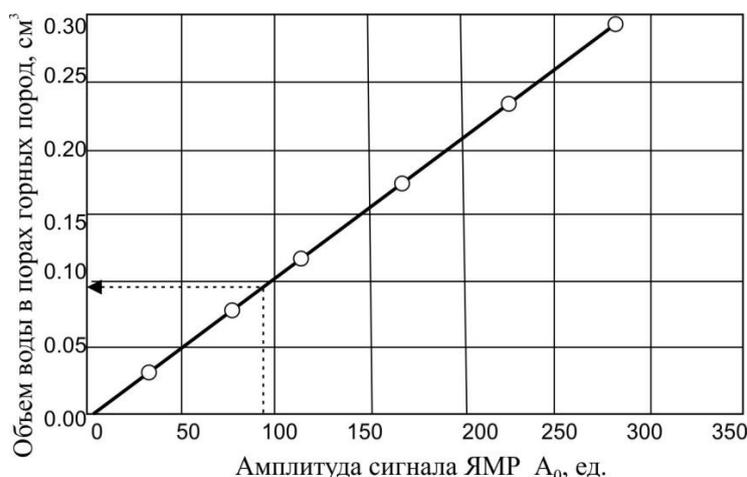


Рис. 8.4. Калибровочная зависимость амплитуды сигнала ЯМР от объемного содержания воды в образцах [62]

По измеренной амплитуде сигнала для исследуемого и \mathcal{E}_2 образцов и указанной калибровочной зависимости определяют коэффициент водонасыщенности этих образцов и комплексный релаксационный параметр, определяемый по формуле

$$W = \alpha(1/T_2 - 1/T_1), \quad (8.7)$$

где α — коэффициент водонасыщенности образца после капиллярной пропитки через заданный интервал времени; $1/T_1$, $1/T_2$ — скорости продольной и поперечной релаксации воды в образце.

Затем строят калибровочную зависимость смачиваемости от комплексного релаксационного параметра для эталонных \mathcal{E}_2 образцов, по которой по комплексному релаксационному параметру определяют смачиваемость исследуемого образца горной породы (рис. 8.5).

На рис. 8.5 представлен экспериментальный калибровочный график взаимосвязи комплексного релаксационного параметра $W = \alpha(1/T_2 - 1/T_1)$ и показателя смачиваемости M по ОСТ после капиллярной пропитки водой сложнопостроенных карбонатных пород фораминиферово-водорослевого типа с кальцитовым цементом. Сопоставление показателей смачиваемости поровой поверхности сложнопостроенных пород-коллекторов, полученных автором патента [62] по известному $\beta^{\text{ЯМР}}$, заявляемому $M^{\text{ЯМР}}$ и стандартному $M^{\text{СТ}}$ методу ОСТ 30-180-85, дает 4,4–37,5 % в образцах с пористостью 10,7–14,8 %, что вполне приемлемо.

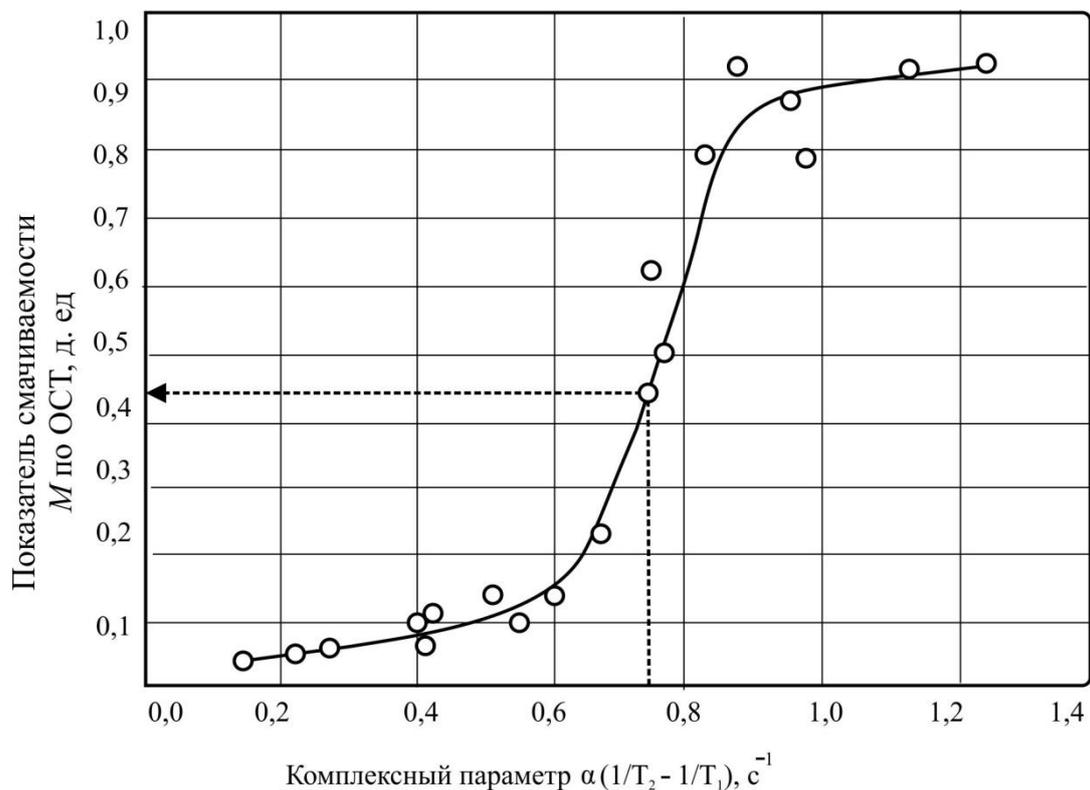


Рис. 8.5. Экспериментальный калибровочный график взаимосвязи комплексного релаксационного параметра $W = \alpha(1/T_2 - 1/T_1)$ и показателя смачиваемости M по ОСТ 30-180-85

Метод изометрической сушки образцов. Метод изометрической сушки или метод испарения образцов основан на изучении пленочного течения воды по гидрофобной и гидрофильной поверхностям пор. Сущность метода состоит в определении объема свободной воды, испарившейся из гидрофобизированного образца, и объема свободной воды, испарившейся из образца после устранения гидрофобизации. Сопоставление этих объемов позволяет определить коэффициент гидрофобизации как долю площади поверхности пор, занятую гидрофобным веществом:

$$\theta_n = (W_1 - W_2 / W_1), \quad (8.8)$$

где θ_n – коэффициент гидрофобизации; W_1 – объем свободной воды, испарившейся из гидрофильного образца; W_2 – объем свободной воды, испарившейся из гидрофобизированного образца.

Метод микрокалориметрии. Измерение теплоты смачивания, обусловленное адгезионным взаимодействием на границе «твердое тело–жидкость» составляет основу метода микрокалориметрии [73, 86]. В геологии данный метод используется довольно редко. Из-

мерив теплоту смачиваемости калориметрически, вычисляют удельную поверхность твердого тела по формулам:

$$S = \frac{Q_{\text{см}}}{Q_0}, \quad (8.9)$$

$$S_{\text{уд}} = \frac{Q_{\text{см}}}{Q_0 P'}, \quad (8.10)$$

где Q_0 – удельная теплота смачивания; $Q_{\text{см}}$ – теплота смачивания; P' – масса твердого тела.

Теплота смачивания гидрофильной поверхности водой больше теплоты смачивания органическими жидкостями. Теплота смачивания гидрофобных поверхностей органическими жидкостями больше теплоты смачивания водой и $Q_{\text{см. вод}} / Q_{\text{см. орг}} = \beta$.

Если $\beta > 1$, поверхность гидрофильная, если $\beta < 1$ – поверхность гидрофобная.

Метод адсорбции. В лабораториях НИИ нефтяного профиля используется метод адсорбции. Сущность метода адсорбции [9] состоит в сравнении величины адсорбции паров воды на гидрофобных и гидрофильных поверхностях породы.

Метод заключается в следующем: 3–5 г измельченной неэкстрагированной породы (кусочки 3 мм) помещают в бюксы (стаканчики для взвешивания), заранее откалиброванные, и ставят в климатическую камеру, где поддерживается определенная температура и влажность. Температуру в камере поддерживают постоянной 25 °С, а влажность меняют от 10 до 33 %. Перед каждым последующим увеличением влажности бюксы взвешивают. В конце опыта при достижении нужной влажности породу сушат в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянного веса. По полученным данным строят изотерму адсорбции паров воды на неэкстрагированной породе.

После этого породу экстрагируют в аппарате Сокслета сначала хлороформом, затем спиртом, выдерживают под парами воды и сушат в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянного веса. Образцы помещают в климатическую камеру и повторяют последовательные операции по адсорбции паров воды, как в первой части опыта. По полученным данным строят изотерму адсорбции паров воды на экстрагированной породе (рис. 8.6).

Применяя уравнение Брунауэра – Эммета – Теллера БЭТ [100] вычисляют емкость мономолекулярной адсорбции для экстрагированной a_0 и неэкстрагированной $a_{\text{нэ}}$ породы.

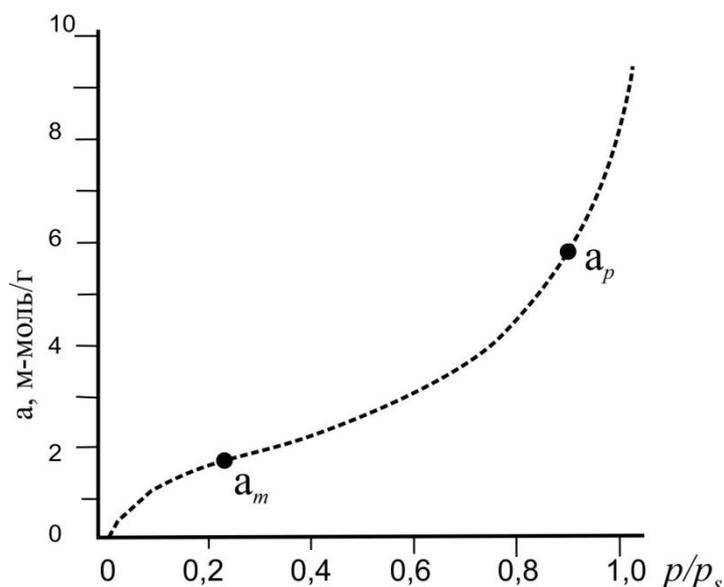


Рис. 8.6. Общий вид изотермы адсорбции: точка a_m характеризует завершение мономолекулярной адсорбции, точка a_p – начало капиллярной конденсации

Применяя уравнение БЭТ [100], вычисляют емкость мономолекулярной адсорбции для экстрагированной a_3 и неэкстрагированной $a_{н3}$ породы.

Пусть S_3 и $S_{н3}$ – площади, занимаемые монослоем адсорбированных молекул воды на экстрагированной S_3 и неэкстрагированной $S_{н3}$ породе соответственно, тогда:

$$S_3 - S_{н3} = S_n, \quad (8.13)$$

где S_n – площадь поверхности, занятая нефтью.

Отношение S_n / S_3 названо коэффициентом гидрофобности $K_{фб}$. Рассматриваемые площади можно заменить измеряемыми в опытах объемными величинами адсорбции, т. е. можно записать:

$$K_{фб} = (a_3 - a_{н3}) / a_3. \quad (8.14)$$

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте определение термина «смачиваемость».
2. Назовите пять основных методов определения смачиваемости. Какие параметры определяются ими?
3. Охарактеризуйте метод капиллярной пропитки.
4. Перечислите основные методы измерения краевого угла. Каковы их физические основы?

5. Что такое индекс смачиваемости Амотта – Гарвея и каковы его количественные критерии?
6. Каковы количественные критерии показателя смачиваемости по ОСТ 39-180–85?
7. Какие категории пород по смачиваемости выделяются в методе USBM и каковы их количественные критерии?
8. Назовите градации смачиваемости по показателю M . Как рассчитывается этот показатель?
9. Охарактеризуйте метод ЯМР с помощью капиллярной пропитки.
10. Что такое коэффициент гидрофобности, как он рассчитывается в методе изометрической сушки образцов?
11. Каковы физические основы метода адсорбции и как рассчитать коэффициент гидрофобности по этому методу?
12. Объясните физические основы определения смачиваемости методом микрокалориметрии. При каких значениях коэффициента β поверхность гидрофильная или гидрофобная?

9. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Гидродинамические исследования пластов уверенно можно относить к оперативным методам, которые позволяют устанавливать фильтрационные параметры резервуаров и пластов в зоне, удаленной от забоя скважины. Они имеют целью определить гидропроводность и пьезопроводность пласта и его проницаемость; подвижность нефти в пласте, его пористость [81] и другие характеристики пласта или гидрогеологического горизонта в зоне его дренирования. Определение фильтрационных параметров гидродинамическими методами менее точно по сравнению с лабораторными способами, но более оперативно при современных средствах передачи данных.

Проницаемость является одним из важнейших параметров, характеризующих потенциальные возможности продуктивного пласта.

В отличие от гидродинамических методов единственный прямой метод определения проницаемости – стандартный анализ керна дает информацию о проницаемости в редких отдельных точках пласта. Гидродинамические методы могут охватывать большой эффективный объем работающего пласта.

Гидродинамическими исследованиями скважин непосредственно проницаемость пласта не определяется. Ими определяют комплексный параметр – гидропроводность пласта [48] или коэффициент гидропроводности ε (9.1), который в системе СИ имеет размерность $\text{мм}^2 \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}$ или $\text{Д} \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}$ в системе СГС:

$$\varepsilon = \frac{k_{\text{пр}} h}{\mu}, \quad (9.1)$$

где $k_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта; μ – вязкость фильтрующегося флюида.

Используя выражение (9.1), расчетным путем получаем значение коэффициента проницаемости. Такую проницаемость иногда называют гидродинамической проницаемостью. Для расчета гидродинамической проницаемости необходимо знать вязкость фильтрующегося

флюида μ и толщину пласта h , по которой в пласте происходит фильтрация флюида. Определение толщины пласта h , в свою очередь, является довольно сложной задачей. Однако при соблюдении требуемых технологий исследований скважин проницаемость определяется с достаточной степенью достоверности [48].

Гидродинамическая проницаемость пласта $k_{пр}$ определяется по найденной гидропроводности и измеряется, следовательно, в тех же единицах, что и проницаемость, определенная лабораторными методами по керну:

$$k_{пр} = \frac{\varepsilon\mu}{h} . \quad (9.2)$$

Так как гидродинамические исследования позволяют определять проницаемость в условиях пласта в процессе фильтрации по нему флюидов, то она отражает условия пласта на момент замера.

Гидродинамические исследования скважин и пластов делятся на две основные группы: а) методы, основанные на промысловых измерениях дебитов и давлений при установившихся процессах фильтрации жидкостей и газов в пластах; б) методы, основанные на наблюдениях за изменениями дебитов и давлений во времени при неустановившихся процессах.

9.1. Определение проницаемости методом установившихся отборов

Сущность метода состоит в том, что в скважинах несколько раз изменяют режим работы и при установившемся режиме измеряют дебит и забойное давление [36]. По полученным данным строят индикаторную линию в прямоугольных координатах (рис. 9.1): на горизонтальной оси откладывают дебит, а на вертикальной – депрессии или забойные давления (для газовых скважин – разность квадратов пластового и забойного давлений). Реальные индикаторные диаграммы не всегда получаются прямолинейными (рис. 9.1, б).

Искажение индикаторной диаграммы указывает на характер фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта. Индикаторная линия 1 (рис. 9.1) соответствует линейному закону фильтрации и получается при исследовании высокопродуктивного пласта при сравнительно небольшой депрессии.

Если дренирование залежи отличается от водонапорного режима, то индикаторная линия всегда будет выпуклой по отношению к оси дебитов (кривая 2). Индикаторные линии для газовых скважин, построенные в координатах $Q - \Delta P^2$, чаще всего также выпуклы по отношению к оси дебитов. Искривление индикаторной линии в сторону оси ΔP (рис. 9.1, кривая 2) означает увеличение фильтрационных сопротивлений по сравнению со случаем фильтрации по закону Дарси. Этому могут быть три причины:

1. Превышение скорости фильтрации V в призабойной зоне пласта (ПЗП) критических скоростей $V_{кр}$, при которых линейный закон Дарси нарушен ($V < V_{кр}$);

2. Образование вокруг скважины области двухфазной фильтрации (нефть + газ) при $P_{заб} < P_{нас}$. Чем меньше $P_{заб}$, тем больше радиус кривизны;

3. Изменение проницаемости и раскрытости трещин в породе при перепаде внутрипластового давления вследствие изменения $P_{заб}$.

