

К ИЗУЧЕНИЮ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ДЕВОНСКИХ ПОРОД ЮЖНО-МИНУСИНСКОЙ КОТЛОВИНЫ

С. И. ШИШИГИН

(Представлено научным семинаром кафедры горючих ископаемых)

Южно-Минусинская котловина, являясь древним межгорным прогибом, давно изучается с точки зрения поисков в ней нефтегазоперспективных площадей. Проведенное в последнее десятилетие глубокое поисковое бурение не привело пока к открытию промышленных скоплений нефти и газа. Вследствие этого дальнейшее поисковое бурение на нефть и газ здесь свертывается.

В чем же причина неудачи нефтепоискового бурения в Южно-Минусинской котловине? На наш взгляд, из числа основных нужно выделить две причины, приведшие к неудачным результатам. Во-первых, отсутствие четкого представления о природе и характере возможных ловушек. Недостатки в методике и технике вскрытия и опробования возможно продуктивных горизонтов можно отнести ко второй причине, которая до некоторой степени обуславливается первой.

В данной заметке сделана попытка заново рассмотреть некоторые вопросы, касающиеся первой причины неудач. Может возникнуть вопрос, есть ли необходимость возвращаться к этому району, в котором практически поисковые работы свернулись. На наш взгляд, безусловно есть. Здесь нет необходимости приводить примеры из истории развития нефтяной промышленности, когда некоторые нефтегазоносные районы открывались лишь после многократных возвращений к ним.

В связи с этим мы и решили проанализировать коллекторские свойства пород девона этого перспективного района, к которому не исключена возможность со временем вернуться.

К характеристике пористости песчаников и алевролитов девона

Рассмотрим результаты анализов открытой пористости песчано-алевролитовых пород от абаканской свиты до тубинской включительно. Всего проанализировано 1434 образца [1].

Определения по разрезу распределяются следующим образом (табл. 1).

Коэффициент открытой пористости песчано-алевролитовых пород самой верхней тубинской свиты колеблется в пределах от 1 до 17%, в среднем от 2 до 6%. Породы же остального разреза от кохайской свиты до абаканской включительно обладают пористостью от 0,15 до 9—11% преимущественно в интервале 2—4%.

Более полные данные сведены в график (рис. 1), из которого видно, что преимущественные значения пористости, кроме Тубинской свиты,

Таблица 1

Свита	Количество определений
Тубинская	660
Кохайская	116
Ойдаповская	205
Бейская	126
Сарагашская	270
Абаканская	57
Всего	1434

изменяются в довольно узком диапазоне (2—4%), который с глубиной остается удивительно постоянным.

Низкая пористость указывает на высокую степень уплотнения всех песчано-глинистых отложений девона, кроме тубинской свиты в зоне выветривания.

График, изображенный на рис. 2, иллюстрирует процентное соотношение образцов с пористостью 0—4% к общему количеству образцов. Из графика видно, что на долю образцов с пористостью 0—4% приходится от 75 до 83% общего количества образцов, кроме тубинской свиты, в которой

60% образцов имеют пористость меньше 6%.

Таким образом, только $\frac{1}{4}$ — $\frac{1}{6}$ часть образцов разреза от абаканской свиты до кохайской включительно имеет пористость свыше 4%.

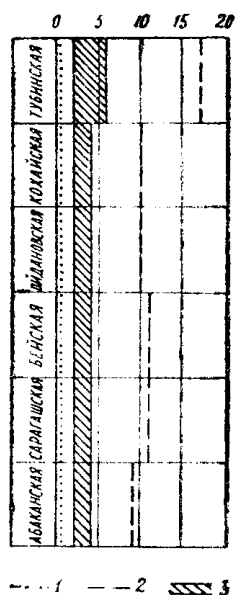


Рис. 1. Схематический сводный разрез открытой пористости (в процентах) песчано-алевролитовых пород девона Южно-Минусинской котловины.

