

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ МЕТОДИКИ ЛАБОРАТОРНОЙ ОЦЕНКИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ УЛЬТРАНИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

А.М. Горшков

Научные руководители зав. лабораторией физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть»
А.Г. Скрипкин; зав. лабораторией геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть»,
профессор И.В. Гончаров
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время баженовская свита рассматривается как один из стратегически важных объектов для восполнения ресурсной базы нефтяной отрасли России. Оценка ресурсов по пласту Ю₀ по мнению многих авторов колеблется от 600 млн. до 30 млрд. т. [4].

Однако, несмотря на значительный потенциал баженовской свиты более чем 40-летний опыт изучения этих отложений так и не дал однозначного ответа о генезисе этого уникального природного резервуара нефти и газа. На данный момент отсутствует методика поиска скоплений углеводородов в этой свите, способ геометризации ловушек, методика подсчета запасов и способы разработки этих отложений [5].

На сегодняшний день основным способом разработки таких нетрадиционных коллекторов является бурение горизонтальных скважин. Приток флюида происходит за счет фильтрации нефти по системе естественных трещин, а также системе наведенных вторичных трещин, создаваемых множественным гидроразрывом пласта (МГРП) [4]. Для успешного применения данной технологии необходимо точное определение основных петрофизических свойств пласта (прочности, минералогической плотности, пористости, проницаемости и т.д.). Для плотных пород отложений баженовской свиты использование стандартных методик определения проницаемости образцов-цилиндров керна приводит к высокой продолжительности экспериментов по времени (порядка нескольких недель), а также из-за развитой естественной трещиноватости пород значения проницаемости образцов завышены в $10 - 10^6$ раз по сравнению с проницаемостью матрицы [6].

Стандартный метод определения пористости образцов баженовской свиты методом жидкостенасыщения [3] (по керосину ввиду гидрофобности керна) также дает некорректные результаты из-за дорастворения битума и керогена во время насыщения образца жидкостью. Все это приводит к необходимости разработки новых методов и методик лабораторной оценки петрофизических свойств отложений баженовской свиты.

В настоящее время большой прогресс в развитии методов определения пористости и проницаемости сланцевых формаций достигнут институтом Gas Research Institute в г. Чикаго, который разработал целую методику оценки сланцевых коллекторов «Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs» [1]. Основной подход для определения пористости и проницаемости сланцевых формаций в данной методике заключается в дроблении керна на фракции одинакового размера и определение параметров на дезинтегрированном керне.

Данный метод позволяет значительно сократить продолжительность экспериментов по определению проницаемости, а также исключить влияние естественной трещиноватости на значения исследуемого параметра. Однако основным недостатком этого метода является проведение всех экспериментов в атмосферных условиях (без создания горного давления).

Несмотря на то, что многие авторы проводят аналогию между сланцевыми формациями в Америке и отложениями баженовской свиты в России данные природные резервуары сформировались абсолютно в разных обстановках осадконакопления и имеют разный литологический состав. Следовательно, необходимо адаптировать данный метод GRI для отложений баженовской свиты и оценить возможность его применения для данных коллекторов.

Цель данной работы: разработать методику лабораторной оценки петрофизических свойств ультранизкопроницаемых коллекторов отложений баженовской свиты. Для выполнения поставленной цели решались следующие задачи:

- Исследование влияния размера фракции образца на значения петрофизических параметров, определяемых методом GRI. Оценка повторяемости искомых величин.

- Изучение влияния массы навески образца на значения фильтрационно-емкостных свойств, определяемых методом GRI. Воспроизводимость полученных результатов.

- Проницаемость образцов ультранизкопроницаемых коллекторов определялась по методу «Pressure Pulse Permeability» в соответствии с методом GRI [1]. Открытая пористость, а также объемная и минералогическая плотность определялись методом газонасыщения. В качестве объекта исследования была выбрана кремнисто-глинистая порода отложений баженовской свиты одного из месторождений Томской области. Перед началом исследования полноразмерный керн дробился и просеивался на ситах с размером ячеек 10, 5, 2 и 1 мм для получения нескольких фракций частиц диаметром 1 – 2 мм, 2 – 5 мм и 5 – 10 мм. Затем в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 [2] перед определением фильтрационно-емкостных свойств образцы исследуемых фракций очищались в центрифужном экстракторе спиртобензольной смесью от пыли и остатков углеводородов в течение 4 часов и высушивались в вакуумном термощкафу при температуре 70 °С до постоянного веса.