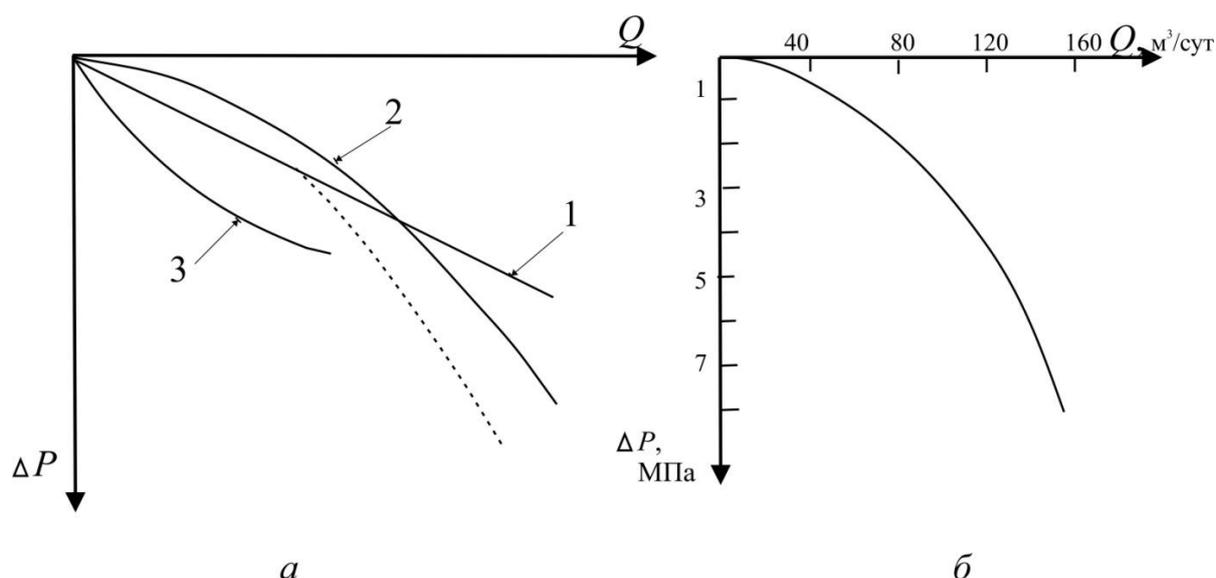


Рис. 9.1. Теоретические индикаторные кривые при фильтрации по пласту однофазной жидкости (а) и фактическая индикаторная кривая (б) скв. Юр-8, интервал 2 260–2 266 м

Индикаторная линия, вогнутая по отношению к оси дебитов, (кривая 3) получается в результате неправильных измерений забойных давлений и дебитов или под влиянием неустановившихся процессов в пласте, то есть при нелинейном законе фильтрации.

Искривление кривой в сторону оси Q (рис. 9.1, кривая 3) может быть объяснено главным образом браком (некачественные измерения)

при проведении исследований или неодновременным началом работы отдельных пропластков.

Для прямой индикаторной линии 1 уравнение притока имеет вид:

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) = K\Delta P, \quad (9.3)$$

где Q – дебит скважины, т/сут; $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}$ – пластовое и забойное давление в Па, МПа (кгс/см²); K – коэффициент продуктивности, т/сут·Па.

Искривленная индикаторная линия соответствует квадратичному закону фильтрации и описывается следующими уравнениями:

для жидкости:

$$\Delta P = AQ + bQ^2; \quad (9.4)$$

для газа

$$\Delta P^2 = AQ + bQ^2. \quad (9.5)$$

Это уравнение параболы второй степени, которую можно преобразовать в прямую, например для жидкости:

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + bQ. \quad (9.6)$$

где A и b – коэффициенты, постоянные для данной нефтяной или газовой скважины.

При малых скоростях фильтрации второй член справа уравнения настолько мал, что можно записать:

$$\frac{\Delta P}{Q} = A. \quad (9.7)$$

При сравнении уравнений (9.3)–(9.5) следует, что

$$A = \frac{1}{K}. \quad (9.8)$$

В соответствии с уравнениями (9.4) и (9.5) индикаторную линию 2 (рис. 9.1) перестраивают в координатах $\Delta P/Q$ и Q , и таким образом она выпрямляется (рис. 9.2). Отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат, соответствует A . Тангенс угла наклона этой линии равен коэффициенту b .

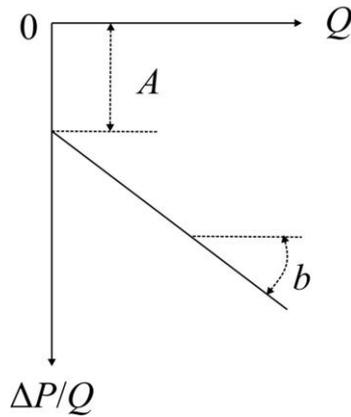


Рис. 9.2. Кривая зависимости Q от $\Delta P/Q$

Для определения коэффициента проницаемости и других параметров фильтрации по данным исследования скважин на приток используется прямолинейный участок индикаторной линии, по которому находят коэффициент продуктивности.

Вместе с тем из уравнения Дюпюи для радиального установившегося притока однородной жидкости в скважину следует:

$$Q_{об} = \frac{2\pi k_{пр} h \varphi (P_{пл} - P_{заб})}{b \mu \ln \frac{R}{r_c}}, \quad (9.9)$$

где $Q_{об}$ – дебит скважины, $м^3/с$; $k_{пр}$ – проницаемость пород пласта, $м^3$; h – толщина пласта, $м$; $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – пластовое и забойное давления, $Па$; b – объемный коэффициент (величина безразмерная); μ – вязкость жидкости, $Па \cdot с$; R и r_c – радиус контура питания и скважины соответственно, $м$ (обычно R принимают равным половине расстояния между скважинами).

На предприятиях по добыче нефти производительность скважин определяется в $т/сут$.

Если в формуле (9.9) производительность Q представить в $т/сут$ ($Q_{вс} = Q_{об} \rho$, где ρ в $т/м^3$), проницаемость $k_{пр}$ в Дарси ($1 Д = 10^{-12} м^2$), вязкость μ , в пуазах ($1 П = 0,1 Па \cdot с$), пластовое и забойное давления в мегапаскалях ($1 МПа = 10^6 Па$), то после некоторых математических преобразований формула (9.9) примет вид

$$Q_{вс} = \frac{0,236 k_{пр} \rho h \varphi \Delta P}{b \mu l g \frac{R}{r_c}}. \quad (9.10)$$

Из этой формулы определяют проницаемость:

$$k_{\text{пр}} = \frac{4,24 Q b \mu \lg \frac{R}{r_c}}{\rho h \varphi \Delta P} = \frac{4,24 K b \mu \lg \frac{R}{r_c}}{\rho h \varphi}, \quad (9.11)$$

где $K = Q / \Delta P$ – коэффициент продуктивности.

$$\text{Размерности } [K] = \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \times \text{МПа}}; \quad \frac{\text{т}}{\text{сут} \times \text{МПа}}; \quad \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \times \text{кгс/см}^2};$$

$$\frac{\text{т}}{\text{сут} \times \text{кгс/см}^2}.$$

В литературе обозначение коэффициента продуктивности можно встретить через греческую букву η .

9.2. Определение проницаемости методом неустановившихся отборов

Метод неустановившихся отборов включает два вида исследований скважин: метод восстановления давления и метод гидропрослушивания скважин, позволяющих с высокой достоверностью определять фильтрационные свойства пород-коллекторов.

Метод восстановления давления основан на фиксации распределения давления в залежи после нарушения режима работы скважины [36]. При нарушении режима работы скважин ее исследуют прослеживанием скорости подъема уровня жидкости в нефонтанирующей скважине после ее остановки и методом прослеживания скорости восстановления забойного давления в фонтанной скважине после ее остановки. При этом получают данные о восстановлении давления ΔP и времени t его восстановления (рис. 9.3).

Построенный таким образом график восстановления давления будет иметь прямолинейный участок. Угловым коэффициентом i , отсекаемый продолжением прямолинейного участка на оси ординат, количественно равен тангенсу угла наклона прямолинейного участка к оси времени:

$$\text{tg } i = Q \mu / (4 \pi k_{\text{пр}} H_{\text{эф}}). \quad (9.12)$$

Преобразуя формулу (9.12), получим:

$$k_{\text{ип}} = \frac{2,3Q\mu}{4\pi H_{\text{эф}} \text{tg } i}, \quad (9.13)$$

где Q – дебит скважины до остановки; μ – вязкость нефти в пластовых условиях; $H_{\text{эф}}$ – эффективная толщина пласта; $\text{tg } i$ – тангенс угла наклона прямолинейного участка к оси времени.

$$\text{tg } i = (P_2 - P_1) / (\lg t_2 - \lg t_1). \quad (9.14)$$

Для определения $\text{tg } i$ на прямолинейном участке кривой (рис. 9.3) выбираются две точки с координатами $\Delta P_1, \lg t_1$ и $\Delta P_2, \lg t_2$ и определяется угловой коэффициент прямой.

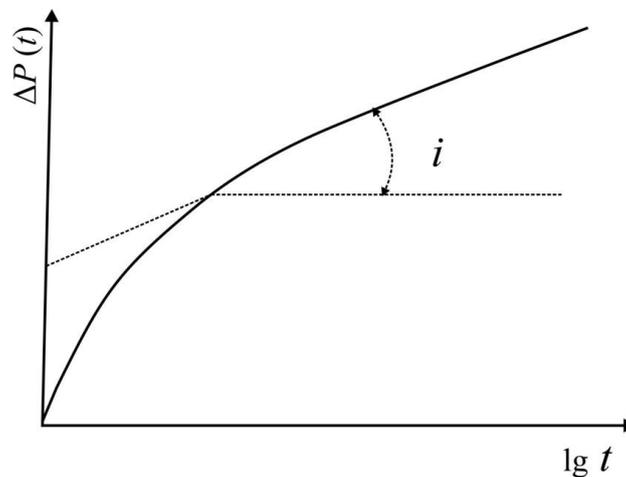


Рис. 9.3. Кривая восстановления давления

По кривым восстановления давления кроме проницаемости рассчитывают гидропроводность, проводимость, подвижность, пьезопроводность.

9.3. Метод гидропрослушивания

Метод гидропрослушивания заключается в наблюдении пластового давления или статического уровня в простаивающих (реагирующих) скважинах, происходящим при изменении отбора жидкости из соседних (возмущающих) скважин, пробуренных на один и тот же пласт. Скорость реагирования скважины в процессе прослушивания пласта зависит от типа пористости пласта-коллектора и физико-химических характеристик жидкости, интенсивности создаваемого импульса воздействия на пласт.

При увеличении или уменьшении отбора жидкости из возмущающей скважины на ΔQ или при длительной эксплуатации с новым постоянным дебитом произойдет изменение давления в соседних (реагирующих), скважинах. В различные моменты времени изменение давления в реагирующей скважине подчинено уравнению:

$$\Delta P = \frac{Q\mu}{4\pi k_{\text{пр}} H_{\text{эф}}} E_i \left(-\frac{R^2}{4\pi t} \right), \quad (9.15)$$

где ΔP – изменение давления в реагирующей скважине; μ – вязкость пластовой нефти; $k_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта; $H_{\text{эф}}$ – эффективная мощность пласта; E_i – экспоненциальная функция; R – расстояние от возмущающей до реагирующей скважины; t – время, прошедшее после изменения отбора в возмущающей скважине.

Данный метод позволяет определить фильтрационные характеристики залежи. Они могут быть определены на разных расстояниях между возмущающими и реагирующими скважинами. Можно установить гидродинамическую связь между нефтяной и законтурной частями залежи; выявить связь между отдельными частями залежи или отдельными скважинами.

Кроме того, разновидность метода – метод самопрослушивания путем снятия кривых восстановления давления в остановленных скважинах за длительное время – позволяет определять параметры пласта в удаленных участках и выклинивания пласта или его замещения; границы залежи.

Гидродинамические исследования проведены на Юрубчено-Тохомском месторождении для трещинного карбонатного коллектора рифея. В результате были получены принципиальные данные, которые в дальнейшем легли в основу технологической схемы разработки месторождения. Установлено, что продуктивный горизонт РІ-2 в окрестностях скважины Юр-5 является единой гидродинамической системой. Участие матрицы горизонта-коллектора в фильтрации флюида методами гидропрослушивания не выявлено, что принципиально важно для построения гидродинамической модели юрубченской залежи Юрубчено–Тохомского месторождения.

9.4. Сравнение результатов гидродинамических методов с лабораторными и геофизическими методами на примере карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения

Юрубчено-Тохомское газоконденсатное месторождение расположено в центральной части Байкитской нефтегазоносной области. Коллектор трещинного типа, так как коэффициент открытой пористости матрицы не превышает 2,5 %, а в среднем составляет 1 %.

Получить надежные данные о фильтрационно-емкостных свойствах трещиноватого пласта можно только комплексом методов гидродинамических исследований скважин. Имеются следующие факторы, осложняющие гидродинамические исследования нефтяных объектов месторождения: 1) дефицит пластового давления относительно условного гидростатического на 2–3 МПа; 2) давление насыщения нефти газом ниже пластового около 2,5 МПа; 3) большое содержание газа в нефти, достигающее $195 \text{ м}^3/\text{м}^3$; 4) субвертикальная ориентация 70–90 % трещин, продолжающихся из нефтяной в газо- и водонасыщенные части пласта, то есть отсутствие изоляции нефтяной части пласта; 5) очень быстрые изменения давлений и необходимость регистрации малых их перепадов, не фиксируемых серийными глубинными приборами [74].

По комплексу гидродинамических исследований средние значения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород-коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения следующие:

- раскрытость трещин 54 мкм;
- пустотность 0,436 %;
- коэффициенты проницаемости от 0,024 до 2,68 мкм²;
- густота трещин 65 на метр.

По пяти скважинам проанализированы кривые восстановления давления (КВД). Для этих скважин определены величины гидропроводности и коэффициентов проницаемости в призабойной (ПЗП) и удаленной зонах пласта (УЗП), что позволило определить также значения пьезопроводности пласта (табл. 9.1).

Обработка кривых в координатах $\Delta P - \lg t$, выполнена с тем, чтобы определить тип коллектора, доли трещинно-кавернозной и поровой емкости в общей полезной емкости. Полученные типы КВД приведены на рис. 9.4.

Кривые восстановления давления, состоящие из двух пересекающихся прямых, позволяют для трещинного типа коллектора коли-

чественно определить доли емкости трещин и каверн (пор) по формуле вида:

Таблица 9.1

Результаты обработки КВД в координатах $\Delta P - \lg t$ [74]

№ скв.	Гидропроводность, $\text{мкм}^2\text{см}/\text{МПа}\cdot\text{с}$		Проницаемость, мкм^2		Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	
	ПЗП	УЗП	ПЗП	УЗП	ПЗП	УЗП
8	11,72	146,07	0,039	0,492	90,4	1 126,8
14	14,78	332,65	0,024	0,529	189,3	4 258,2
16	1,49	6,57	0,003	0,011	13,6	60,0
50	59,78	152,11	0,242	0,616	884,1	2 249,4
4-Вд*	14,23	183,08	0,034	0,437	104,8	1 348,2

*Скв. 4 Вэдрэшевской площади в Байкитской НГО

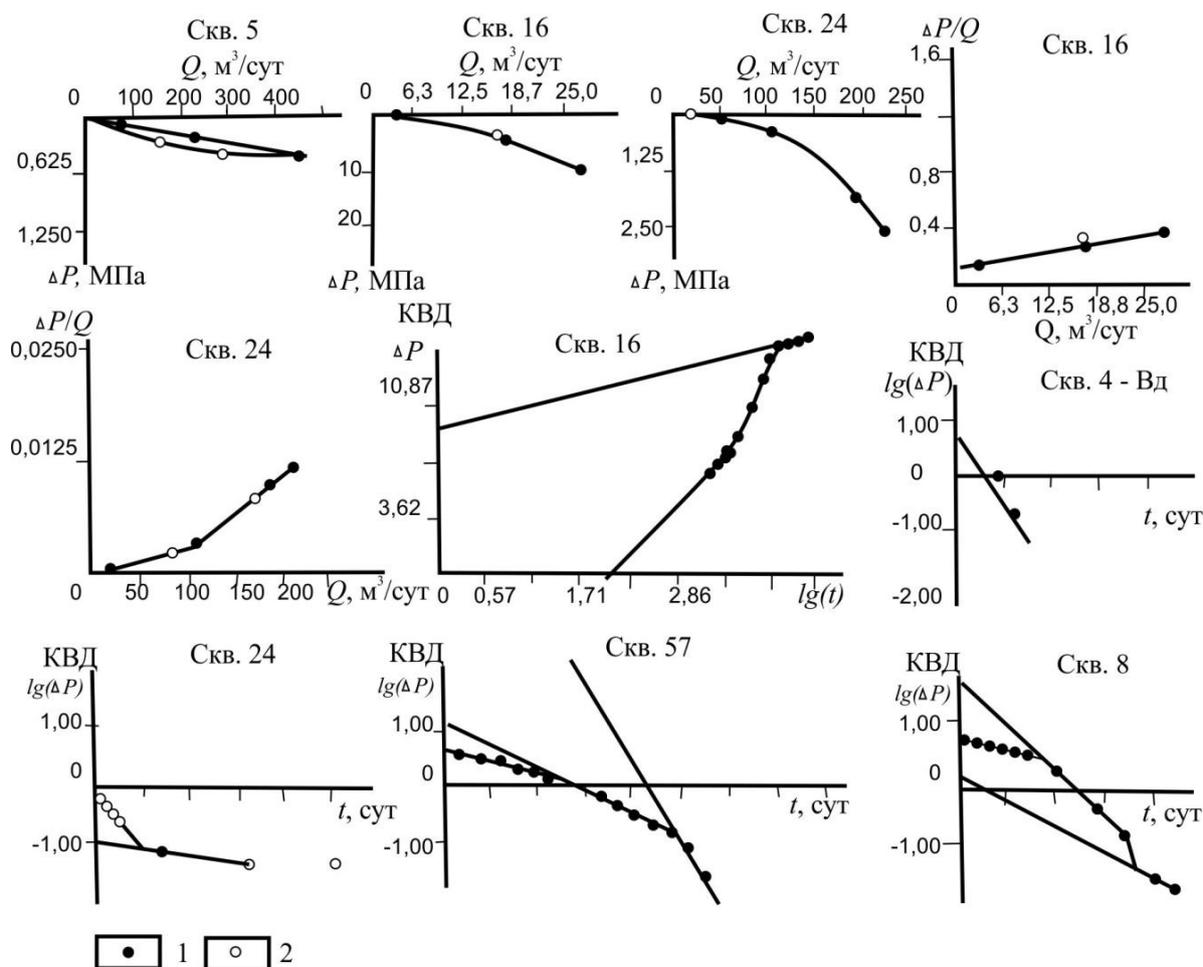


Рис. 9.4. Кривые восстановления давления в трещинных коллекторах рифея Юрубчено-Тохомского месторождения [74]: 1 – прямой ход; 2 – обратный

$$\frac{K_{п.т}}{K_0} = \frac{1}{1 + \frac{\operatorname{tg} \alpha_2}{\operatorname{tg} \alpha_1} \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1 - \Delta P_2}}, \quad (9.16)$$

где $\operatorname{tg} \alpha_1$ и $\operatorname{tg} \alpha_2$ – тангенсы углов пересечения прямых с осью абсцисс; ΔP_1 и ΔP_2 – отрезки, отсекаемые на оси ординат прямыми при $t = 0$; K_0 – емкость по керну.