1 — минимальное значение; 2 — максимальное значение; 3 — интервал средних значений. Составил С. И. Шишигин.

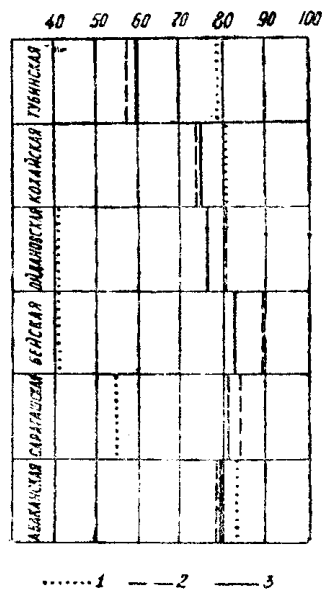


Рис. 2. Процентное соотношение образцов песчано-алевролитовых пород с пористостью 0—4% (для тубинской свиты 0—6%) к общему количеству образцов свиты. 1 — по образцам из обнажений, 2 — по образцам из скважин, 3 — по всем образцам (обнажения скважины). Составил С. И. Шишигин.

Причем нужно отметить, что эти значения относятся в основном к алевролитам.

На самом деле пористость алевролитов, как правило, выше, чем песчаников. Это подтверждается приводимой ниже сводной табл. 2, в которой обобщены значения 216 анализов кернов из скважин пяти струк-

тур: Алтайской, Быстринской, Биджинской, Западно-Тагарской и Северо-Тагарской.

Таблица 2

Возраст	Литологический состав	Коэффициент открытой пористости в проц.		
		т	до	средний
Бейская свита	песчаники	0,39	3,53	2,0
	алевролиты	0,59	6,28	3,5
Илеморовская подсвита	песчаники	0,43	4,51	2,0
	алевролиты	0,16	9,5	3,8
Аскизская подсвита	песчаники	0,62	4,53	1,9
	алевролиты	0,18	7,73	3,9

Из таблицы видно, что пористость песчаников, как правило, примерно в два раза ниже, чем алевролитов.

Можно считать установленным, что песчано-алевролитовые породы с пористостью до 3% в монолите обычно непроницаемые. Этот вывод был сделан в результате изучения пород Скибовой зоны Карпат [6]. Породы девона Южно-Минусинской котловины, имеющие пористость до 6%, на проницаемость заведомо не анализировались как практически непроницаемые. А образцы с пористостью свыше 6% во всех случаях обладали проницаемостью меньше 1 миллидарси. В самом деле исключительно большая извилистость весьма тонких капиллярных и субкапиллярных пор (да еще зачастую тупиковых), характерных для разностей с пористостью до 6%, обуславливают чрезвычайно высокое сопротивление для фильтрации. Следовательно, мы вынуждены признать, что все породы рассматриваемого разреза в монолитных образцах являются практически непроницаемыми.

О трещиноватости пород

Несмотря на только что сделанный вывод, практика, однако, показывает, что в разрезе в целом имеются интервалы, в различной степени практически проницаемые. Об этом свидетельствуют промышленные притоки газа в скважинах даже при недостаточно эффективной методике их опробования. Продуктивность отдельных скважин измеряется десятками и сотнями тысяч $m^3/сут$.

В частности, рассчитаем проницаемость интервала (1844—1881), вскрытого скв. 1 на Быстринской площади, к которому относят дебит $184000 m^3/сут$ (хотя надо полагать, что не весь интервал является продуктивным), исходя из дебита при неустановившемся режиме для радиальной фильтрации. Для чего воспользуемся следующей формулой [4]

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{\pi \cdot h (P_k^2 - P_c^2)},$$

где K — коэффициент газопроницаемости в дарси;

Q — приведенный к атмосферному давлению дебит газовой скважины;

жины в $\text{см}^3/\text{сек}$; в данном случае $2,13 \cdot 10^6$;

μ — вязкость газа в сантипуазах в пластовых условиях (при 320°K), равная 0,023;

h — мощность интервала в см (3700);

R_k — средний радиус дренирования в см (примем 150000);

r_c — радиус скважины в см (10);

P_k — пластовое давление в ат (180);

P_c — давление на забое скважины в ат (3).