Все эксперименты по определению петрофизических параметров проводились на приборе SMP-200, разработанным компанией CoreLab Reservoir Optimization. По существу эксперимент по определению объемной

и минералогической плотности ничем не отличался от эксперимента по определению матричной проницаемости измельченных образцов. Основное отличие заключалось в данных, которые использовались для получения искомым величин. Значения объемной и минералогической плотности рассчитывались по формуле (1) и формуле (2) соответственно:

$$\rho_{об} = \frac{M}{V_1} \quad (1)$$

$$\rho_{мин} = \frac{M}{V_2} \quad (2)$$

где

$\rho_{об}$ – объемная плотность образца, г/см³;

$\rho_{мин}$ – минералогическая плотность образца, г/см³;

M – вес сухого образца в воздухе («сухой вес»), г;

V_1 – объем образца в начале эксперимента (до насыщения матрицы газом), см³;

V_2 – объем образца в конце эксперимента (после насыщения газом), см³.

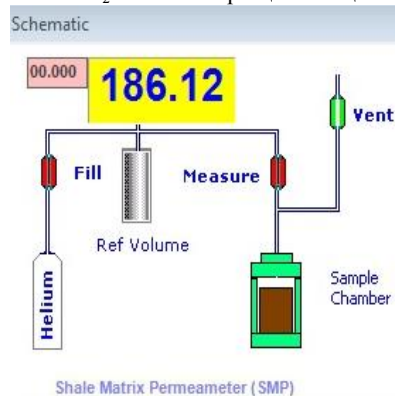


Рис.1 Принципиальная схема прибора SMP-200

В основе работы прибора лежит закон Бойля, по которому происходит определение мертвого объема и калибровка всех рабочих емкостей (рис. 1) перед каждой серией экспериментов. Все это позволяет с высокой точностью определять объем образца во время всего эксперимента. Необходимо отметить, что одним из основных условий корректного измерения петрофизических параметров является термостабилизация прибора. При проведении экспериментов прибор помещался в термошкаф, в котором поддерживалась постоянная температура 30 °С. Также перед определением петрофизических свойств образца проводился тест на утечки газа для повышения достоверности полученных результатов. Сущность эксперимента по определению объемной, минералогической плотности и матричной проницаемости образца заключалась в следующем: почищенный и высушенный измельченный образец с измеренной массой (M) загружался в емкость для образца (Sample Chamber), а оставшийся пустой объем камеры заполнялся калибровочными дисками.

Затем гелий, находящийся под давлением ~200 psi из эталонной емкости известного объема (Ref Volume) подавался в емкость с образцом (рис. 1).

Давление практически сразу падало до значения, обусловленного объемом образца (V_1), и затем уменьшалось со временем из-за проникновения гелия в поры каждой отдельной частицы до значения P_2 .

В конце эксперимента рассчитывался минеральный объем образца V_2 .

Расчет коэффициента открытой пористости K_{II} для дезинтегрированного образца производился по формуле (3):

$$K_{II} = \frac{(\rho_{мин} - \rho_{об})}{\rho_{мин}} \cdot 100 \quad (3)$$

Проницаемость образца рассчитывалась из экспериментальных данных падения давления со временем (за 2000 с). На рис. 2 представлена экспериментальная кривая падения давления от времени и теоретическая зависимость, аппроксимирующая эти данные для одного из экспериментов.

Для решения первой поставленной задачи были просеяны три фракции образца с размером частиц 1 – 2 мм, 2 – 5 мм и 5 – 10 мм. Вес фракций образца во всех экспериментах был постоянным и составлял около 30 г. в соответствии с [1]. Для определения метрологической характеристики повторяемости измеряемых петрофизических параметров было проведено по 7 экспериментов на каждой фракции образца. Статистическую обработку данных проводили следующим образом: – для каждой фракции рассчитывалось среднее значение искомой величины (M); S – среднее квадратичное отклонение (СКО) повторяемости; δ – относительное значение СКО повторяемости, %. В процессе исследования было выявлено, что время между двумя последовательными экспериментами с одной и той же фракцией должно составлять не менее 2000 с (время эксперимента) в связи с дегазацией образца.