Доля каверновой (поровой) емкости оценена как

$$\frac{K_{п.п}}{K_0} = 1 - \frac{K_{п.т}}{K_0}. \quad (9.17)$$

Проведенные таким путем расчеты показали, что трещинная емкость преобладает, а ее абсолютные значения близки к единице.

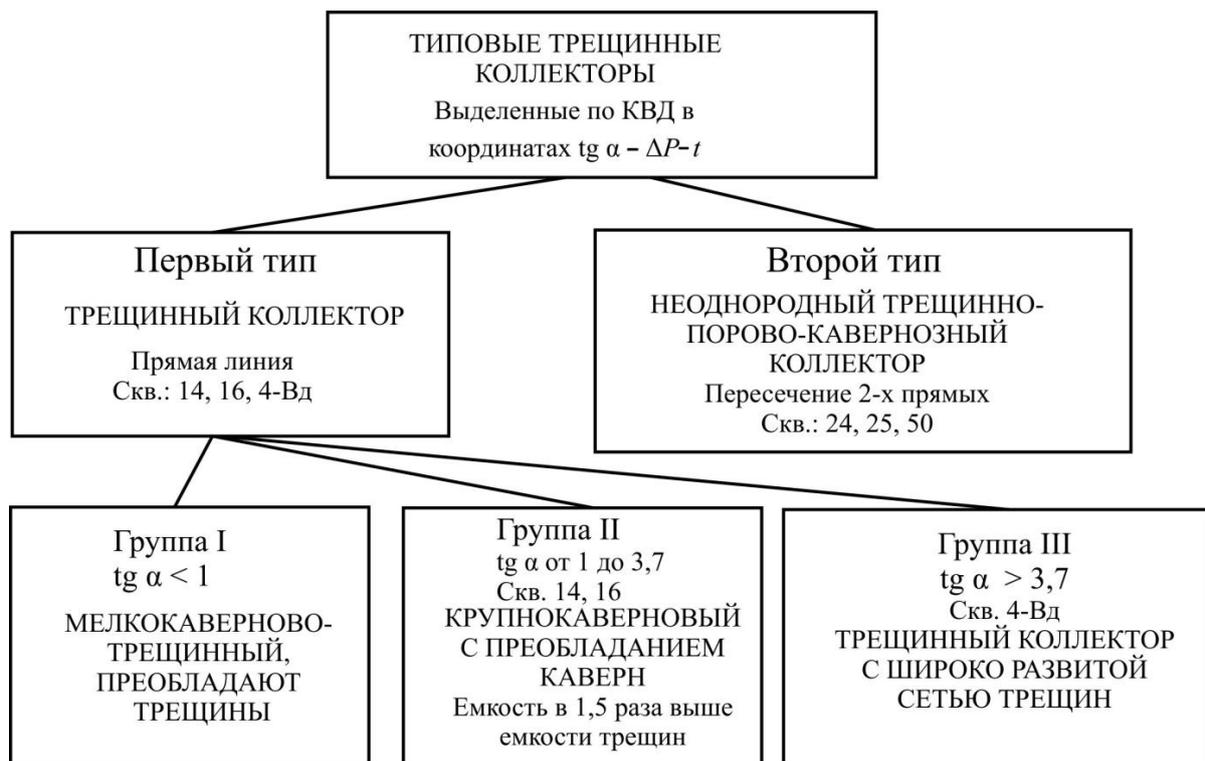


Рис. 9.5. Типы трещинных коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения по гидродинамическим данным [74]

Анализ КВД позволил выделить три группы кривых (рис. 9.5):

I – $\operatorname{tg} \alpha < 1$ – характерен для мелкокаверново-трещинных коллекторов, где часть емкости связана с кавернами, но основная фильтрация идет по трещинам;

II – $\text{tg } \alpha$ от 1,0 до 3,7 – это крупнокаверново-трещинный тип коллекторов, когда емкость преимущественно связана с крупными кавернами, соединенными трещинами, емкость каверн в 1,5 раза выше емкости трещин;

III – $\text{tg } \alpha > 3,7$ – это трещинный тип коллектора, где вся фильтрация и основная доля емкости связана с трещинами, а доля емкости редких каверн по ходу трещин не превышает 20 % от общей емкости.

В пределах Юрубчено-Тохомского месторождения к группе II относятся коллекторы, вскрытые скважинами 14, 16 ($\text{tg } \alpha$ от 1,45 и 2,05), а к группе III – скв. 4-Вд ($\text{tg } \alpha > 6,75$). Аналоги группы I не обнаружены.

Сопоставление значений фильтрационно-емкостных свойств, полученных разными методами (табл. 9.2), показывает, что они значительно выше по данным гидродинамических исследований, что объясняется отсутствием керн из наиболее продуктивных участков пласта.

Непредставительность керн (его полное отсутствие из наиболее эффективных по притоку интервалов) привела к определению емкостных параметров трещин в основном методами гидродинамики.

Сопоставление приведенных данных, полученных полным комплексом исследования пород-коллекторов рифея, позволяет обосновать фильтрационно-емкостные параметры исключительно сложного по своему строению коллектора.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие гидродинамические методы, позволяющие определить пористость и проницаемость пласта, применяют в скважинах?
2. Какие могут быть формы индикаторных кривых?
3. Какой режим в скважинах называют установившимся и каковы характеристики пласта, которые определяют при этом режиме?
4. Напишите и объясните уравнение Дюпюи.
5. Объясните физический смысл метода гидропрослушивания, каковы геологические задачи, решаемые этим методом?
6. Какие параметры фильтрационных и емкостных свойств пласта изучают гидродинамическими методами?
7. Что такое метод восстановления давления? На фиксации каких параметров на скважине он основан?
8. В виде какого графика обобщаются результаты исследований восстановления давления?

Таблица 9.2

**Сопоставление физических и емкостных параметров продуктивных пластов рифея
Юрубчено-Тохомского месторождения различными методами
(скв. Юр-5, 7, 8, 14, 16, 22, 24, 25, 31, 46, 50, 57, 64, 61, 4-Вд)**

K _{п. откр.} , %	K _{п. абс.} , %	K _{п. общ.} , %	K _{п.т. откр. совер. скв.} , %*	K _{п.т. полн.} , %**	Раскры- тость трещин, мкм	Микротрещины		Макротрещины	
						K _{пр.} , мкм ²	K _{п.п.} , %	K _{пр.} , мкм ²	K _{п.п.} , %
ГИС			Гидродинамические исследования			Лабораторные исследования керна			
–	–	–	–	–	102,04	0,063	0,02	0,0110	0,040
0,88	1,40	–	–	–	24,73	0,024	0,07	0,0405	0,149
1,51	2,91	–	0,34	0,41	52,23	0,028	0,02	0,0472	0,174
1,51	2,91	–	0,30	–	–	0,020	0,06	0,0338	0,124
0,89	1,55	2,00	0,50	0,52	76,84	0,013	0,04	0,0230	0,086
0,76	0,73	3,51	0,29	–	14,62	0,010	0,03	0,0175	0,065
1,02	1,44	–	0,13	0,14	20,57	–	–	–	–
0,24	1,05	–	0,33	0,35	51,12	–	–	–	–
0,93	1,48	2,18	0,65	0,83	99,33	–	–	–	–
0,67	1,56	1,48	0,63	0,73	94,40	0,016	0,05	0,0270	0,102
1,10	1,50	–	–	–	–	–	–	–	–
0,48	1,32	–	0,18	–	17,74	–	–	–	–
0,41	1,15	–	0,50	0,52	77,15	0,042	0,06	0,0718	0,121
0,46	0,96	–	0,27	0,29	41,22	–	–	–	–
0,41	1,03	–	0,25	0,26	37,73	–	–	–	–
–	–	5,43	0,26	0,29	40,36	–	–	–	–
–	–	4,01	0,28	–	42,64	–	–	–	–
0,65	1,19	2,93	0,44	0,46	67,70	0,020	0,06	0,0347	0,128

* K_{п.т. откр. совер. скв.} – коэффициент открытой трещинной пористости, определенный в совершенной скважине; ** K_{п.т. полн.} – коэффициент полной (общей) трещинной пористости

10. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ФЛЮИДОВ

В пластовых условиях флюиды представлены нефтью, газом и водой. Ими в различных соотношениях и обусловлена продукция скважин. При снижении давления и температуры в промысловых сепараторах из газа выпадает сырой конденсат. Он представляет собой жидкость, которую впоследствии дегазируют и получают стабильный конденсат ($C_5H_{12+выс}$). Соотношение нефти, газа и воды зависит от соотношения их в пласте, условий нахождения в резервуаре, условий отбора.

Получение качественной глубинной пробы обеспечивается правильным выбором и технологией подготовки скважины к отбору, зависящей от режима работы конкретного месторождения и скважины, структурно-тектонического строения ловушек. Необходимо применение такого типа пробоотборника, который может сохранить компонентный состав пробы для исследования PVT (pressure – volume – temperature) свойств [33, 54]. Особенно внимательно следует подходить к выбору скважин на месторождениях, имеющих большое количество геологических нарушений большой амплитуды, которые могут расчленить залежь на ряд самостоятельных объектов с нефтями и газами, отличными по своим характеристикам [83], и месторождениям с большим этажом продуктивности.

Отбор глубинных проб нефти и пластовой воды производится после получения данных по пластовой температуре и давлению в точке отбора пробы. Эти данные определяются глубинными термометрами и манометрами. Знание пластового давления и температуры необходимо для того, чтобы при лабораторных исследованиях глубинных проб поддерживать в аппаратуре термобарические условия залегания нефтяного пласта [83].

10.1. Категории проб флюидов по информативности

Поверхностные и глубинные пробы отбираются из интервалов залегания продуктивных пластов в опорных, параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах. При необходимости пробы флюидов отбираются и из специальных скважин (нагнетательные, наблюдательные и др.). Пробы необходимы для последующих лабораторных определений ФЕС и состава пластовых флюидов, используемых при составлении геологических проектов последующих этапов, проектов на бурение, подсчете запасов, составлении проектов разведки и разработки, технологических схем разработки месторождений и их обустройства, а также в целях контроля за опытно-промышленной и промышленной разработкой.

По информативности пробы флюидов разделяются на три категории: представительный образец пластового флюида, представительная глубинная проба пластовой нефти, представительная глубинная проба пластовой воды. Приведем понятия этих терминов согласно отраслевому стандарту ООО «РМНТК» [83] с некоторыми изменениями.

Представительный образец пластового флюида – это такой объем пробы, при отборе которого можно надежно и однозначно определить состав и свойства насыщающих пласт флюидов и их смесей.

Представительная глубинная проба пластовой нефти – это газонефтяная смесь, отобранная в потоке с однофазным состоянием смеси в скважине.

Представительная глубинная проба пластовой воды – это газоводяная смесь, отобранная по стволу работающей пластовой водой скважины, с сохранением компонентного состава.

Представительной пробой нефти для рекомбинирования (смешивания) считается нефть, отобранная под давлением в транспортный контейнер из сепаратора или с устья скважины, работающей на установившемся режиме. Пробы газа для смешивания отбирают из тех же мест, что и пробы нефти, под давлением. Пробы и нефти, и газа должны быть отобраны в достаточных количествах.

10.2. Условия отбора глубинных проб флюидов

Выбор методики отбора глубинных проб нефти прямо зависит от режима работы пласта.

Различают три основных режима работы пласта [83], при которых чаще всего производят отбор глубинных проб нефти из скважин.

1. Упруго-водонапорный режим, когда пластовое и забойное давления выше давления насыщения ($P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}} < P_{\text{заб}}$).

В этом случае на забой скважины поступает и на определенную высоту поднимается пластовая нефть в однофазном состоянии.

2. Упруго-водонапорный режим, когда забойное давление ниже давления насыщения, а давление насыщения ниже пластового давления ($P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}} > P_{\text{заб}}$).

На забой поступает нефть в двухфазном состоянии, но выделение свободного газа происходит только в призабойной зоне пласта.

3. Режим растворенного газа, когда забойное и текущее пластовое давление ниже давления насыщения независимо от того, в какой степени проявляются упруго-водонапорные силы ($P_{\text{пл}} < P_{\text{нас}} > P_{\text{заб}}$).

При этом режиме на забой скважины поступает нефть в двухфазном состоянии, но свободный газ выделяется не только в самой призабойной зоне, но и в более удаленных от скважины зонах пласта, а от величины снижения давления ниже давления насыщения зависит состав газа газонефтяной смеси в призабойной зоне и скважине.

Отбор глубинных проб нефти из скважин, когда пластовое давление выше давления насыщения, а давление насыщения ниже забойного давления ($P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}} < P_{\text{заб}}$) является наиболее простым и надежным. При таких соотношениях давлений в пласте и скважине пробы отбираются в однофазной зоне потока качественные, совпадение результатов анализа параллельно отобранных проб достаточно удовлетворительное.

Когда давление насыщения близко к давлению на забое или в месте отбора пробы, скважины переводят на несколько пониженный дебит для того, чтобы уменьшить депрессию на пласт и тем самым повысить забойное давление на величину, обеспечивающую однофазность газонефтяного потока и, как следствие, качественный отбор пробы.

Отбор глубинных проб нефти, когда пластовое давление выше давления насыщения, а забойное давление ниже давления насыщения ($P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}} > P_{\text{заб}}$) более сложный, так как образующаяся вокруг скважины воронка депрессии состоит из двух областей:

а) области двухфазного состояния нефти с перепадом давления ($\Delta P = P_{\text{нас}} - P_{\text{заб}}$);

б) области однофазного состояния нефти с перепадом давления ($\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}$).

Когда режим растворенного газа еще существенно не развит и отмечается только в непосредственно прилегающей к скважине зоне, отбор глубинных проб возможен. На время отбора пробы необходимо изменить режим работы скважины таким образом, чтобы давление в призабойной зоне ($P_{заб}$) оказалось немного выше начального давления насыщения ($P_{нас}$), и отработать пласт на этом режиме, пока из призабойной зоны не будет извлечен объем нефти, поддающийся оценочному расчету.

Отбор глубинных проб нефти при пластовом давлении ниже давления насыщения. Если давление в нефтяном пласте в процессе разработки оказывается меньше начального давления насыщения ($P_{пл} < P_{нас} > P_{заб}$), в пласте развивается режим растворенного газа.

Необходимо иметь в виду, что из пласта, который работает на развитом режиме растворенного газа, отбирать качественные глубинные пробы нефти, отвечающие первоначальному состоянию в пласте, **практически невозможно**. Поэтому в таких ситуациях на основе наиболее достоверных проб лучше создать математическую модель пласта с последующим расчетом на глубину залегания той или другой точки пласта [83]. Такие пробы, как правило, бракуют.

Если все-таки пробу необходимо отобрать, то потребуется кратковременная остановка скважины перед отбором пробы, что позволит отобрать однофазную пробу на забое скважины при текущих термобарических условиях. Давление насыщения такой пробы должно соответствовать забойному давлению ($P_{нас} \approx P_{заб}$).

Ранее мы рассмотрели условия отбора проб в работающих скважинах. Однако на промыслах и месторождениях, ожидающих ввода в разработку, часты случаи, когда скважины простаивают длительное время. Эта ситуация сейчас характерна для многих месторождений Красноярского края.

Отбор проб нефти из остановленных скважин. В остановленной на длительное время скважине газонефтяной столб в фонтанных трубах разделится на две фазы. Газовая фаза займет верхнюю часть трубы, жидкая – нижнюю часть. Теоретически нефть и газ в ствол скважины могут поступать из пласта весь период времени восстановления давления на устье. Практически на скважине с большим газовым фактором ощутимый приток нефти и газа продолжается 2–3 ч [83].

Отбор глубинных проб нефти из остановленных скважин осложняется изменением содержания газа в нефти по стволу скважины. Однако после установления термодинамического равновесия нефти

и газа по стволу скважины в верхних слоях оказывается нефть более тяжелая, чем находящаяся на забое насыщенная газом нефть. Кроме того, с глубиной температура нефти повышается согласно геотермическому градиенту. Первый и второй факторы создают весьма неуравновешенную систему, при которой более тяжелая нефть стремится опуститься, а легкая – подняться кверху, т. е. создаются гравитационные противотоки. Во время такого движения нефть, лишенная газа, соприкасается с нефтью, насыщенной газом, – происходит газообмен. При длительной остановке скважины содержание газа в нефти по стволу должно практически выравниваться и постепенно уменьшаться, т. е. нефть, находящаяся как у устья, так и на забое, практически будет лишена части растворенного ранее в ней газа.