Подставляя эти данные в формулу и решая, получим для K величину, равную 1,2 миллиарди. Рассчитанная величина, являясь средней, уже значительно больше величины, полученной при исследовании керна в лаборатории. Это свидетельствует о том, что проницаемость интервала обязана трещинной полостности.

Кроме того, при интерпретации этой величины нужно учесть следующее. Полученная величина характеризует проницаемость всего интервала (мощностью 37 м) в целом, состоящего как из проницаемых, так и непроницаемых пластов. В свою очередь, вследствие неодинаковой трещиноватости среди проницаемых слоев интервала имеются слои более проницаемые и менее проницаемые. Так, в общем случае проницаемость трещинного коллектора будет прямо пропорциональна квадрату величины зияния трещин и квадрату их частоты в сечении фильтрации. Отдельные тонкослоистые аргиллито-алевролитовые породы, в которых густота трещин в несколько раз больше, чем в массивных песчаниках, могут обладать проницаемостью, в сотни раз большей, чем подсчитанная для всего интервала.

А истинная проницаемость трещин в породе будет еще во много раз больше величины проницаемости самой трещиноватой породы в целом, в которой, кроме трещин, имеются и недренируемые блоки.

Следовательно, можно сделать вывод о том, что отдельные трещиноватые горизонты интервала 1844—1881 м в скв. 1 Быстринской площади обладают средней и хорошей проницаемостью.

О трещиноватости пород девона Южно-Минусинской котловины говорят также следующие показатели, которые можно разделить на прямые и косвенные.

Прямые показатели

1. Многочисленные прожилки кальцита и гипса.
2. Открытые трещины, фиксирующиеся в керне.
3. Трещины, полностью или частично заполненные битуминозным веществом.

Косвенные показатели

1. Высокий дебит воды в некоторых пластах, непроницаемых в монолите (Северо-Тагарская площадь, $140 \text{ м}^3/\text{сут}$).
2. «Провалы» (на 1—2 м) инструмента при проходке некоторых интервалов.
3. Низкий выход керна (10—15%) или его полное отсутствие в колонке.
4. Случаи поглощения промывочной жидкости, например, на Алтайской площади [1].
5. Аномально высокое содержание вторичных минералообразований, которое более или менее в одинаковой мере свойственно всем породам девонского разреза [3].

Одним из факторов, существенно влияющих на развитие вторичных минералов в породах, является давление, сопровождающееся образованием трещин.

Необходимо отметить также, что косвенные признаки могут указывать не только на трещиноватость, но и на кавернозность, особенно в карбонатных породах.

Из этого следует, что изучать коллекторские свойства пород надо не на монолитных образцах керна в лаборатории, как это делается до сих пор, а в пласте в целом, то есть в реальных условиях. Возникает поэтому необходимость специального изучения трещиноватости пород девона под углом зрения их коллекторских свойств.

В связи с этим, на наш взгляд, требуют своего разрешения следующие проблемы: а) выработка методики определения коэффициента трещинной полостности; б) выработка методики определения коэффициента трещинной проницаемости; в) изучение происхождения трещин; г) изучение распределения трещин в связи со структурным положением пород; д) изучение распределения трещин в связи с литологическим составом пород; е) изучение количественного соотношения между пористостью, трещинной полостностью и кавернозностью пород, например, карбонатных; ж) прогноз и выявление трещиноватых зон (участков, интервалов) с целью постановки на них поисково-разведочных работ.

При изучении трещиноватости пород девона в настоящее время исследователи Е. М. Смехов, Т. В. Дорофеева, Л. П. Гмид и др. [5] пользуются обработкой только образцов керна. Определение трещинной полостности образца производят они в плоскопараллельном шлифе, полагая, что последняя численно будет равна просветности трещин, секущих площадь шлифа, которую они и подсчитывают.