Рис.2 Расчет проницаемости кремнисто-глинистого образца с размером фракции 1 – 2 мм

На рис. 3 представлены типичные статистические данные объемной и минералогической плотности, полученные на фракции 1 – 2 мм за всю серию экспериментов. На рис. 4 представлены результаты определения проницаемости образца для фракции размером 1 – 2 мм за 7 экспериментов. Сплошными линиями показаны средние значения петрофизических параметров и диапазон изменения этих величин, рассчитанный через СКО повторяемости.

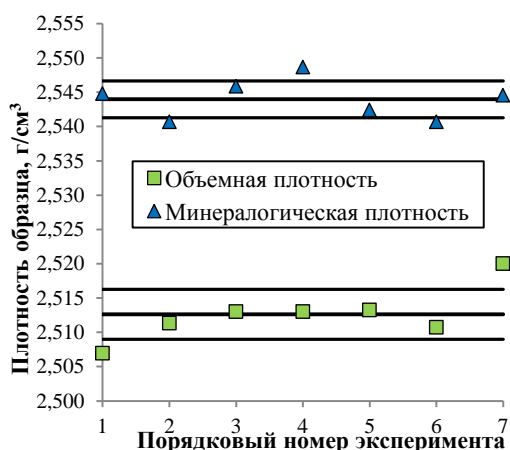


Рис.3 Значения объемной и минералогической плотности, полученные на фракции 1 – 2 мм

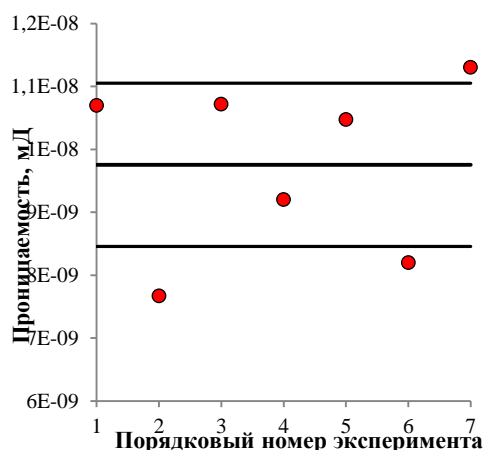


Рис.4 Значения проницаемости образца в серии экспериментов, полученные на фракции 1 – 2 мм

Рис. 3 показывает хорошую повторяемость объемной и минералогической плотности, определенной методом газонасыщения (СКО повторяемости около $0,004 \text{ г/см}^3$), что позволяет говорить о пригодности данного метода для определения и объемной и минералогической плотности. Из рис. 4 видно, что значения проницаемости за всю серию экспериментов имеют больший разброс и, в процентном соотношении, разброс составляет приблизительно 13% относительно среднего значения.

Статистические данные и метрологические характеристики повторяемости основных петрофизических параметров полученных на разных фракциях представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что измеренное среднее значение объемной плотности образца практически не меняется при увеличении размера фракции. При этом измеренная минералогическая плотность уменьшается при увеличении размера частиц фракции. В итоге расчетные значения открытой пористости уменьшаются в 4 раза при увеличении размера частиц от 1 – 2 мм до 5 – 10 мм. Это происходит из-за того, что при увеличении размера частиц во фракции время проникновения гелия во все открытые поры образца намного дольше, чем время эксперимента (2000 с) что в конечном итоге приводит к некорректному определению минералогической плотности. Еще одним подтверждением данного предположения является то, что проницаемость фракции образца 5 – 10 мм не измеряется данным методом. Матричная проницаемость кремнисто-глинистой породы составляет порядка 10 пД (пикадарси) и 7 пД для фракции 1 – 2 мм и 2 – 5 мм соответственно. Относительные

значения СКО повторяемости проницаемости составляют порядка 13–15 %. В ходе решения поставленной задачи также был проведен эксперимент, моделирующий раздробленный полноразмерный керн, в котором находятся частицы разного размера. Для этого три исследуемые фракции были смешаны в равных пропорциях по массе (около 10 г каждая).