О качестве глубинной пробы можно судить по величине давления насыщения $P_{\text{нас}}$ флюида и пластового давления $P_{\text{нас}} \approx P_{\text{пл}}$.

10.3. Отбор проб из нефтяных скважин

Отбор глубинных проб нефти автономными глубинными пробоотборниками возможен при наличии однофазного потока в зоне спуска пробоотборника. Следовательно, должно быть превышение давления в зоне отбора проб над давлением начала выделения газа из нефти [83].

При подготовке к отбору глубинных проб скважину обязательно необходимо перевести на работу по лифтовым трубам.

После отработки скважины на установившемся режиме (не менее 3-кратного объема скважины) необходимо спустить глубинные манометр и термометр, замерить давление и температуру по стволу скважины. Замеры начинают от верхних отверстий перфорации с шагом 50 м на высоту 500 м от первой точки. Далее требуется определить наличие или отсутствие водяного столба на забое скважины и положение ВНК и ГНК.

При отсутствии воды после отстоя выпущенной из пробоотборника пробы, продолжать отбор глубинных проб с той же глубины в количестве 3–4 пробоотборников.

При наличии в отобранной пробе воды в объеме более 5 % глубину отбора проб следует уменьшить, не выходя из зоны однофазного потока.

После извлечения пробоотборников из скважины и визуального осмотра для проверки герметичности всех уплотнений следует опре-

делить идентичность отобранных проб по величине давления в приемной камере пробоотборника. После проверки качества глубинных проб проверить герметичность приемных камер и подготовить их к транспортировке.

В условиях инфраструктурной неразвитости территорий Восточной Сибири пробы лучше перевести в транспортные контейнеры.

При отсутствии зоны однофазного потока в скважине и при газовом факторе более $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$ необходимо в дополнение к глубинной пробе отбирать пробы нефти и газа в процессе восстановления давления. Это связано с конструктивными особенностями испытателей пластов, имеющих глубинный пробоотборник.

Отбор проб нефти и газа для получения качественной модели пластовой нефти производят в случае невозможности по техническим причинам отобрать представительные глубинные пробы.

В случае когда нет уверенности в наличии по стволу скважины зоны однофазного потока пластового флюида, следует дублировать глубинные пробы отбором проб на этом же режиме работы скважины.

Пробы нефти и газа следует отбирать с устья скважины под давлением при обязательном условии стабильности режима работы скважины.

Проба нефти последовательно отбирается в 3 контейнера поршневого типа без потери растворенного в нефти газа, для чего в процессе отбора ведется постоянный контроль за давлением в контейнере по образцовому манометру. Перепад давления не должен превышать 0,1–0,2 МПа в течение всего процесса отбора.

Поверхностные пробы продукции скважины. На каждом режиме работы скважины при ее испытании при обязательном условии стабилизации устьевых параметров – следует с устья – до штуцера отобрать в 2–3 стеклянные бутылки (емкостью 0,5 л) пробы нефти, заполняя емкость на $3/4$ объема, для лабораторного определения количества механических примесей и воды в продукции скважины [25].

На последнем режиме испытания отобрать нефть в объеме 10 л в канистру или другую емкость для проведения полного лабораторного анализа.

На последнем режиме испытания также отобрать с устья и пробы газа в количестве 2–3 бутылок, заполняя емкость на $4/5$ объема. В качестве запирающей жидкости использовать насыщенный раствор хлористого натрия NaCl. Отбирать, хранить и транспортировать пробы рекомендуется горлышком бутылки вниз.

Если при работе скважины фиксируется поступление воды, из сепаратора необходимо отобрать пробы воды в количестве 6 бутылок по 0,5 л. Бутылки предварительно тщательно моют и ополаскивают не менее 3 раз отбираемой на анализ водой.

Бутылки закупорить резиновыми или пластмассовыми пробками, предварительно тщательно вымытыми и ополоснутыми исследуемой водой. Под резиновую пробку необходимо подложить тонкий полиэтилен, так как пластовые хлоридные кальциево-магниевые рассолы очень агрессивны к резине.

На месте отбора пробы определить температуру воды и кислотность pH , окислительно-восстановительный потенциал Eh . Анализ неустойчивых компонентов: карбонат иона CO_3^{2-} , гидрокарбонат иона HCO_3^- , иона аммония NH_4^+ – рекомендуется выполнить без предварительной обработки воды не позднее, чем через 2 ч после отбора пробы.

10.4. Отбор проб из водяных скважин

Глубинные пробы пластовой воды отбираются из непереливающей водяной скважины с чистой продукцией после восстановления высоты столба воды в скважине до статического уровня. Для получения чистой продукции в стволе из скважины извлекается продукция не менее двух объемов скважины. Постоянство химического состава воды в скважине можно определить также по замерам содержания иона хлора Cl^- в ней.

Глубинными пробоотборниками отбираются 6 проб сверху вниз по стволу скважины с шагом 200–500 м, заканчивая границей верхних отверстий перфорации.

Каждая глубинная проба после подъема дегазируется путем постепенного снижения давления в пробоотборнике с замером объемов выделившегося газа и дегазированной воды и отбором проб газа и воды для последующих лабораторных исследований.

После извлечения пробоотборника на поверхность из него выпускается газ с замером его объема и отбором проб газа в начале, середине и в конце выпуска, и соответственно маркируются емкости с отобранными пробами. Количество проб газа составит 3–5 бутылок.

Отбор проб воды из переливающей скважины производится по стандартной методике. Количество проб зависит от задач, поставленных перед опробованием, и видов планируемых анализов.

При необходимости проведения лабораторных исследований при пластовых условиях необходимо отобрать глубинные пробы в количестве 3–4 пробоотборников в зоне кровли пласта, замерить давление и температуру в точке отбора проб.

10.5. Определение величины давления отобранной глубинной пробы нефти

До начала определения величины давления отобранной глубинной пробы требуется выдержать приемные камеры для выравнивания температуры отобранных проб с температурой окружающей среды.

Процесс определения величины давления осуществляется следующим образом. Навернуть нижнюю переводную головку с приоткрытым вентилем на приемную камеру. Полость над клапаном необходимо предварительно заполнить соленой водой. Воздух и излишки воды выпустить через вентиль переводной головки и закрыть вентиль.

Переводную головку подсоединить капилляром высокого давления к жидкостному насосу с контрольным манометром. Систему «насос – капилляр» заполнить соленой водой. Пробоотборник закрепить вертикально, переводной головкой вниз. Поднять давление в системе «насос – капилляр» до величины $0,5 P_{пл}$. Проверить герметичность соединений. Плавно открыть вентиль переводной головки. Штоком переводной головки приподнять клапан приемной камеры пробоотборника. Давление, которое покажет манометр, и будет давлением отобранной пробы при температуре окружающей среды.

Пробы считаются идентичными, если расхождение величин давлений в пробах, отобранных с одной глубины, не превышает 5 %.

Обратным ходом штока переводной головки до упора посадить клапан приемной камеры на место. Снизить давление в системе «насос – капилляр – переводная головка» до атмосферного давления. Отсоединить приемную камеру от переводной головки.

10.6. Разгазирование глубинной пробы нефти

Глубинные пробы нефти и воды всегда насыщены газом, растворенным в ней. Для ориентировочного определения величины содержания газа, отбора проб растворенного газа, выяснения наличия свободной воды в точке отбора пробы глубинная проба нефти или во-

ды из водяной скважины дегазируется путем снижения давления в приемной камере пробоотборника и перевода свободно выделяющегося газа через переводную головку по шлангу непосредственно в приемную колбу. Схема отбора газа из глубинного пробоотборника приведена на рис. 10.1.

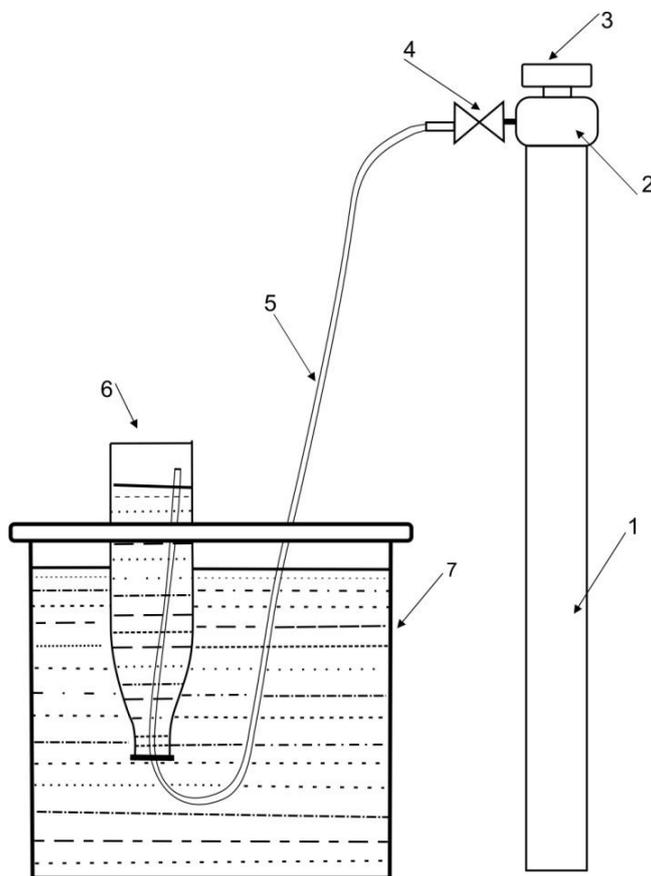


Рис. 10.1. Схема отбора газа из глубинного пробоотборника [83]: 1 – приемная камера пробоотборника; 2 – переводная головка; 3 – толкатель; 4 – вентиль; 5 – шланг; 6 – приемная колба; 7 – вспомогательный сосуд

Объем приемной камеры глубинного пробоотборника должен быть замерен предварительно при нормальных условиях или должен быть известен из технических характеристик приёмной камеры. Приемная колба тарируется для определения объема выделившегося газа. Если в качестве приёмной колбы используются бутылки емкостью 0,5 л, то каждая из них должна иметь четкую метку на объеме 0,5 л. Одна из бутылок должна иметь более полную шкалу тарирования по объему.

Все операции по отбору пробы газа проводить только после замера давления в приемной камере. Процедура эта осуществляется по стандартной методике [83]. Особенностью отбора пробы газа

из нефти, содержащей воду, является необходимость замера объема выделившегося газа и объема дегазированной нефти. Для этого сливают ее из приемной камеры пробоотборника в мерную емкость и дают отстояться для определения свободной воды в пробе.

10.7. Перевод пробы нефти из глубинного пробоотборника в контейнер

Перевод отобранной глубинной пробы из пробоотборника в транспортный контейнер осуществляется, когда отбор пробы произведен глубинным пробоотборником, входящим в комплект испытателя пластов, либо при необходимости освободить автономный глубинный пробоотборник для производства последующих отборов. Схемы перевода глубинных проб в контейнер могут быть разными и зависят от технической оснащённости лаборатории. Простейшая схема перевода с использованием жидкостного насоса высокого давления согласно [83] приведена на рис. 10.2.

Глубинный пробоотборник 1 (рис. 10.2), закрепленный на качалке, нижним вентилям 3 соединить с насосом (или ручным прессом) высокого давления 12 капиллярной линией 11, предварительно заполненной соленой водой.

Насосом 12 поднять давление в капиллярной линии 11 до величины $0,5 P_{пл}$. Открыть вентиль 3. Давление в системе «насос – пробоотборник», зафиксированное манометром, будет давлением отобранной глубинной пробы при температуре окружающей среды.

Величину давления и температуры следует зафиксировать в протоколе.

Поднять давление до 26–28 МПа. Пробоотборник раскачивать для перемешивания пробы и ускорения растворения в нефти выделившегося газа, поддерживая давление на заданном уровне. Для нефти, содержащей парафины, пробоотборник необходимо прогревать до температуры плавления парафина (45–65 °С), но не выше пластовой.

После растворения газа, что определяется прекращением падения давления по манометру, зафиксировать пробоотборник в вертикальном положении и дать отстояться для разделения воды и пробы нефти.

Собрать «гирлянду» контейнеров 8, закрепив каждый вертикально. Контейнеры 8, капиллярные линии 10, 9, манифольд 14 (вентили 4, 5 и контрольный манометр) заполнить соленой водой через

нижний вентиль 7, удалить воздух из системы полностью. Закрывать нижний вентиль 7 и все остальные вентили (4, 5, 6, 7).

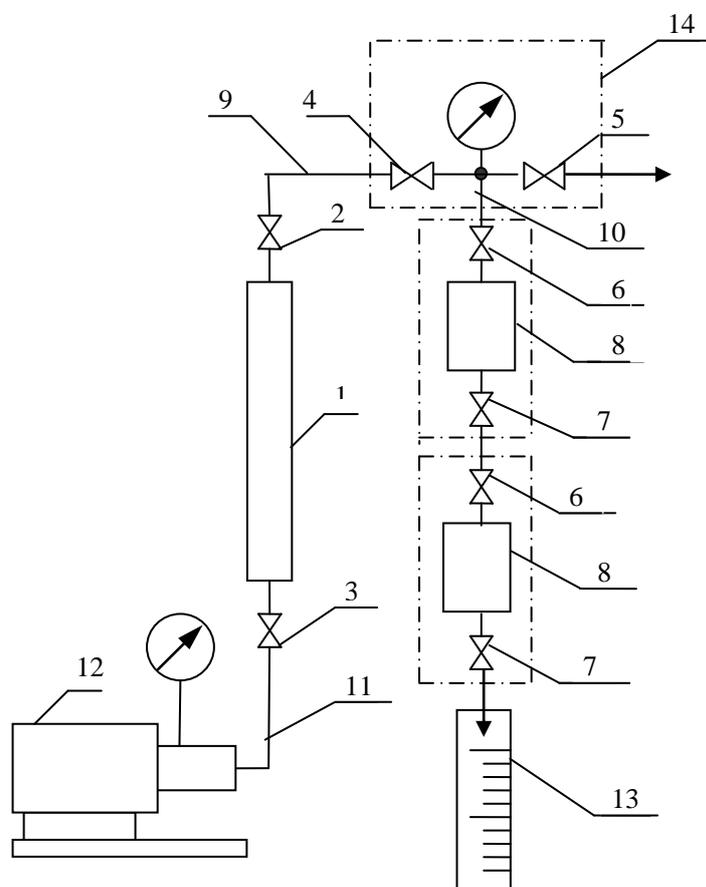


Рис. 10.2. Схема подсоединения контейнеров к глубинному пробоотборнику для перевода пробы: 1 – глубинный пробоотборник; 2–7 – вентили; 8 – контейнеры КЖ; 9–11 – капиллярные линии; 12 – насос жидкостный высокого давления; 13 – мерный сосуд; 14 – манифольд

Всю «гирлянду» соединить капиллярной линией 9 с верхним штуцером 2 пробоотборника и плавно открывая вентили 2, 4, 6, выравнивать давление в контейнерах и пробоотборнике. Насос 12 работает на поддержание давления (26–28 МПа) весь период перевода пробы.

Приоткрывая нижний вентиль 7 «гирлянды» контейнеров и выпуская воду с поддержанием давления перевода, перевести всю отобранную глубинную пробу в контейнеры, контролируя объем переводимой пробы по мерному сосуду 13. По окончании перевода закрыть нижний вентиль 7 «гирлянды».

Закрывать все вентили 6, 7 на контейнерах. Снизить давление в пробоотборнике до атмосферного, открыв вентиль 5 либо вентиль на насосе 12. Разобрать «гирлянду» из контейнеров.

10.8. Отбор пробы нефти из сепаратора под давлением

Схема отбора пробы нефти из сепаратора приведена на рис. 10.3. Контейнер 8, закрепленный вертикально, через верхний вентиль 6 контейнера, манифольд 12 с контрольным манометром и вентилями 4, 5, капиллярными линиями высокого давления 9, 10 соединяется с вентилем 2 газовой части сепаратора 1.