Такую методику нельзя признать удачной по следующим соображениям. Во-первых, в шлифе можно уловить не все системы трещин, которые секут породу во всех трех измерениях. По этой причине трещинная просветность при прочих равных условиях всегда будет меньше трещинной полостности. Во-вторых, характеристику трещиноватости, сделанную при изучении на микроскопической площади, ни в коей мере нельзя распространять на всю площадь, тем более на объем породы, так как трещины распространены довольно неравномерно не только в разных измерениях, но даже в одном измерении. В-третьих, учитываются только трещины (пусть даже в одном измерении) в выносимых кусочках керна, в которых не сохраняются открытые трещины длиной больше размеров керна. Следовательно, не могут быть учтены не только все трещины, секущие керн во всех трех измерениях, но и в одном измерении. В-четвертых, не могут учитываться крупные пластовые трещины и каверны, поскольку из этих интервалов керн совершенно не извлекается. А надо сказать, что как емкость, так и проницаемость этих крупных полостей не идет ни в какое сравнение ни с емкостью, ни с проницаемостью микроскопических закрытых трещинок, фиксируемых в шлифе. Недаром упомянутые авторы совершенно упускают из сферы исследования как трещины, секущие пласт на всю мощность, так и каверны. О наличии же последних свидетельствуют «провалы» инструмента и другие косвенные показатели.

Все это вместе взятое приводит к тому, что величины емкости и проницаемости трещинных коллекторов девона Южно-Минусинской котловины, полученные на основании изучения шлифов [5], не могут отображать действительную картину. Этим и объясняется противоречие в исследованиях Е. М. Смехова и др. [5] между высокой продуктивностью скважин и ничтожной «трещинной пористостью» (сотые доли процента). Кстати следует отметить, что сам термин «трещинная пористость» для обозначения емкости трещинного коллектора является весьма неудачным. Для этого параметра нами предложен более приемлемый термин трещинная полостность.

В образовании трещинной полостности трещинного коллектора основная роль принадлежит так называемым тектоническим трещинам, то есть трещинам отдельности, секущим единичный пласт целиком. Эти трещины развиваются обычно во всех трех измерениях. При учете коэффициента трещинной полостности исходными данными являются в основном следующие параметры: количество систем трещин, густота (частота) и величина зияния их в каждом измерении.

Эти параметры при равных структурных условиях зависят от литологического состава, который предопределяет механические свойства породы.

Густота трещин отдельности для одной литологической разности, в свою очередь, находится в прямой зависимости от мощности пласта. Эмпирически установлено, что чем тоньше пласт, тем трещины чаще, и наоборот. Это правило, присущее всем слоистым осадочным деформированным породам, можно считать закономерностью. Естественно, та же закономерность свойственна и породам Южно-Минусинской котловины, собранным в складки.

В тонкослоистых песчано-глинистых (особенно плотных) породах трещиноватость развита интенсивнее, чем в средне- и грубослоистых. Если частота трещин в каждом измерении увеличивается вдвое, то при одинаковой их величине зияния коэффициент трещинной полостности увеличивается в 8 раз. Если же частота увеличивается в три раза, то трещинная полостность возрастает уже в 27 раз и т. д. Следовательно, большее внимание должны привлекать пачки чередующихся тонкослоистых аргиллито-алевролитовых пород, которые в настоящее время почти полностью игнорируются с этой точки зрения.