Таблица 1

Статистические данные и метрологические характеристики повторяемости основных петрофизических параметров, определяемых на приборе SMP-200

Размер фракции, мм	Объемная плотность $\rho_{об}$, г/см ³	Минералогическая плотность $\rho_{мин}$, г/см ³	Открытая пористость $K_{п}$, %	Проницаемость $K_{пр}$, мД
1–2	M=2,513	M=2,544	M=1,23	M=9,75·10 ⁻⁹
	S=0,0036	S=0,0027	S=0,162	S=1,298·10 ⁻⁹
	δ =0,14 %	δ =0,11 %	δ =13,12%	δ =13,31 %
2–5	M=2,508	M=2,537	M=1,12	M=6,79·10 ⁻⁹
	S=0,0085	S=0,0061	S=0,231	S=1,073·10 ⁻⁹
	δ =0,34 %	δ =0,24 %	δ =20,73 %	δ =15,80 %
5–10	M=2,502	M=2,510	M=0,305	не измеряет
	S=0,0052	S=0,0055	S=0,028	
	δ =0,21 %	δ =0,22 %	δ =9,06 %	
Смесь исследуемых фракций*	2,447	2,473	1,05	9,39·10 ⁻⁹

* Эксперимент проведен на смеси трех фракций, имитирующей раздробленный керн, масса каждой фракции около 10 г.

Эксперимент показал, что для определения проницаемости необходимо измельченный керн отделять только от мелкой фракции менее 1 мм, дальнейшее фракционирование не увеличивает точность измерения. Однако значения объемной и минералогической плотности, измеренные на смеси фракций, уменьшились на 2,6% и 2,8% соответственно, что в конечном итоге не сильно повлияло на коэффициент открытой пористости. Проанализировав полученные данные в таблице 1, можно сделать вывод, что оптимальный размер фракции для определения петрофизических свойств является размер частиц 1 – 2 мм. В дальнейшем варьирование различных факторов будем проводить относительно фиксированного размера фракции 1 – 2 мм для оценки воспроизводимости значений петрофизических параметров. Для решения второй поставленной задачи была выбрана фракция размером 1 – 2 мм, и изменялась масса навески от 15 до 50 г. В результате работы было проведено по одному эксперименту с каждой навеской разной массы для оценки воспроизводимости полученных петрофизических параметров (табл. 2).

Таблица 2

Воспроизводимость основных петрофизических параметров, определяемых на приборе SMP-200 для фракции размером 1 – 2 мм при изменении массы навески

Вес фракции образца, г	Объемная плотность $\rho_{об}$, г/см ³	Минералогическая плотность $\rho_{мин}$, г/см ³	Открытая пористость $K_{п}$, %	Проницаемость $K_{пр}$, мД
15	2,413	2,453	1,64	1,99·10 ⁻⁸
30	2,513	2,544	1,23	9,75·10 ⁻⁹
50	2,466	2,502	1,44	1,20·10 ⁻⁸

Из таблицы 2 видно, что уменьшение массы навески в 2 раза относительно массы указанной в методике [1] приводит к уменьшению объемной и минералогической плотности приблизительно на 4 %. Также некорректные значения имеют коэффициент открытой пористости и проницаемость, которая увеличилась в 2 раза. Увеличение массы навески до 50 г. приводит к более корректному измерению по сравнению с маленькой навеской, так как значения попадают в доверительный интервал, рассчитанный для навески 30 г. фракции 1 – 2 мм.

В ходе проделанной работы можно дать следующие методические рекомендации по исследованию ультранизкопроницаемых коллекторов баженовской свиты на приборе SMP-200:

1. Объемную плотность можно определять на любых однородных фракциях образца независимо от их размера с точностью 0,1 %.
2. Минералогическую плотность необходимо определять на фракции образца размером 1 – 2 мм, либо использовать большие по размеру фракции, но для этого необходимо увеличивать время эксперимента (более 2000 с). Точность измерения на фракции 1 – 2 мм составляет 0,1 %.
3. Матричную проницаемость образца необходимо определять на фракции образца 1 – 2 мм либо на исходном раздробленном керне (при отделении от него мелкой фракции менее 1 мм). Точность определения проницаемости образца на фракции размером 1 – 2 мм составляет около 13%.