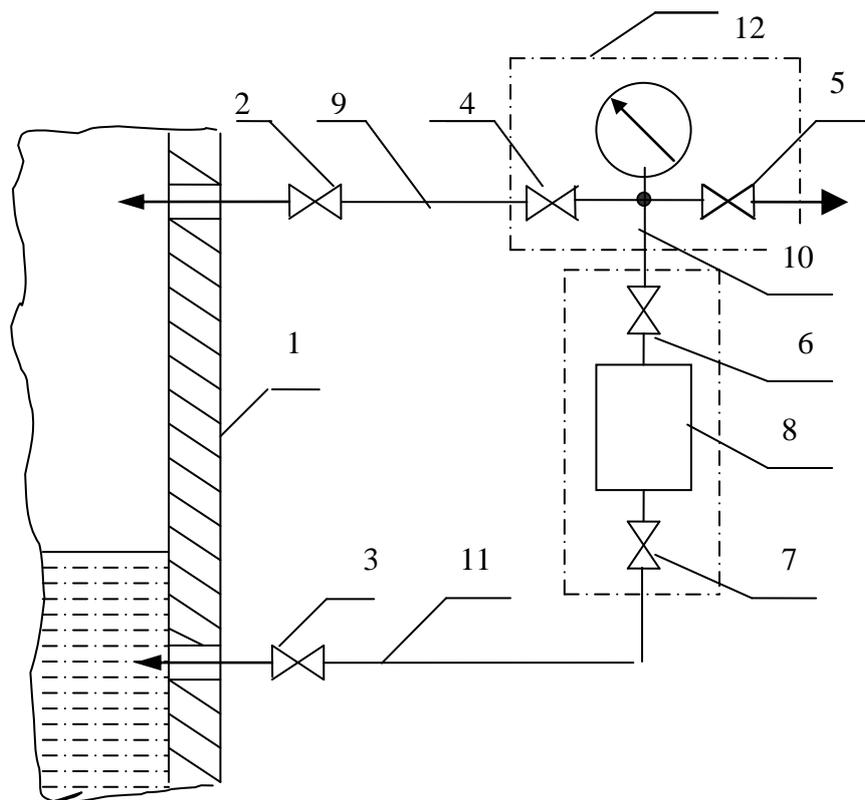


Рис. 10.3. Схема подсоединения контейнера к сепаратору для отбора жидкой фазы под давлением [83]: 1 – сепаратор; 2–7 – вентили; 5 – вентиль сброса; 8 – контейнер жидкостный (КЖ); 9–11 – капилляры; 12 – манифольд

Плавное приоткрывание вентиля 2, заполнит контейнер газом под давлением. Вентиль 5 закрыт. Нижний вентиль 7 контейнера приоткрыт, что обеспечит удаление воздуха из контейнера и замещение его газом. После продувки контейнера газом вентиль 7 закрыть, выравнять давление в контейнере и сепараторе, закрыть вентили 2, 4.

Отсоединиться от газовой линии, а нижний вентиль 7 контейнера соединить капиллярной линией 11 с вентилем 3 нефтяной части

сепаратора, продув капиллярную линию 11 газом из контейнера для удаления воздуха. Контейнер закрепить вертикально.

Плавно открыть вентили 3, 7. Поддерживая давление, заполнить контейнер нефтью, выпуская постепенно газ, а затем и нефть в объеме около 0,5 л через вентили 6, 5.

Закрыть вентиль 5, выравнять давление в сепараторе и в контейнере, дать выдержку для выравнивания температуры отобранной пробы с температурой окружающей среды. Закрыть поочередно вентили 6, 7, 3. Плавно открыть вентиль 5, снижая давление до атмосферного в капиллярных линиях 9, 10 и манометре.

Отсоединить контейнер КЖ, проверить его герметичность, вентили контейнера закрыть предохранительными колпаками, подготовить к транспортировке.

10.9. Отбор проб газа под давлением

Пробы газа, содержащие конденсирующиеся углеводороды, отбирают в сухие и чистые пробоотборники с соблюдением мер, предупреждающих конденсацию фракций в процессе отбора.

Для предотвращения конденсации пробы газа температура линии для отбора пробы и контейнера должна быть не ниже температуры отбираемого газа.

Заполняют пробоотборники (контейнеры или баллоны) способом сухой продувки до давления, равного давлению в точке отбора при условии равенства температуры отобранного газа с температурой окружающей среды.

При использовании газовых баллонов с одним вентиляем баллон, установленный наклонно вентиляем вниз, 5–8 раз заполняется газом до соответствующего давления, который выпускается каждый раз до остаточного давления 3–5 кгс/см².

Такое полоскание баллона позволяет удалить из него воздух, после чего отбирается проба газа под давлением, равным давлению в месте отбора. При небольшом объеме газового баллона (до 5 л) рекомендуется его вакуумирование.

10.10. Общие требования к исследованию пластовых флюидов (нефть, пластовая вода)

Общие требования к исследованию пластовых флюидов наиболее полно проработаны предприятиями нефтедобывающей отрасли, ими же определены требования к содержанию документов, представляющих результаты исследования [54].

Исследования пластовой нефти включают три типовых комплекса А, Б и В, отличающиеся различным объемом выполняемых исследований и получаемой информации [54].

Исследования пластовой нефти по основному комплексу А должны проводиться для добывающих скважин. Исследования по комплексам Б и В используются преимущественно для разведочных скважин.

Виды исследования пластовой нефти включают:

- 1) изучение PVT-соотношений;
- 2) стандартную сепарацию;
- 3) дифференциальное разгазирование при пластовой температуре и разных давлениях (от $P_{\text{нас}}$ до $P_{\text{атм}}$);
- 4) ступенчатую сепарацию при заданном числе ступеней сепарации и заданных давлениях и температурах ступеней;
- 5) определение вязкости при $T_{\text{пл}}$ и разных давлениях (в интервалах $P_{\text{пл}}-P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{пл}}-P_{\text{атм}}$);
- 6) определение температуры насыщения нефти парафином;
- 7) физико-химический анализ сепарированной нефти.

Компонентный состав растворенного газа должен быть определен по следующим компонентам: сероводород, меркаптаны, диоксид углерода, азот, редкие газы и гелий, углеводороды от CH_4 до C_6H_{14} включительно. Определение меркаптанов является дополнительным исследованием и проводится при необходимости [83] по решению главного геолога предприятия.

Сепарированная нефть. Для физико-химического анализа сепарированной нефти должна быть взята нефть после стандартной сепарации. Допускается физико-химическую характеристику сепарированной нефти или отдельные параметры получать на основании исследования поверхностных проб нефти. Перечень определяемых параметров сепарированной нефти с указанием метода их определения по [54] включает: плотность при $20\text{ }^\circ\text{C}$; молекулярную массу; вязкость при $20\text{ }^\circ\text{C}$; температуру застывания, насыщения нефти парафи-

ном, плавления парафина; определение содержания парафина, серы, смол силикагелевых, асфальтенов, воды, механических примесей, хлористых солей; фракционный состав; содержание металлов; зольность; кислотное число; фракционный состав в аппарате АРН-2, температура вспышки в закрытом и открытом тигле, коксуемость.

Пластовая вода. Систематические гидрохимические исследования воды на нефтяных и газовых месторождениях необходимо проводить от начала поисково-оценочных работ до полной их выработки с целью определения солевого состава и физических свойств.

Минимальный состав анализа вод для характеристики их свойств должен включать определение общей минерализации воды и ее жесткости; главных шести ионов для отнесения исследуемой воды к тому или иному типу; концентрацию водородных ионов (рН); содержание растворенных в воде газов и физические характеристики воды и растворенных газов.

Перечень определений и методы физико-химического анализа в лабораториях для анализа воды включает: газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$; объемный коэффициент; коэффициенты термического расширения и сжимаемости; плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$, при $20\text{ }^\circ\text{C}$ и пластовой температуре; вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$, при $20\text{ }^\circ\text{C}$ при пластовой температуре; содержание механических примесей, % масс; удельную электропроводимость, $\text{S}/\text{см}$; общую минерализацию, г/л; содержание ионов йод и бром и др. в $\text{мг}/\text{л}$, $\text{мг-экв}/\text{л}$, $\text{\%}/\text{мг-экв}$.

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое продукция скважин?
2. Какие бывают категории проб флюидов по информативности? Поясните каждую из этих категорий.
3. Расскажите о геолого-технических условиях отбора глубинных проб флюидов.
4. Каковы особенности отбора глубинных проб нефти из скважин при условии $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}} < P_{\text{заб}}$?
5. Каковы особенности отбора глубинных проб нефти из скважин при условии $P_{\text{пл}} < P_{\text{нас}} > P_{\text{заб}}$?
6. В чем состоят особенности отбора проб нефти из остановленных скважин?
7. Как проводится отбор проб нефти автономными глубинными пробоотборниками?

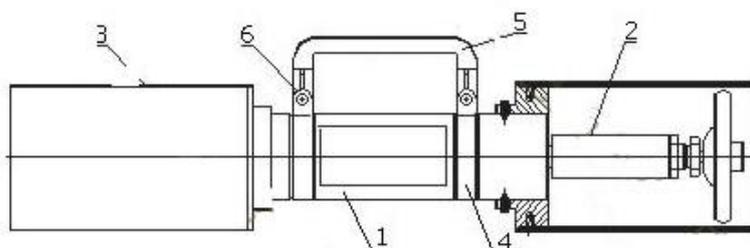
8. Расскажите технологию отбора поверхностных проб продукции скважин (нефть, конденсат, газ).
9. Как осуществляется отбор проб из водяных скважин (переливающие и непереливающие скважины)?
10. Как определяют величину давления в отобранной глубинной пробе?
11. Каков порядок разгазирования глубинных проб нефти?
12. Как перевести пробу нефти из глубинного пробоотборника в контейнер (ВПП-300, КЖО-500)?
13. Каковы особенности отбора проб нефти из сепаратора под давлением?
14. Каковы особенности отбора проб газа под давлением? В какие пробоотборники отбирают газ, содержащий агрессивные компоненты?
15. Расскажите об общих требованиях к исследованию пластовых флюидов (нефть, газ, вода). Какими нормативными документами при этом необходимо руководствоваться?

11. ОБОРУДОВАНИЕ И АППАРАТУРА ДЛЯ ОТБОРА ПРОБ ФЛЮИДОВ

Отбор проб газа газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений на устье скважины проводится по ГОСТ [23]. Для отбора проб жидкостей и газов используются специальные контейнеры.

11.1. Отбор устьевых проб жидкостей и газов под давлением на устье скважин

Обычно используют контейнер КЖО-4 (рис. 11.1) или его аналоги КЖ-100, КЖ-150, КЖ-300, КЖ-400, КЖ-500. Наибольшее распространение имеет контейнер КЖО-4.



a



б

Рис. 11.1. Схема контейнера КЖО-4 (*a*) и его общий вид со снятыми защитными крышками (*б*): 1 – корпус; 2 – вентиль; 3 – защитная крышка; 4 – ручка переноски; 5 – хомут крепежный; 6 – винты крепежные

Контейнер жидкостный одинарный КЖО-4 (пробоотборник устьевой) предназначен для отбора, хранения и перевозки жидкостей, газов и конденсатов, находящихся под давлением до 35 МПа, полезный объем не менее 400 см³, допустимая температура рабочей среды не более +85 °С.

Для отбора проб из сепаратора или устьевой арматуры необходимо открыть оба вентиля контейнера и пропустить через контейнер исследуемую углеводородную фазу в пятикратном объеме от рабочей полости контейнера. После этого закрыть выходной вентиль и при достижении необходимого давления закрыть входной вентиль.

Для слива пробы из контейнера КЖО-4 используют давление более высокое по сравнению с пластовым давлением. Возможно вытеснение пробы из контейнера под давлением нейтральной жидкости, поступающей в один из вентиляей.

Для отбора проб, содержащих агрессивные жидкости и газы, применяются специальные стальные пробоотборники. На рис. 11.2 показан пример отбора пробы попутного нефтяного газа на Юрубчено-Тохомском месторождении с применением пробоотборника модели 304L-HDF4-500-T, изготовленного из нержавеющей стали с внутренним инертным тефлоновым покрытием производства фирмы «Swagelok» (США) (рис. 11.2).



Рис. 11.2. Пример отбора проб газа в пробоотборник 304L-HDF4-500-T на Юрубчено-Тохомском месторождении

Пробоотборники оснащены двумя вентилями из нержавеющей стали и имеют внутренний объем 500 см³, номинальное давление 12,4 МПа, инертное тефлоновое (политетрафторэтиленовое) покрытие внутренних стенок пробоотборника (PTFE Coating).

Для отбора проб попутного нефтяного газа можно использовать пробоотборные линии – трубки с внутренним диаметром 4 мм, изготовленные из нержавеющей стали.

Перед отбором линию для отбора проб продувают газом в течение примерно 2 мин до полного удаления остаточного газа (воздуха) и конденсирующих веществ.

Процедура отбора проб газа в пробоотборники заключается обычно в следующем. Выходной конец подготовленной пробоотборной линии присоединяют к верхнему вентилю пробоотборника, обязательно установленного вертикально. При полностью открытом верхнем и частично открытом нижнем вентиле продувают пробоотборник в течение 10 мин со скоростью газа $2 \text{ дм}^3/\text{мин}$, затем закрывают нижний вентиль, в течение 2 мин выравнивают давление в нём до давления в месте отбора, закрывают полностью верхний вентиль и вентиль на пробоотборной линии. Освободив одну из накидных гаек пробоотборной линии, сбрасывают давление и отсоединяют пробоотборник.

Аналогичные пробоотборники российского производства для отбора проб газа, содержащего агрессивные газы и серу (сера общая, сероводород, меркаптаны и др.), – это пробоотборники, изготовленные в соответствии с ГОСТами, ПУ-400, ПГО-400 и др.) На рис. 11.3 приведена схема пробоотборника ПГО-400, имеющего широкое применение на практике.

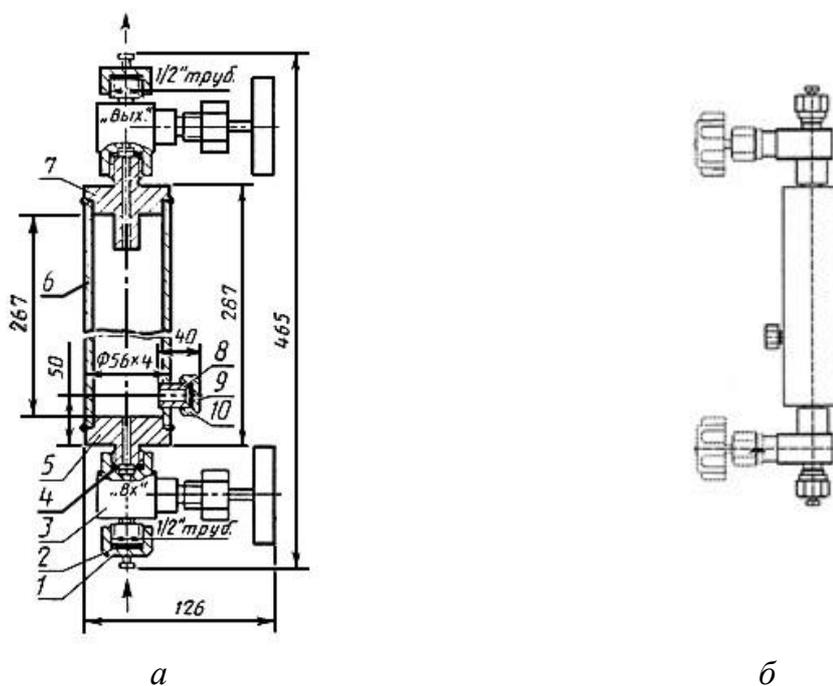


Рис. 11.3. Схема пробоотборника ПГО-400 (а) и его общий вид (б): 1 и 9 – гайки накидные; 2 и 4 – прокладки; 3 – выпускной и впускной вентили; 5 – днище нижнее; 6 – труба; 7 – днище верхнее; 8 – патрубок; 10 – мембрана резиновая

Если отбор проб на поверхности достаточно прост и не требует применения сложного оборудования, то отбор глубинных проб сопряжен с применением специальных пробоотборников и требует герметизации устья скважины.

11.2. Типы пробоотборников и отбор глубинных проб флюидов

Существуют три типа скважинных пробоотборников:

1. Проточные пробоотборники – это устройства, которые вводят в скважину с открытыми клапанами, закрывающимися на заданной глубине (рис. 11.4, *а*). Применение пробоотборников этого типа целесообразно при высоких дебитах скважин, малых вязкостях нефти и отсутствии в ней мехпримесей.

2. Непроточные пробоотборники открываются и закрываются в заданной точке (рис. 11.4, *б*). Это, как правило, многокамерные пробоотборники. Во время спуска приемная камера закрыта. По достижении заданной глубины проба отбирается последовательным открытием и закрытием клапанов. Данный класс приборов отличается наибольшей универсальностью.

3. Проточно-поршневые пробоотборники (рис. 11.4, *в*) используют на месторождениях с режимом растворенного газа, когда требуется отобрать только одну фазу при двухфазном режиме в скважине. Они снабжены специальными механизмами, позволяющими производить одновременное закрытие верхнего и нижнего клапанов.

Непроточные пробоотборники имеют ряд преимуществ перед проточными. Они заполняются нефтью непосредственно на забое и с меньшими затратами времени могут обеспечить большее соответствие пробы нефти забойным условиям.

Одним из первых представителей отечественного проточного пробоотборного оборудования считается пробоотборник ПД-3М. В дальнейшем были разработаны проточные пробоотборники ПГ-1000, ПГПр, имеющие меньший полезный объем, но более высокие термобарические параметры.

Среди непроточных пробоотборников наиболее широкое применение получила модель ВПП-300 (рис. 11.5). Прибор комплектуется тремя сменными приемными камерами, что позволяет одним реле времени задавать параметры для отбора трех проб. Недостатком этого пробоотборника является необходимость поддержания высокой чистоты при работе пьезопривода.