Трещиноватость в одной и той же пачке пород по площади структуры развивается также неодинаково, а именно: изменяется и густота и величина зияния трещин. Эти оба параметра стоят в прямой зависимости от степени изгиба пластов на структуре. Так, например, в резко выраженных антиклинальных складках Южно-Минусинской котловины при изотропной трещиноватости величина зияния трещин отдельности будет больше на своде, чем на крыльях. А в складках с пологим сводом и крутыми крыльями зияние тектонических трещин будет больше на крыльях, особенно интенсивно осложненных флексурами и дизъюнктивными нарушениями, развивающимися чаще всего на крутых крыльях. Флексуры обычно с глубиной переходят в дизъюнктивные нарушения. Последние и сопровождаются усиленной трещиноватостью по сравнению с пологими спокойными сводами. Флексуры могут являться также и участками, препятствующими дальнейшей миграции флюидов по полостям разломов. Следовательно, флексурные зоны могут быть своего рода ловушками трещинных залежей нефти и газа. Б. Н. Красильников и Я. Г. Кац [2] придают зонам трещиноватости пород девона также большое значение.

Выводы

1. При оценке проницаемости трещинных коллекторов нельзя опираться на данные, полученные на маленьких монолитных образцах. Для определения проницаемости в условиях пласта следует основываться на геофизических данных и кривых восстановления забойного давления. Практика показывает, что подобные методы могут давать надежные характеристики.

2. Оценку общей эффективной емкости пород следует производить на основании данных геофизических исследований (КС, ПС, БКЗ и др.) При изучении трещинной полостности пород, вскрываемых скважинами,

нужно, очевидно, использовать фото- и телевизионные установки, для чего надо ускорить внедрение их в массовое производство и включить в общий комплекс геофизических исследований, проводимых против перспективных горизонтов.

3. Необходимо пересмотреть и методику поисково-разведочных работ, начиная с выбора объектов под глубокое поисковое бурение и кончая методикой вскрытия и опробования перспективных интервалов.

В качестве объектов под глубокое поисковое бурение надо выбирать из многих структур котловины только те, которые осложнены резко выраженными флексурами на крыльях, переходящими с глубиной в разрывы. Такими положительными структурами в котловине являются: Западно-Тагарская, Алтайская, Быстрянская, Ново-Михайловская, Сользаводская, Петрашиловская и др.

Разбуривать надо зоны трещиноватости, связанные с флексурами. Наиболее перспективные интервалы трещиноватости должны быть в местах перехода флексуры в разлом.

4. Поскольку породы являются крепкими и стенки скважин не обрушиваются, то испытывать перспективные трещиноватые интервалы нужно не в обсаженной скважине, а с применением фильтра. Такой метод с успехом используется на нефтяных месторождениях Карпат.

Имеются основания для предположения, что при торпедировании не достигается желаемого эффекта из-за дальнейшего уплотнения крепких, но не хрупких пород, какими являются породы Южно-Минусинской котловины. При торпедировании передача давления происходит мгновенно, а поэтому можно предположить, что большая часть энергии уходит на разрушение колонны, а в пласт на необходимое расстояние не распространяется. Другое дело, если будем разрывать пласт постепенно, что достигается при гидравлическом разрыве пласта. В последнем случае имеющиеся в породах трещины (даже и закрытые) будут расширяться, образовываться новые трещины, в то время как при торпедировании не столько образуются новые трещины, сколько закрываются имеющиеся.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологическое строение Минусинских впадин и перспективы их нефтегазоносности. Коллектив авторов под редакцией Н. Г. Чочиа. Гостоптехиздат, 1958.
2. Б. Н. Красильников, Я. Г. Кац. Значение зон трещиноватости для поисков нефтяных залежей и некоторые вопросы нефтеносности Минусинской котловины. Известия высших учебных заведений, сер. Геология и разведка, № 9, 1959.
3. Н. А. Лизалек. Петрографо-минералогическая характеристика нижне- и среднедевонских отложений Южно-Минусинской впадины. Тр. СНИИГГИМС, вып. 1, Гостоптехиздат, 1959.
4. Справочник по добыче нефти. Гостоптехиздат, 1958.
5. Трещиноватые породы и их коллекторские свойства. Труды ВНИГРИ, вып. 124, Ленгостоптехиздат, 1958.
6. С. И. Шишигин. Коллекторские свойства флишевых отложений скибовой зоны Карпат. Канд. диссертация. Фонды Львовского политехн. института. 1954.