4. Масса навески во всех экспериментах по определению петрофизических параметров должна быть не менее 30 г.

Данная методика нуждается в дальнейшей проверке на образцах отложений баженовской свиты, представленных другими литотипами для разработки общей методики исследования ультранизкопроницаемых коллекторов отложений баженовской свиты.

Литература

1. GRI-95/0496 Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs. Final technical report. – Gas Research Institute. Chicago, Illinois. October 1986 – September 1993.
2. ГОСТ 26450.0–85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств.
3. ГОСТ 26450.1–85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости методом жидкостенасыщения.
4. Г.А. Калмыков, Н.С. Балущкина, И.С. Афанасьев и др. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Rogtec Российские нефтегазовые технологии. 2011. – № 25. – С. 24 – 36.
5. В.А. Карпов Еще раз о баженигах Западной Сибири (Об инвертном типе природного резервуара УВ в баженовской свите // Недропользование XXI век. – Москва. 2013. – № 3. – С. 70 – 77.
6. А.Г. Скрипкин, С.В. Парначев, В.Е. Баранов, С.В. Захаров Опыт применения методов оценки фильтрационно-емкостных свойств ультранизкопроницаемых пород // Нефтяное хозяйство. – Москва. 2014. – № 11. – С. 59 – 61.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВИЗУАЛЬНОГО АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БС10/0 КОНИТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

^{1,2}А.В.Горюнова

¹Научный руководитель А.Д.Мореходов

¹ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Комсомольскнефть», г. Сургут, Россия

²Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время большинство месторождений разрабатывается с применением методов заводнения. Данная технология основывается на закачке воды в нагнетательные скважины для вытеснения нефти к эксплуатационным скважинам и для поддержания пластового давления. Чрезвычайно важно при этом обеспечить контроль за эффективностью нагнетания воды в пласт. За последние годы многие организации, разрабатывающие нефтегазоносные объекты, уделяли внимание этой теме. Были созданы разнообразные системы контроля, основанные на изучении динамики пластового давления: гидропрослушивание, проведение трассерных (индикаторных) исследований и т.д. Сущность гидропрослушивания заключается в наблюдении за изменением уровня или давления в реагирующих скважинах, обусловленным изменением отбора жидкости в соседних возмущающих скважинах. Трассерные исследования основаны на добавке меченых веществ в нагнетаемую в пласт жидкость и прослеживании времени и места выхода меченого вещества вместе с добываемой продукцией.

Эффективность современных методов контроля за разработкой нефтегазовых объектов во многом зависит от объема проведенных работ и их качества. Но из-за временных затрат на остановку скважин при гидропрослушивании и дороговизны специальных химических реагентов при трассерных методах эти исследования проводятся в ограниченном объеме, что препятствует количественному и качественному анализу объекта разработки. К тому же данные методы контроля достаточно эффективны только на высокопродуктивных (высокопроницаемых) залежах.

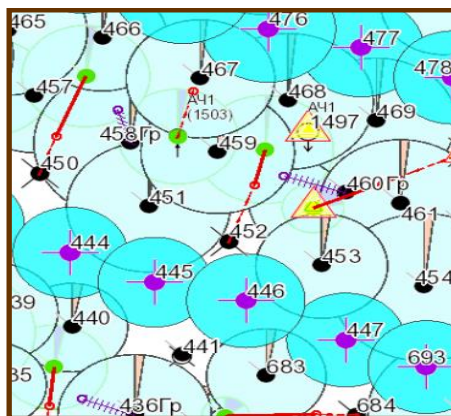


Рис. 1 Современная карта текущего состояния разработки месторождения

Часто оказывается невозможным установить, какие нагнетательные скважины, в которые закачивают воду, оказывают воздействие на добывающие скважины, а какие не оказывают, т.е. закачка является не