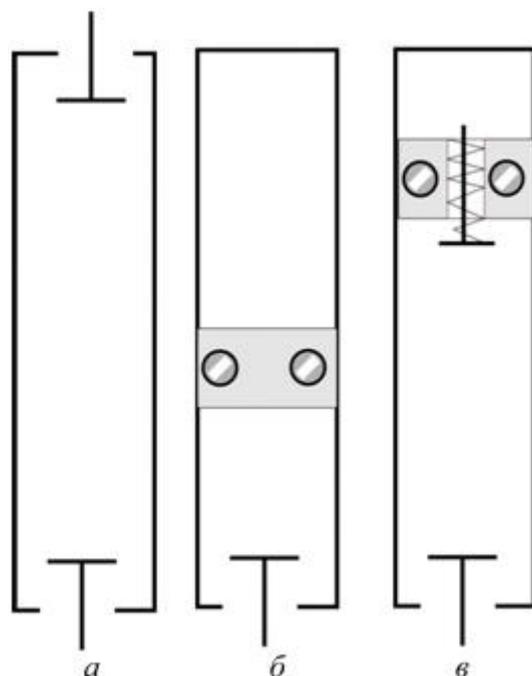


Рис. 11.4. Принципиальные схемы глубинных пробоотборников:
а – проточный, *б* – непроточный (всасывающий), *в* – проточно-поршневой



Рис. 11.5. Общий вид пробоотборника ВПП-300
 в компактном упаковочном ящике

Пробоотборник предназначен для отбора глубинных проб из нефтяных, газовых и пьезометрических скважин.

В скважину он спускается на проволоке через лубрикатор (специальное герметизирующее устройство).

Пробоотборник ВПП-300 имеет большую серию аналогов: глубинный пробоотборник СИМСП-20, ПГВЭ-38, ПГПр-38, ПГ-1000.

Пробоотборник ВПП-300 состоит из следующих основных узлов (рис. 11.6): камеры приемной 10 с поршнем разделительным 9 и со-

противлением гидравлическим 3; форклапана 7; пьезопривода с масляным реле. Кроме этого, в пробоотборник входит камера балластная 13 с иглой запорной 14. В корпусе фильтра 6 расположены отверстия с сеткой, через которые пластовая жидкость поступает к поршню 4 пьезопривода и к клапанному узлу приемной камеры.

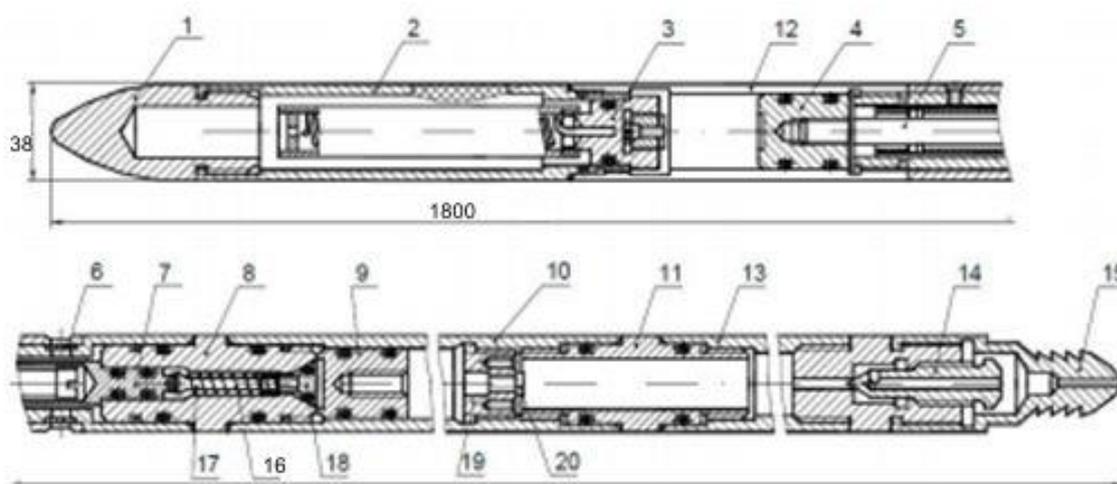


Рис. 11.6. Схема пробоотборника ВПП-300: 1 – наконечник; 2 – камера балластная нижняя; 3 – сопротивление гидравлическое; 4 – поршень; 5 – шток; 6 – фильтр; 7 – форклапан; 8 – корпус клапана; 9 – поршень; 10 – камера приемная; 11 – переходник; 12 – камера масляная; 13 – камера балластная; 14 – игла запорная; 15 – головка; 16 – пружина; 17 – шток; 18 – клапан; 19 – пробка упорная; 20 – винт

Отбор пробы осуществляется с помощью поршня, который начинает двигаться при нарастании давления флюида и открывает обратный клапан, флюид при этом поступает в приемную камеру. Закрытие клапанов приемной камеры обеспечивается пьезоприводом с масляным реле. Объем отбираемой пробы не менее 300 см^3 , рабочее давление 30 МПа не более, температура рабочей среды $+100 \text{ }^\circ\text{C}$ не более.

Отобранные как на устье, так и в скважинах пробы находятся под большим давлением, поэтому для перевода их в транспортные контейнеры требуется специальное оборудование. В качестве такого подсобного оборудования может применяться механический масляный насос (тип НЖР), ручной пресс (тип ИРП) или ручной насос высокого давления, снабженный манометрами.

На рынке оборудования появились пробоотборники нового поколения. К ним можно отнести глубинный пробоотборник СИМСП-20, ПГВЭ-38, ПГПр-38, ПГ-1000 и другие.

11.3. Глубинные пробоотборники нового поколения

Глубинные пробоотборники нового поколения представлены в настоящее время большой серией пробоотборников-измерителей, которые отнесены к геофизическому оборудованию и отличаются главным образом дизайном. Появление на рынке таких пробоотборников диктуется необходимостью получения представительного геологического материала.

Подготовка представительного материала для лабораторного анализа требует:

- 1) отбора флюида непосредственно в исследуемой точке;
- 2) минимизации гидродинамических возмущений;
- 3) постоянного контроля состава и гидродинамических параметров флюида в точке нахождения пробозаборного устройства.

Этим требованиям соответствуют пробоотборники СИМСП 20, изготавливаемые по инновационным технологиям (рис. 11.7).



Рис. 11.7. Общий вид пробоотборника типа СИМСП 20 ВМ

Данные пробоотборники выпускаются двух видов: всасывающего СИМСП 20 В и проточного СИМСП 20 П (табл. 11.1). Оба они позволяют в одной точке вести отбор проб одновременно в несколько камер.

Для отбора, транспортировки и хранения (ОТХ) проб под давлением выпускаются специальные контейнеры марки ОТХ.

Все перечисленное оборудование используется главным образом на этапе разработки месторождений для формирования постоянно действующих моделей (ПДМ).

Таблица 11.1

**Некоторые характеристики пробоотборников СИМСП 20
(по данным ООО «Союзнефтегаздинамик»)**

Характеристики	СИМСП 20 ВМА	СИМСП 20 ВМК	СИМСП 20 ВНА	СИМСП 20 ВНК	СИМСП 20 ПМА	СИМСП 20 ПМК
Тип пробоотборных камер	Всасывающий				Проточный	
Способ управления пробоотборной камерой	Программно- управляемый (по таймеру)	По геофизи- ческому кабелю	Програм- мно управ- ляемый (по таймеру)	По геофизи- ческому кабелю	Программно- управляемый (по таймеру)	По геофизи- ческому кабелю
Количество пробоотборных камер, шт.	1; 2				1	
Объем пробоотборных камер, см ³	300 ± 10; 500 ± 10					
Верхние пределы измерений избыточного давления, МПа	1,6; 10; 25; 40; 60; 100				40; 60; 100	
Диапазон измерений температуры, °С	0–125; 0–150					
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,5					
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления, %	± 0,1		± 0,03		± 0,1	
Используемый тензопреобразователь: 1 – отечественный; 2 – импортный	1		2		1	
Отношение сигнал/шум локатора муфт	4/1					
Количество точек регистрации информации, не менее	262 163					
Питание прибора	10,8 В	220 В	10,8 В	220 В	10,8 В	220 В
Масса пробоотборников, кг, не более	20				15	

Для выгрузки проб необходим также специальный стол рабочий для выгрузки пробы (СРВП, СРВД). На рис. 11.8 приведен общий вид стола СРВП-02.



Рис. 11.8. Общий вид стола рабочего СРВП-02

Стол рабочий для выгрузки пробы СРВП-02 предназначен для выгрузки глубинных проб из пробоприёмных камер пробоотборника ВПП-300 и СИМСП 20 В, а также контейнеров, диаметр которых не превышает 105 мм.

Другим современным пробоотборником, который хорошо зарекомендовал себя при опробовании, является пробоотборник глубинный проточный регистрирующий ПГПрР-40(100)-38 (рис. 11.9). Он предназначен для отбора глубинных проб пластовой нефти. Применяется в скважинах, обсаженных лифтовыми трубами с внутренним диаметром от 59 до 62 мм (НКТ-73 ГОСТ 633–80). Существуют и другие аналоги этого пробоотборника.

Пробоотборник состоит из камеры для пробы с двухклапанным запорным механизмом и стыкового реле. Для перевода пробы в исследовательскую аппаратуру пробоотборник комплектуется разрядными головками. Клапанный механизм имеет проходное сечение для жидкости не менее 105 мм², что обеспечивает хорошую промываемость камеры скважинной жидкостью и высокое качество пробы. Реле стыковое обеспечивает надежное срабатывание клапанного механизма пробоотборника при его подъеме до ближайшего муфтового соединения насосно-компрессорных труб.

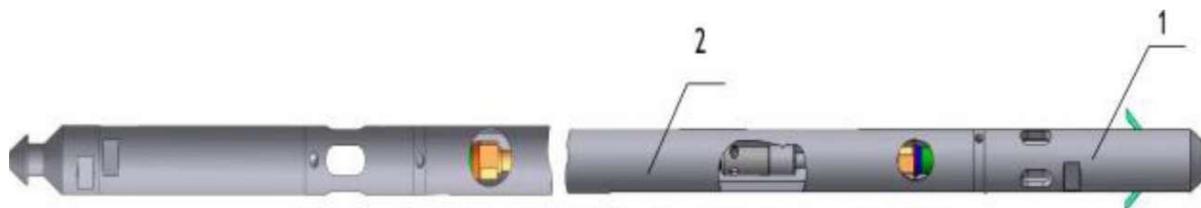


Рис. 11.9. Общий вид пробоотборника ПГПРр-40(100)-38:
1 – стыковое реле; 2 – камера пробы

Рабочее давление пробоотборников ПГПРр-40(100)-38 не более 40(100) МПа, нагрев до 200 °С, объем пробы не менее 500 см³.

Отличительные особенности:

- минимальное время подготовки пробоотборника к работе;
- большой объем отбираемой пробы;
- отсутствие «мертвого» объема, который оказывает отрицательное влияние на качественный и количественный состав газа отобранной пробы; увеличено сечение каналов для наилучшей промывки полости пробоотборника скважинной жидкостью;
- надежный клапанный механизм;
- габариты пробоотборника позволяют беспрепятственно устанавливать его в лубрикаторе без использования дополнительного устьевого оборудования;
- камера пробоотборника может быть оснащена электронным блоком (ЭЛ-01 или ЭЛ-02);
- возможность комплектации пробоотборника соединительным устройством для одновременного отбора проб двумя камерами за один спуск.

При комплектации пробоотборника ЭЛ-01 закрытие клапанов камеры осуществляется по заранее заданному параметру: времени, порогу давления или температуры. А также позволяет производить измерение и регистрацию давления и температуры по стволу скважины в процессе спуска пробоотборника в точку отбора пробы и при подъеме.

При комплектации пробоотборника ЭЛ-02 закрытие клапанов камеры осуществляется по заранее заданному параметру времени, параметры давления и температуры отсутствуют.

11.4. Отбор устьевых проб газа без давления

Для отбора проб попутного нефтяного газа на устье используются стеклянные пипетки с двумя кранами по ГОСТ 18954–73 ($V = 0,2$ и $0,5 \text{ дм}^3$) или тедларовые и тефлоновые пакеты (рис. 11.10).



Рис. 11.10. Тедларовый пакет с клапаном фирмы Restek (а) и тефлоновый пакет (б) для отбора газов

Тедларовые пакеты изготавливаются из пластичного полимера на основе поливинилфторида (ПВФ), толщина плёнки составляет $0,05 \text{ мм}$, предел прочности на разрыв – $0,55 \text{ атм}$, максимальная рабочая температура – $204 \text{ }^\circ\text{C}$, плотность – $1,7 \text{ г/см}^3$. В таких пакетах пробу газа рекомендуется хранить не более 72 ч . Клапан пакета выполнен из инертного полипропилена и имеет как удобный вход для соединения с трубкой пробоотборника и хроматографа, так и возможность ввода пробы медицинским шприцем (рис. 11.11).

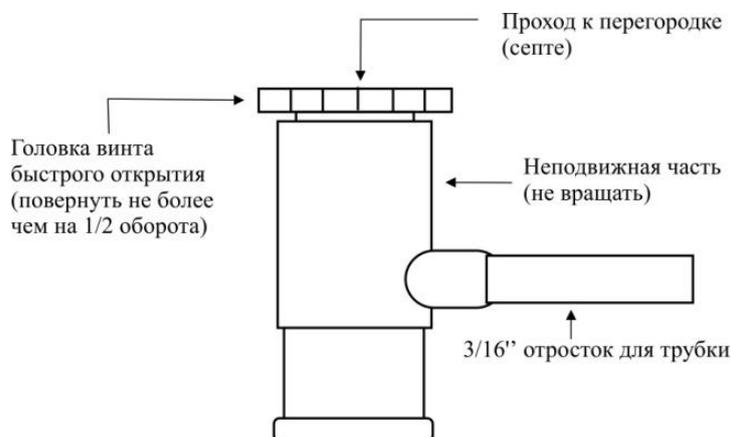


Рис. 11.11. Конструкция клапана пакетов для отбора газа

11.5. Отбор глубинных проб пластовых вод и их дегазация

Определение газонасыщенности подземных вод в пластовых условиях, как уже было отмечено, возможно только лишь посредством отбора глубинных проб специальными пробоотборниками. Такую задачу решают пробоотборники типа ПД-03 или ПД-3М (рис. 11.12).

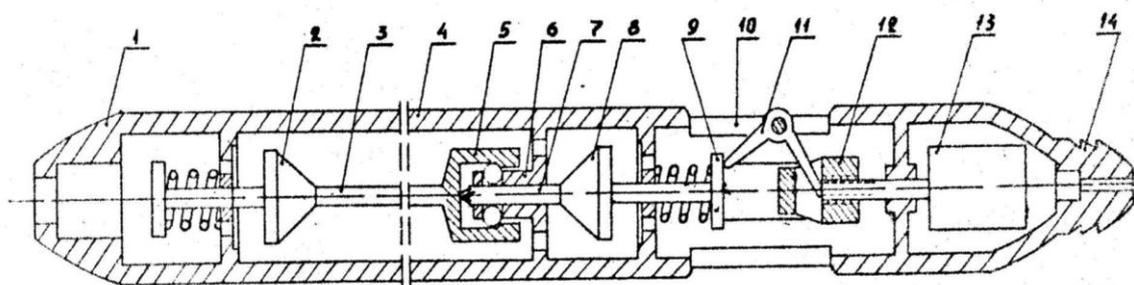


Рис. 11.12. Схема пробоотборника ПД-3М: 1 – наконечник; 2 – клапан нижний; 3 – тяга; 4 – корпус пробоотборника; 5 – замок; 6 – направляющая втулка; 7 – шток; 8 – клапан верхний; 9 – упор; 10 – стакан; 11 – спусковой рычаг; 12 – ходовая гайка; 13 – часовой механизм; 14 – хвостовик часового механизма

Двухклапанный пробоотборник ПД-3М с часовым механизмом предназначен для отбора проб пластовых флюидов из действующих и простаивающих скважин.

Состав разъемных частей пробоотборника приведен на рис. 11.2. Прибор оснащен часовым механизмом 13, который зафиксирован в трубе между резиновой прокладкой и муфтой. Ось часового механизма при помощи фрикционных сочленяется с валом, вращающимся в шариковых подшипниках. Фрикционы прижимаются друг к другу пружиной. Вал вставлен в муфту и уплотнен сальником и самоуплотняющимся резиновым кольцом. В пробоотборнике установлено 2 клапана: нижний и верхний. Они взаимозаменяемые.

Перед спуском пробоотборника в скважину необходимо провести некоторые подготовительные процедуры.

Для подготовки пробоотборника ПД-3М к спуску в скважину необходимо открыть клапаны, завести часовой механизм и установить прибор на необходимую выдержку времени.

Полное время, требуемое для правильного отбора пробы, складывается:

а) из времени T_1 – от момента окончания сборки пробоотборника до выхода его из сальника в скважину. Величина этого времени зависит от конструкции сальника и опыта бригады и практически лежит в пределах 20 мин – 1 ч;

б) из времени T_2 – продолжительности спуска прибора на заданную глубину, зависящего от глубины и скорости спуска, а также от температуры и вязкости жидкости:

$$T_2 = H/60, \quad (11.1)$$

где H – глубина отбора пробы, м; T_2 – мин; 60 – средняя скорость спуска в данных условиях, м/с;

в) из времени T_3 – выдержки прибора на заданной глубине, которая составляет около 20 мин.

Учитывая, что скорость вращения выходного конца вала часового механизма – 1 об./ч, число оборотов вала для установки времени выдержки:

$$n = \frac{T_1 + T_2 + T_3}{60}. \quad (11.2)$$

Округление дробной величины числа оборотов производится только в сторону увеличения.

Полное число оборотов, на которое нужно повернуть вал, чтобы конец спускового рычага, установленный в крайнем положении вплотную к центральному выступу упора б, дошел до края упора и сорвался с него, составляет примерно 4,5 оборота.

Регулировка времени выдержки в оборотах вала заключается в том, что сначала рычаг перемещается вплотную к центральному выступу упора, а затем вращением вала за фрикцион против часовой стрелки на число оборотов 4,5, устанавливая его в некотором промежуточном положении, длина пути от которого до края упора соответствует необходимому числу.

Отбор глубинных проб воды можно вести и с применением пробоотборников типа СИМСП 20.

После подъема пробоотборника пробу переводят в контейнер и транспортируют в лабораторию.

В лаборатории пробы пластовой воды дегазируют аналогично пробам нефти, отобраным в переносной контейнер, при необходимости применяют вакуумную или термовакуумную дегазацию пробы воды.

11.6. Устройства для герметизации устья скважин при отборе глубинных проб

Процесс отбора глубинных проб всегда связан с работой под давлением и необходимостью дополнительной герметизации устья скважин при спуске в них глубинных приборов. К устройствам дополнительной герметизации устья относится устройство, называемое лубрикаторм. Он обычно состоит из превентора, приемной камеры и устройства для контактной герметизации гибкого элемента. Уплотнительное устройство лубрикатора выполняется в виде узла, содержащего контактный уплотнитель, нажимную втулку, подпружиненный поршень и резьбовую втулку.

Существует большое разнообразие лубрикаторов, отличающихся друг от друга устройством отдельных узлов и элементов. Однако во всех модификациях обязательными элементами, смонтированными на жестком корпусе, являются: комплект задвижек, герметизирующих элементов различных конструкций, устройств уравнивания давления и ролика для проводки троса или проволоки. На рис. 11.13 представлена схема одного из новых устройств [63]. В практических целях остановимся кратко на принципе работы такого устройства. Устройство монтируется на верхней трубе камеры лубрикатора при помощи накидной гайки 20. Уплотнитель 7 с пропущенным через устройство гибким элементом 8 предварительно нагружается резьбовой втулкой 20. При этом создается нагрузка на уплотнитель 7 через нажимную втулку 9, обеспечивающую поджатие уплотнителя 7 и выборку зазора между уплотнителем 7 и гибким элементом 8. После установки устройства на трубах камеры лубрикатора при помощи накидной гайки 20 и пропуска уплотняемого элемента 8 через поворотный блок с ограничителем 19 производят выравнивание давления в камере лубрикатора и в скважине, после чего выполняют спуск прибора, подвешенного на кабеле или проволоке 8, в скважину.

В процессе спуска прибора в случае повышенного пропуска скважинной среды через зазор между уплотнителем 7 и уплотняемым элементом производится поджим поршня 4 рабочей жидкостью через штуцер 12 и кольцевую щель 10. Поршень 4, двигаясь вниз, перемещает вместе с собой резьбовую втулку и нажимную втулку 9, которая обеспечивает деформирование уплотнителя 7 на контакте с упором 3. Деформация уплотнителя 7 обеспечивает перекрытие зазора между уплотнителем 7 и уплотняемым элементом 8 в нижней части уплотнителя 7, что приводит к сокращению пропусков скважинной среды.

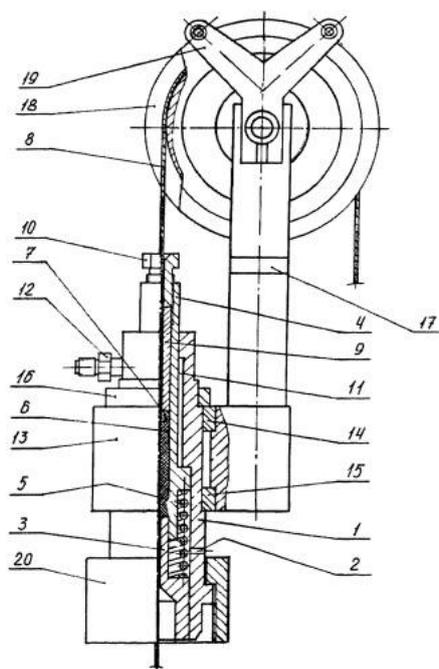


Рис. 11.13. Лубрикатор для исследования нефтяных и газовых скважин [63]: 1 – гидроцилиндр; 2 – радиальное отверстие; 3 – упор; 4 – подприжатый поршень; 5 – пружина; 6 – полость подприжатого поршня; 7 – уплотнитель; 8 – гибкий элемент; 9 – нажимная втулка; 10 – резьбовая втулка; 11 – кольцевая щель; 12 – штуцер; 13 – поворотный кронштейн; 14 и 15 – подшипники; 16 – кольцо; 17 – стойка; 18 – поворотный блок; 19 – ограничитель; 20 – накидная гайка

Поворотный блок 18, установленный на поворотном кронштейне 13 с подшипниками 14 и 15, является самоустанавливающейся опорой уплотняемого элемента 8. После спуска прибора на заданную глубину давление рабочей жидкости в кольцевой щели 11 увеличивают. Это вызывает дальнейшее опускание поршня 4 вниз и обеспечивает полную деформацию уплотнителя 7, который перекрывает зазор между уплотняемым элементом 8 и уплотнителем 7 и обеспечивает полное перекрытие утечек скважинной среды в атмосферу.

Перед началом движения уплотняемого элемента 8 давление в кольцевой щели 11 снижают стравливанием рабочей жидкости через штуцер 12. При этом поршень 4 под действием пружины 5 поднимается вверх, что прекращает силовое воздействие поршня 4 на уплотнитель 7, который расклинивается скважинной средой, освобождая уплотняемый элемент 8. Радиальное отверстие 2 обеспечивает свободный выход или вход воздуха при перемещении поршня 4 в корпусе 1.

При отсутствии необходимости полной ликвидации утечек скважинной среды в процессе проведения работ можно ограничиться предварительным поджатием уплотнителя 7, резьбовой втулкой 10 без применения в дальнейшем гидравлического управления.

Контрольные вопросы и задания

1. Какое требуется оборудование для отбора устьевых проб жидкостей и газов под давлением?
2. Какие пробоотборники нового поколения применяются для отбора проб жидкостей? Из каких основных блоков состоят пробоотборники серии СИМСП-20?
3. Какие требуются приспособления, тара для отбора устьевых проб газа при отсутствии давления?
4. Как отобрать глубинную пробу пластовых вод и отдегазировать?
5. Расскажите о пробоотборниках для отбора пластовой воды из скважин серии ПД-03 или их аналогах, устройстве, принципе действия.
6. Как осуществляется выгрузка глубинных проб из контейнеров? Какое требуется оборудование, каков порядок работы с ним?
7. Расскажите об устройстве и принципе работы глубинного пробоотборника ВПП-300.
8. Какие существуют принципиальные схемы пробоотборников?
9. Как рассчитать время, необходимое для отбора пробы пробоотборником?
10. Как устроен лубрикатор?

Заключение

В систематизированном виде освещены основные вопросы по общераспространенным лабораторным, геофизическим и гидродинамическим методам, включая специальные литолого-петрографические методы исследования фильтрационных и емкостных свойств пород, методы изучения продукции (нефть, конденсат, газ и пластовые воды) скважин.

Приведены данные по лабораторному и скважинному оборудованию для исследований как в лабораторных условиях, так непосредственно на скважине. Учен опыт использования учебного оборудования для определения фильтрационно-емкостных свойств, насыщенности пород нефтью, газом и водой; приводятся данные по российским и зарубежным аналогам приборов для отбора пластовых флюидов.

Описаны приемы и методы отбора, раскладки, упаковки, документирования керна и шлама и их привязки к геологическому разрезу по глубине. Даны нормативы отбора керна, перечень и нормы отбора проб на лабораторные анализы в зависимости от категории скважин.

В пособии рассмотрен лишь основной круг вопросов, связанных с изучением пород и флюидов, их насыщающих. Большое количество методов исследований и классификаций пород-коллекторов, разносторонние подходы к их изучению свидетельствуют как о сложности объекта, так и о недостаточном системном подходе к практическим исследованиям пород-коллекторов и неколлекторов.

Изложенные принципы и технологические приемы – это лишь первый шаг к познанию и систематизации методов изучения пород-коллекторов и рассчитаны они на самостоятельную работу студентов. В силу ограниченности временных рамок курса мы не коснулись методов определения фильтрационных и емкостных свойств сланцевых и матричных вместилиц нефти и газа – потенциального резерва наращивания сырьевых запасов в Восточной и Западной Сибири. Практический и научный интерес могут также представлять углистые породы и угольные пласты как потенциальные месторождения хемосорбированных (интеркалированных) газов. Затронутые проблемы могут быть темами самостоятельной работы студентами и их курсовых работ и рефератов, предметом научных исследований.

Библиографический список

1. Авербух, Б. М. Методика поисков залежей углеводородов в погребенных корах выветривания вулканогенных пород / Б. М. Авербух, Г. Я. Шилов, Р. С. Надиров // Геология нефти и газа. – 1994. – № 7. – Режим доступа: <http://geolib.ru/OilGasGeo/1994/07/Stat/stat04.html>.

2. Авербух, Б. М. Перспективы нефтегазоносности и методы поисков разведки залежей УВ в сложных структурно-стратиграфических ловушках вулканогенных образований верхнего мела северо-восточного борта Евлах-Агджабединского прогиба / Б. М. Авербух // Ученые записки АГНА. – 1992. – № 6. – С. 3–12.

3. Алексеев, В. И. Петрография пород-коллекторов нефти и газа / В. И. Алексеев // Конспект лекций. Санкт-Петербург. техн. ун-т. – СПб. – 2010. – 71 с.

4. Антоновская, Т. В. Методы больших шлифов и физики пласта для уточнения коллекторских свойств пород при подготовке к разработке залежей нефти и газа / Т. В. Антоновская, В. Н. Абрамов // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: VII Всеросс. литолог. совещание 28–31 октября 2013. – Новосибирск. – 2013. – С. 35–40.

5. Багринцева, К. И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-европейской и Сибирской платформ / К. И. Багринцева, А. Н. Дмитриевский, Р. А. Бочко; под ред. К. И. Багринцевой. – М., 2003. – 264 с.

6. Багринцева, К. И. Оценка удельной поверхности карбонатных пород-коллекторов порового типа месторождений Прикаспийской впадины / К. И. Багринцева, Т. Г. Куц, А. Т. Садыбеков // Геология нефти и газа. – № 6. – 1996. – Режим доступа: <http://geolib.ru/OilGasGeo/1996/06/Stat/stat04.html>.

7. Багринцева, К. И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К. И. Багринцева. – М.: РГГУ, 1999 (II). – 285 с.

8. Белоновская, Л. Г. Роль трещиноватости в формировании ёмкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов / Л. Г. Бело-

новская, М. Х. Булач, Л. П. Гмид // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007 (2). – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/rub/8/030.pdf>

9. Богданович, Н. Н. Определение показателя смачиваемости углеводородосодержащих глинистых пород / Н. Н. Богданович // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 7. – С. 29–32.

10. Бурлин, Ю.К. Литология нефтегазоносных толщ: учеб. пособие для вузов / Ю. К. Бурлин, А. И. Конюхов, Е. Е. Карнюшина. – М.: Недра, 1991 – 286 с.

11. Бурлин, Ю. К. Природные резервуары нефти и газа / Ю. К. Бурлин. – М.: Изд-во МГУ, 1975. – 135 с.

12. Гаврилов, В. П. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама / В. П. Гаврилов, В. Л. Гулев, Ф. А. Кириеев – М.: Издат. дом «Недра». – 2010. – 294 с.

13. Гаврилов, В. П. Нефтегазоносность гранитов / В. П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – № 6. – 2000. – С. 44–49.

14. Галкин, С. В. Нефтегазопромисловая геология / С. В. Галкин, Г. В. Плюснин. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 96 с.

15. Гафаров, Ш. А. Физика нефтяного пласта: учеб. пособие / Ш. А. Гафаров, А. Ю. Харин, Г. А. Шамаев. – Уфа: УГТНУ, 1999. – 86 с.

16. Генезис нефтей месторождения Белый тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов / О. В. Серебренникова, Ву Ван Хай, Ю. В. Савиных [и др.] // Известия ТПУ. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 134–137.

17. Геология и геохимия нефти и газа / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.

18. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика / под ред. В. М. Запорожца. – М.: Недра, 1983. – 591 с.

19. Гильманов, Я. И. Новые подходы к изучению керна нефтематеринских пород. Отбор керна и ГТИ: презентация / НАЦРН им. В. И. Шпильмана. – Ханты-Мансийск, 2015. – Режим доступа: http://www.crru.ru/bazhenov/10_03_15_Gilmanov_issledovaniya_VAK.pdf.

20. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311 с.

21. Гмид, Л. П. Литологические аспекты изучения карбонатных пород-коллекторов / Л. П. Гмид // Нефтепромысловая геология. Теория и практика. – 2006 (1). – С. 1–23. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru>.

22. ГОСТ 12071–2000. Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов. – М.: Стандартинформ, 2000. – 26 с.

23. ГОСТ 18917–82. (СТ СЭВ 2102–80). Газ горючий природный. Методы отбора проб. – М: Стандартинформ, 2006. – 24 с.
24. ГОСТ 26450.2–85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М : Стандартинформ, 1985. – 17 с.
25. ГОСТ Р 53375–2009. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. – М.: Техэксперт, 2010. – 19 с.
26. Гудок, Н. С. Изучение физических свойств пористых сред / Н. С. Гудок. – М.: Недра, 1970. – 209 с.
27. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
28. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В. Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
29. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения свойств горных пород / В. Н. Дахнов // Геология нефти и газа. – № 8. – 1958. – С. 55–65. – Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1958/08/Stat/stat10.html>
30. Дахнов, В. Н. Промысловая геофизика. Методы промышленной геофизики, аппаратура и оборудование, электрические методы исследования скважин: учеб. пособие / В. Н. Дахнов. – М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1959. – 692 с.
31. Евсеев, Ф. А. Экспериментальная проверка точности метода Кармана-Козени для измерения удельной поверхности частиц / Ф. А. Евсеев, А. Э. Алиев, Е. В. Богданова // Технические науки. – 2015. – № 9–10 (43–44). – С. 53–58.
32. Запивалов, Н. П. Метасоматическая доломитизация и нефтегазоносность карбонатных пород (наноэффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов) / Н. П. Запивалов // Новосибирск. ИНГиГ СО РАН. – Режим доступа: <http://altay-geojournals.ru/wp-content/uploads/2015/02/11-10.pdf>.
33. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. З. С. Алиева, Г. А. Зотова. – М.: Недра, 1980. – 300 с.
34. Калинин, М. К. Методика исследования коллекторских свойств кернов / М. К. Калинин. – М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы. – 1963. – 225 с.
35. Калинин, М. К. Об общей классификации коллекторов нефти и газа / М. К. Калинин // Геология нефти и газа. – № 7. – 1958. –

С. 53–58. – Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1958/07/Stat/stat08.html>.

36. Карнаухов, М. Л. Справочник по испытанию скважин / М. Л. Карнаухов, Н. Ф. Рязанцев. – М.: Недра, 1984. – 268 с.

37. Кобранова, В. Н. Петрофизика: учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / В. Н. Кабанов. – М.: Недра, 1986. – 392 с.

38. Котяхов, Ф. И. Основы физики нефтяного пласта / Ф. И. Котяхов. – М.: Госуд. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1956. – 363 с.

39. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф. И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.

40. Латышова, М. Г. Моделирование метода вызванных потенциалов: Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений / М. Г. Латышова, В. М. Добрынин. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 124–128.

41. Лозуков, А. В. Комплексный подход к процессу отбора керна – ключ к успеху! / А. В. Лозуков, А. Ф. Салимов // Бурение и нефть. – № 4. – 2016. – Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2016-04/24>.

42. Мартынов, А. В. Природные резервуары нефти и газа: метод. указания / А. В. Мартынов. – Ухта : УГТУ, 2010. – 23 с.

43. Меркулов, В. П. Геофизические исследования скважин: учеб. пособие / В. П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.

44. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. – Л.: ВНИГРИ, 1989. – 102 с.

45. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Л. П. Гмид [и др.]. – СПб., 2009. – 160 с.

46. Механические и абразивные свойства горных пород / Л. А. Шрейнер, О. П. Петрова, В. П. Якушев [и др.]; под общ. ред. проф. Л. А. Шрейнера. – М.: Гостоптехиздат. – 1958. – 201 с.

47. Морозов, Г. С. Методы изучения коллекторских свойств девонских песчаников по данным электрического каротажа / Г. С. Морозов // Ученые записки Казанского госуниверситета. – Т. 114. – Кн. 7. – Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 1954.

48. Муравьев, В. М. Справочник мастера по добыче нефти. 3-е изд., перераб. и доп. / В. М. Муравьев. – М.: Недра, 1975. – 264 с.

49. Недоливко, Н. М. Исследование керна нефтегазовых скважин: учеб. пособие / Н. М. Недоливко. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 170 с. – Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/SHARED/n/NEDOLIVKO/disc1/Tab2/Posobie.pdf>

50. Недоливко, Н. М. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учеб. пособие / Н. М. Недоливко, А. В. Егорова. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2012. – 172 с.

51. Об утверждении Инструкции по отбору, документированию, обработке, хранению, сокращению и ликвидации кернa нефтяных и газовых буровых скважин. Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 25.07.2006. № 46. – Режим доступа: <http://www.levonevski.net/pravo/razdel8/num1/8d14806.html>

52. Определение смачиваемости кернa месторождений Вала Гамбурцева различными методами / М. Р. Гайсин [и др.] // Территория нефтегаз. – № 4. – 2011. – С. 46–52. – Режим доступа: http://neftegas.info/upload/iblock/f29/46_53.pdf.

53. Определение удельного электрического сопротивления и акустических свойств горных пород : метод. указания / В. Н. Печерин, Н. П. Демченко. – Ухта: УГТУ, 2014. – 23 с.

54. ОСТ 153-39.2-048–2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Форма представления результатов. – М.: ВНИИНЕФТЬ, 2003. – 94 с.

55. ОСТ 39-195–86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Из-во Миннефтепрома, 1986. – 16 с.

56. ОСТ 39-204–86 Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – М.: 2013. – 26с.

57. ОСТ 39-235–89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Миннефтепром . – 1989. – 37 с.

58. ОСТ 39-180–85. Нефть. Метод определения смачиваемости-углеводородсодержащих пород. – М.: Изд-во Миннефтепрома, 1985. – 14 с.

59. Отбор азимутально ориентированного кернa компанией «Интервал»: презентация. – 2009. – Режим доступа: <http://www.myshared.ru/slide/125875>.

60. Пармузина, Л. В. Определение проницаемости: метод. указания по выполнению лабораторных работ по дисциплине «Литология природных резервуаров нефти и газа» для специальности 130304 – «Геология нефти и газа» / Л. В. Пармузина, М. С. Юза. – Ухта: УГТУ, 2011. – 16 с.

61. Пармузина, Л. В. Подготовка и исследование кернов. Определение пористости: метод. указания / Л. В. Пармузина, Е. В. Алфертьева. – Ухта: УГТУ. – 2010. – 20 с.

62. Патент РФ № 2248561 Способ определения смачиваемости поровой поверхности пород-коллекторов / А. А. Злобин. – Роспатент. – 2005. – 12 с. – Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/images/patents/220/2248561/patent-2248561.pdf>.

63. Патент РФ № 2411343 Лубрикатор для исследования нефтяных и газовых скважин / В. В. Илюшин, А. Я. Апанин, Э. Б. Кузнецов и др. – Бюл. № 4. – Роспатент. – 2009. – 7 с. – Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/images/patents/49/2411343/patent-2411343.pdf>.

64. Перников, М. Ш. Определение пористости терригенных отложений разрезов Башкирии по диаграммам ПС / М. Ш. Перников // Прикладная геофизика. – Вып. 17. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – Режим доступа: http://deg.gubkin.ru/artdb/017/PG017_1957_293-306.pdf.

65. Песков, А. В. Исследования проницаемости горных пород по газу и учет эффекта Клинкинберга в теории стационарной фильтрации / А. В. Песков, В. А. Ольховская, В. И. Зимин // Технические науки. – № 10. – Горное дело. – Режим доступа: http://ecogeosprom.ru/netcat_files/88/40/Issledovanie_pronitsaemosti_gornyh_porod.pdf.

66. Петкевич, Г. И. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах / Г. И. Петкевич, Т. З. Вебицкий. – Киев: Наукова думка, 1970. – 127 с.

67. Петрофизические методы исследования кернового материала: учеб. пособие в 2 кн. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала / М. К. Иванов [и др.]. – М.: Изд-во МГУ, 2008. – 113 с.

68. Петтиджон, Ф. Дж. Осадочные породы / Ф. Дж. Петтиджон: пер. с англ. – М.: Недра, 1981. – 751 с.

69. Печернин, В. Н. Определение проницаемости горных пород: метод. указания / В. Н. Печернин, Н. П. Демченко. – Ухта: УГТУ, 2014. – 11 с.

70. Правила подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых. Приказ от 14.06.2016 г., № 352. – М, 2016. – Режим доступа: <http://rulaws.ru/acts/Prikaz-Minprirody-Rossii-ot-14.06.2016-N-352>.

71. Прищепа, О. М. Формация Баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки / О. М. Прищепа, В. И. Высоцкий, Д. Морариу // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/19_2013.pdf.

72. РД 39-0147716-505–85 Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин. – М.: Миннефтепром. – 1985. – 34 с. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=ESU&n=18216#0>.

73. Ребиндер, П. А. Избранные труды. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия / П. А. Ребиндер. – М.: Наука, 1978. – 371 с.

74. Результаты гидродинамических исследований карбонатных нефтяных пластов Юрубчено-Тохомского месторождения / Б. А. Фукс, Я. А. Иванов, А. Б. Фукс [и др.] // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 7. – С. 1260–1267.

75. Решение обратной задачи нахождения относительных фазовых проницаемостей для нестационарной двухфазной фильтрации в составной модели нефтяного пласта / М. М. Хасанов [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2001. – № 3. – С. 47–49.

76. Семенов, Е. О. Особенности формирования и оценка коллекторских и экранирующих свойств терригенных пород при создании подземных хранилищ газа в водоносных пластах: автореф. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2010. – 23 с.

77. Скарятин, В. Д. Блоковая модель трещинного коллектора и её значение при поисках скоплений углеводородов (на примере Терско-Суджинской зоны северного Кавказа) / В. Д. Скарятин // Нефтегазоносность карбонатных формаций: сб. науч. тр. – М.: ИГиРГИ, 1987. – С. 97–105.

78. Смехов, Е. М. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа / Е. М. Смехов, Т. В. Дорофеев. – Л.: Недра, 1987. – 96 с.

79. Соотношение нефтегазоносности комплексов в трехслойных природных резервуарах (на примере Волго-Уральской НГП) / Е. Б. Рилле, С. А. Корнеева // Нефть и газ. – 2010. – № 2. – 6 с. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/9.pdf.

80. СП 91.13330.2012. Подземные горные выработки. СНиП П-94–80. – М.: Министерство регионального развития РФ. – 2012. – 54 с. – Режим доступа: http://oren-rccs.ru/_fr/1/91.13330.2012__.pdf.

81. Спутник нефтегазопромыслового геолога: справочник / под ред. И. П. Чоловского. – М.: Недра, 1989. – 376 с.

82. Стандарт компании № П1-01 СЦ-043 «Порядок организации отбора, транспортировки, хранения и комплексного исследования кернового материала при геологоразведочных работах и разработке месторождений углеводородов». – М.: ОАО «НК» Роснефть», 2008.

83. СТО 153.39.2-002–2003 Нефть. Отбор проб пластовых флюидов. – М.: РМНТК «Нефтеотдача». 2003. – 94 с.

84. Сумм, Б. Д. Физико-химические основы смачивания и растекания / Б. Д. Сумм, Ю. В. Горюнов. – М.: Химия, 1976. – 232 с.

85. Технологическая инструкция «Порядок комплексного исследования образцов и обработки результатов исследования кернового материала». № П1-01 С-043 Р-001 Т-011, версия 1.00. – ОАО «НК «Роснефть»». – 2008.

86. Травкин, В. М. Микрокалориметрические исследования смачиваемости нефтенасыщенных пород / В. М. Травкин, О. Л. Югина // Разработка нефтяных месторождений в различных условиях // Тр. Гипросток нефти. Куйбышев, 1984. – С. 112–118.

87. Тульбович, Б. И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород / Б. И. Тульбович. – Пермь: Изд-во «Пермь», 1975. – 194 с.

88. Тульбович, Б. И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б. И. Тульбович. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

89. Тульбович, Б. И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов / Б. И. Тульбович. – М.: Недра, 1990. – 186 с.

90. Физическое моделирование влияния начальной нефтенасыщенности на коэффициент вытеснения и остаточную нефтенасыщенность для условий Ефремовского месторождения / А. Г. Телин, И. Р. Мукминов, А. Д. Караваев, А. К. Макаров // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»». – 2006. – № 4. – С. 44–46.

91. Ханин, А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

92. Черницкий, А. В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в трещиноватых коллекторах / А. В. Черницкий. – М.: ОАО РМНТК «Нефтеотдача», 2002. – 254 с.

93. Шванов, В. Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов) / В. Н. Шванов. – Л.: Недра, 1987. – 269 с.

94. Эфрос, Д. А. Опытные установки и методика экспериментальных исследований фильтрации неоднородных жидкостей / Д. А. Эфрос, С. А. Кундин, Е. Я. Солохин // Труды ВНИИнефтегаза, 1954. – Вып. III. – С. 107–129.

95. ЯМР-анализатор «Спин-Трэк». – Режим доступа: <http://www.nmr-design.com/ru/products/nmr-analyzer-spin-track>.

96. American Petroleum Institute (API) Second Edition, February 1998. – 236 p.

97. Amott, E. Observations relating to the wettability of porous rock / E. Amott // SPE 1167. – 1960. – P. 156–162.
98. Anderson, W. G. Wettability literature survey – part 2: wettability measurement / W. G. Anderson // SPE13933. – 1986. – P. 1246–1262.
99. Boneau, D. F. A surfactant System for the oil wet sandstone of the North Burbank unit, JPT (May 1977) / D. F. Boneau, R. L. Clampitt. – P. 501–506.
100. Brunauer, S. Adsorption of gases in multimolecular layers / S. Brunauer, P. H. Emmett, E. Teller // J. Amer. Chem. Soc. 1938. V. 60. P. 119–309.
101. Morrow, N. R. Physics and Thermodynamics of Capillary Action in Porous Media / N. R. Morrow // Ind. Eng. Chem. (June 1970) 62. – No. 6. – P. 32–56.
102. Trantham, J. C. Determination of Oil Saturation After Waterflooding in an Oil-Wet Reservoir / J. C. Trantham, R. L. Clampitt // The North Burbank Unit, Tract 97 Project, JPT (May 1977). – P. 491–500.

Характер, размерность и обозначение основных параметров горных пород

Параметр	Определение	Единица измерения	
		СГС	СИ
Плотность ρ	Физическая характеристика тела, вещества, горных пород, численно равная массе единицы объема тела, то есть отношение массы твердой, жидкой и газовой фаз к его объёму	г/см ³	кг/м ³
Минеральная плотность δ	Отношение массы твердой фазы горной породы (минерала) к объёму твердой фазы	г/см ³	кг/м ³
Удельный вес γ	Параметр, определяющий притяжение горных пород и характер создаваемого ими аномального гравитационного поля. Отношение веса горной породы (минерала) к объёму породы (минерала)	дин/см ³	Н/м ³
Пористость общая $m_{\text{общ}}$	Совокупность всех сообщающихся и изолированных пустот в минеральном скелете породы	%	%
Пористость открытая m_o	Совокупность пустот в минеральном скелете породы, сообщающихся между собой и с атмосферой	%	%
Пористость эффективная $m_{\text{эф}}$	Часть порового пространства, заполненнаядвигающимся по нему флюидом	%	%
Коэффициент пористости $K_{\text{п}}$	Отношение объёма пор к объёму породы	—	—
Проницаемость $K_{\text{пр}}$	Способность пород пропускать через себя жидкости и газ. Физический смысл размерности (м ²) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация	миллидарси, мД	$1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Остаточная вода $K_{\text{ов}}$	Содержание рыхлосвязанной и крепко связанной воды, занимающей часть полезного объёма открытой пористости. Содержание остаточной воды выражают в долях или процентах от объёма пор, выраженных в процентах	% к объёму	%

Размерности, используемые при определении проницаемости

Измеряемая величина	Обозначения	Единицы, применяемые на практике при определении проницаемости*	Единицы системы СИ
Проницаемость	$K_{пр}$	1 дарси 1 миллидарси	$0,9869 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2$ (микрометр квадратный) 10^{-3} мкм^2
Расход	Q	$1 \text{ см}^3/\text{с}$	$1 \text{ см}^3/\text{с} = 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$
Площадь	F	1 см^2	$1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$
Длина	L	1 см	$1 \text{ см} = 10^{-2} \text{ м}$
Давление*	P	1 атм. физ.	$1,01325 \cdot 10^5 \text{ МПа} \approx 10^{-1} \text{ МПа}$ (мегапаскаль)
Вязкость (динамическая)	μ	1 пуаз 1 сантипуаз	$10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} = 1 \text{ дПа} \cdot \text{с}$ (деципаскаль-секунда) $10^{-1} \text{ Па} \cdot \text{с} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ (миллипаскаль-секунда)

* На практике давление измеряют пружинными, ртутными или водяным манометрами. Для перевода в физические атмосферы пользуются следующими соотношениями: $1 \text{ кгс}/\text{см}^2 = 0,967841 \text{ [атм. физ.]}$; $1 \text{ мм рт. ст.} = 13,1579 \cdot 10^{-4} \text{ [атм. физ.]}$;
 $1 \text{ мм вод. ст.} = 0,967841 \cdot 10^{-4} \text{ [атм. физ.]}$

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Технологии отбора и исследования керна нефтегазовых скважин	4
1.1. Организационные требования по отбору керна.....	7
1.2. Технологии отбора керна	8
1.3. Отбор ориентированного керна	10
1.4. Отбор герметизированного керна, герметизация керна.....	11
1.5. Укладка и документация керна.....	13
1.6. Маркировка ящиков	15
1.7. Документация керна.....	15
1.8. Оценка разреза по керну и привязка мест его отбора	16
1.9. Подъем, отбор и подготовка шлама к анализам	19
1.10. Отбор образцов пород из стенок скважины	21
1.11. Нормы отбора образцов на различные виды исследований	25
1.12. Обеспечение сохранности керна	29
2. Породы – коллекторы и их характеристики	31
2.1. Породы-коллекторы и их классификации	36
2.2. Нетрадиционные породы-коллекторы	44
2.3. Коллекторы в глинах	45
2.4. Коллекторы в кремнистых биогенных толщах	46
2.5. Коллекторы в вулканогенно-обломочных породах.....	46
2.6. Коллекторы в магматических породах	48
2.7. Структура пустотного пространства	49
2.8. Классификации пород-коллекторов нефти и газа	51
3. Карбонатные породы-коллекторы	61
3.1. Хемогенные карбонатные породы.....	64
3.2. Органогенные карбонатные породы	64
3.3. Обломочные карбонатные породы.....	65
3.4. Карбонатные породы переходного или смешанного типа	66
3.5. Этапы и стадии формирования пористости карбонатных пород.....	66
3.6. Особенности трещиноватых коллекторов, параметры трещин и их классификация.....	71
4. Породы-флюидоупоры	80
4.1. Породы-флюидоупоры месторождений нефти и газа.....	80
4.2. Породы-флюидоупоры подземных хранилищ газа	82
5. Геофизические методы изучения коллекторских свойств пород	85
5.1. Методы определения коэффициента пористости пород.....	85
5.2. Определение коэффициента проницаемости	97

6. Лабораторные методы изучения фильтрационных и емкостных свойств пород-коллекторов.....	100
6.1. Подготовка кернов	100
6.2. Определение содержания воды в керне аппаратом Дина и Старка	101
6.3. Определение коэффициента нефте- и водонасыщенности керна	102
6.4. Определение коэффициента газонасыщенности керна.....	105
6.5. Определение пористости	105
6.6. Определение проницаемости	107
6.7. Измерение эффективной проницаемости горных пород	117
6.8. Измерение фазовой проницаемости.....	117
6.9. Измерение профильной проницаемости.....	118
6.10. Определение проницаемости в пластовых условиях	120
6.11. Остаточная водонасыщенность и методы ее определения	124
6.12. Определение удельного электрического сопротивления.....	132
7. Методы и технология исследований микропустотности карбонатных пород-коллекторов	137
7.1. Микроскопические методы	139
7.2. Метод вдавливания ртути.....	142
7.3. Метод К.И. Багринцевой	143
7.4. Метод больших шлифов	145
8. Специальные методы изучения пород.....	148
8.1. Определение смачиваемости пород по керну	148
8.2. Определение смачиваемости количественными методами	151
9. Гидродинамические методы изучения пород-коллекторов	165
9.1. Определение проницаемости методом установившихся отборов	166
9.2. Определение проницаемости методом неустановившихся отборов	170
9.3. Метод гидропрослушивания	171
9.4. Сравнение результатов гидродинамических методов с лабораторными и геофизическими методами на примере карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения	173
10. Методы изучения флюидов.....	178
10.1. Категории проб флюидов по информативности	179
10.2. Условия отбора глубинных проб флюидов	179
10.3. Отбор проб из нефтяных скважин	182
10.4. Отбор проб из водяных скважин	184
10.5. Определение величины давления отобранной глубинной пробы нефти.....	185
10.6. Разгазирование глубинной пробы нефти.....	185

10.7. Перевод пробы нефти из глубинного пробоотборника в контейнер	187
10.8. Отбор пробы нефти из сепаратора под давлением	189
10.9. Отбор проб газа под давлением.....	190
10.10. Общие требования к исследованию пластовых флюидов (нефть, пластовая вода).....	191
11. Оборудование и аппаратура для отбора проб флюидов.....	194
11.1. Отбор устьевых проб жидкостей и газов под давлением на устье скважин	194
11.2. Типы пробоотборников и отбор глубинных проб флюидов.....	197
11.3. Глубинные пробоотборники нового поколения	200
11.4. Отбор устьевых проб газа без давления	204
11.5. Отбор глубинных проб пластовых вод и их дегазация	205
11.6. Устройства для герметизации устья скважин при отборе глубинных проб	207
Заключение.....	210
Библиографический список.....	211
Приложения.....	220

Учебное издание

Битнер Александр Карлович
Прокатень Елена Вячеславовна

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
И ФЛЮИДОВ

Учебное пособие

Редактор Л. Ф. Калашник
Корректор З. В. Малькова
Компьютерная верстка И. В. Гревцовой

Подписано в печать 26.02.2018. Печать плоская
Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 14,0
Тираж 100 экз. Заказ № 3431

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-67; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru