

1.Выделение коллекторов по прямым и качественным признакам.

Основные признаки коллектора межзернового типа, вскрытого при бурении на пресном глинистом растворе (фильтрат глинистого раствора менее минерализован, чем пластовая вода) с репрессией на пласт (гидростатическое давление столба бурового раствора выше пластового давления).

1.Сужение диаметра скважины

Связано с увеличением глинистой корки против пласта. Является однозначным признаком коллектора.

Сужение диаметра скважины не является коллектором в следующих случаях:

- а). Против тонких плотных прослоев, расположенных в мощном пласте коллекторе- глинизация стенки скважины происходит размазыванием корки, образовавшейся в коллекторе выше и ниже его при спуско- подъемных операциях, при бурении.
- б). В призабойной зоне в неколлекторах, где сужение диаметра связано с осаждением частиц шлама.
- б). В любом интервале скважины, не являющихся коллектором, где образуются сальники, обусловленные низким качеством бурового раствора или неудовлетворительной подготовкой скважины к проведению ГИС.

Толщина глинистой корки не является характеристикой проницаемости пласта. Она зависит от качества раствора. Чем хуже качество глинистого раствора, тем толще корка. Значит у него высокая водоотдача и колоидальность.

2. Выделение коллектора по микрозондам.

Положительное приращение является надежным признаком межзернового коллектора в той же мере , как и корка. Т.е. в тех случаях, где корка не является признаком коллектора, то и положительное приращение не признак коллектора, а следствие плохой подготовки скважины.

Положительное приращение в диаграммах микрозондов могут отсутствовать в следующих случаях.

- а). Корка имеет большую толщину (более 2 см), показания микрозондов одинаковы, т.к. они исследуют глинистую корку
- б). Водоносный пласт имеет очень высокую проницаемость как по напластованию так и по нормали к напластованию, в результате промытая зона расформируется. Показания МПЗ близко к УС глинистой корки, как и МГЗ.

При бурении скважин на технической воде КВ, МКЗ не дают информации для выделения межзерновых коллекторов, т.к. заметных глинистых корок при фильтрации раствора не образуется. Если в разрезе скважины, пробуренной на воде есть мощные пласты глинистых пород, то содержание глинистого материала в ПЖ становится значительным, тогда отдельные пласты-коллекторы отмечаются сужением диаметра и соответственно положительными приращениями на микрозондах.

3. Выделение коллектора по наличию радиального градиента УС по электрометрии.

Наличие проникновения ФБР в пласт устанавливают сравнивая УС породы, замеренное зондами разной длины в радиальном направлении. При этом по интерпретации устанавливают либо наличие радиального градиента сопротивления, либо отсутствие. БЭЗ.

В пластах-коллекторах большой мощности получают в зависимости от характеристики коллектора кривые зондирования, характеризующие следующие виды проникновения:

1.Повышающие проникновение.(УС зоны проникновения больше УС пласта)

- а). Для водоносных коллекторов, насыщенных минерализованной пластовой водой(Св больше 10 г/л). В этом случае УСзп существенно превышает Усп.
- б). Для продуктивных коллекторов с высоким содержанием остаточной воды, обусловленной либо значительной рассеянной глинистостью либо незначительным расстоянием по высоте по отношению к ВНК.
- в). Для слоистых продуктивных коллекторов, с чередованием прослоев глин и коллекторов. Обусловлено значительным содержанием глинистого материала в этих коллекторах, как рассеянного так и слоистого, как следствие значительное содержание связанной воды.

Ошибочно устанавливают повышающее сопротивление

- а). В тонких одиночных пластах высокого сопротивления- коллекторах и не коллекторах в следствии особенностей кривой зондирования.
- б). В мощных пластах, показания КС больших зондов БЭЗ для которых занижены экранирующим влиянием плотного прослоя, расположенного над пластом при проведении БЭЗ последовательным градиент- зондом, и под пластом – при работе с обращенным градиент- зондом.
- в). В неоднородной слоистой пачке, представленной тонким переслаиванием непроницаемых пород с различным сопротивлением, в следствии влияния эффекта анизотропии.

2.Понижающее проникновение (УСзп меньше УСп).

Встречается редко. Характерно для хороших коллекторов с высоким Кнг (больше 85%) при бурении на растворе, где УСф мало отличается от УС пластовых вод. Ошибочно устанавливают понижающее проникновение при неправильном определении УСр или ДС.

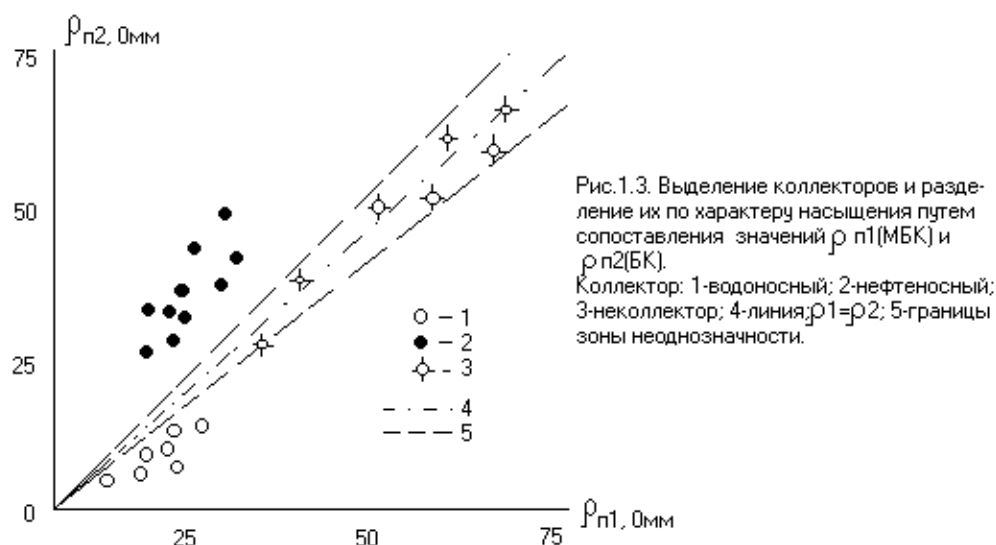
3.Двухслойные кривые (УСзп = Усп).

Им характеризуется большая часть продуктивных коллекторов. Это не означает отсутствие проникновения, а соответствует случаям:

- а). УСзп равно Усп или отличается от него не более чем 1,5-2 раза.
- б). Проникновение глубже, чем радиус исследования зондов.

Двухслойные кривые характерны для продуктивных терригенных коллекторов с наилучшими коллекторскими свойствами и высоким Кнг.

Рис.1



Другие приемы обнаружения радиального градиента сопротивления.

1. Сопоставление зондов малого ($УС_{п1}$ - ось X) и большого ($УС_{п2}$ - ось Y) радиуса исследования, проводят графически, нанося на плоскости для каждого пласта точки, координатами которых являются $УС_{п1}$ и $УС_{п2}$. При сравнении $УС_{п1}$ и $УС_{п2}$, установленных по соответствующим палеткам, критерием наличия радиального градиента является отклонение точки от биссектрисы; если $УС_{п2}$ больше $УС_{п1}$ - проникновение, понижающее $УС$ пласта- коллектора; если $УС_{п2}$ меньше $УС_{п1}$ - повышающее.

На биссектрисе и в пределах области неоднозначности, обусловленной погрешностями регистрации $УС_k$ и $УС_p$ при регистрации, расположены точки соответствующие коллекторам, не отмечаемым радиальным градиентом сопротивления, и не коллекторам; для них $УС_{п2} = УС_{п1}$.

При сопоставлении КС разделяющей границей между областями повышающего и понижающего проникновения является расчетная кривая которую получают для каждой пары зондов как геометрическое место точек с координатами $УС_{к1}$ и $УС_{к2}$, соответствующими заданным значениям $УС_p$.

Для решения этой задачи используются следующие пары зондов: потенциал и градиент-зонд ($АО = 2- 2,5$ м); малый (2м) и большой (4м) градиент- зонды; МБК и БК.

2. Способ совмещения кривых с разной глубиной исследования (МБК и БК).

Совмещение проводят так, чтобы показания зондов совпали в плотных породах, тогда в коллекторах с повышающим и понижающим проникновением будет отмечено расхождение с соответствующим знаком.

Недостатки прямых качественных признаков выделения коллекторов:

1. неприемлемы для скважин бурящихся на технической воде или не фильтрующимся раствором.
2. Часть методов можно использовать только в единичных параметрических скважинах, где применяется расширенный комплекс.

2. Выделение коллекторов по количественным признакам.

Основаны на использовании количественных параметров, соответствующих границе коллектор- не коллектор.

1. Коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) и соответствующие ему для данного типа коллекторов значения коэффициентов пористости (K_p) и различных параметров глинистости ($C_{гл}$, $K_{гл}$, $Отн.гл$)- для продуктивных и водоносных коллекторов.
2. Коэффициенты фазовой проницаемости по нефти ($K_{н_пр}$) или газу ($K_{г_пр}$) и соответствующие им значения коэффициентов нефте- (K_n), газо- (K_g) или водонасыщения (K_v) – для продуктивных коллекторов.
3. Геофизические параметры: относительная амплитуда на диаграммах ПС, гамма- метод ($dI\gamma$), для продуктивных и водоносных коллекторов УСп, параметр насыщения для продуктивных коллекторов (R_n).

Используются критические значения (*) для определения коллектор- неколлектор независимо от характера насыщения пласта. Параметры- $K_{пр}^*$, K_p^* , $K_{гл}^*$, $C_{гл}^*$, $Отн.гл$, $Асп$, $dI\gamma$.

Критические параметры для определения характера насыщения- K_n^* , K_g^* , K_v^* , $УСп^*$, R_n^* .

В основе всех способов, связанных с использованием граничных значений параметров, характеризующих коллекторские свойства ($K_{пр}$, K_p), литологию пород ($K_{гл}$, $C_{гл}$, $Отн.гл$), а также связанных с ними значениями соответствующих геофизических параметров, лежит представление о нижнем пределе

экономически рентабельного дебита нефти (Q_n^*) или газа (Q_g^*), который принят для данного района.

Используя значения эффективной мощности ($h_{эф}$) продуктивного пласта в исследуемых отложениях, депрессии (dP), при которой будет производиться эксплуатация залежи, рассчитывают граничное значение удельного коэффициента продуктивности ($K_{прод}^*$), соответствующее нижнему пределу экономически рентабельному дебиту нефти или газа (Q^*).

$$K_{прод}^* = Q^* / dP \cdot h_{эф}$$

Зная граничный удельный коэффициент продуктивности ($K_{прод}^*$) и используя значения вязкости нефти (M_n) или газа (M_g) в пластовых условиях, рассчитывают критическую величину коэффициента проницаемости ($K_{пр}$), характеризующую границу «коллектор- не коллектор».

$$K_{пр}^* = M \cdot K_{прод}^* / 2\pi L_n R_k / r_c$$

R_k – радиус контура питания скважины; r_c – радиус скважины.

Полученное таким образом граничное значение $K_{пр}^*$ является условным, соответствующее принятому Q^* , для данного месторождения.

Для нефтяных коллекторов различных районов $K_{пр}^*$ изменяется в пределах 2-10 мд.

Граничные значения других параметров находят используя корреляционные связи каждого из этих параметров с $K_{пр}^*$.

Для выделения коллекторов в терригенном разрезе используются кривые $U_{сп}$.

Отрицательные показания $dU_{сп}$ выделяют коллектора в терригенном разрезе ($U_{сф}$ больше $U_{св}$).

Величина аномалии $dU_{сп}$ тем больше, чем больше различие в минерализации и УС пластовых вод и бурового раствора и больше отличаются по содержанию глинистого материала коллектор и вмещающая порода – неколлектор.

При постоянстве минерализации пластовых вод и литологии вмещающих пород в изучаемом участке разреза амплитуда $dU_{сп}$ отражает относительную глинистость

$$Отн.г\text{л} = K_{г\text{л}} / K_{г\text{л}} + K_{п}$$

Отн. гл является комплексным параметром, объединяющие величины, характеризующие $K_{п}$ и $K_{г\text{л}}$.

Совокупность $K_{п}$ и $K_{г\text{л}}$ для терригенных продуктивных отложений многих районов показывает, что линии постоянных значений ($Отн.г\text{л} = const$) делят совокупность точек на коллекторы и неколлекторы, а область, соответствующую коллекторам, на участки плохих и хороших коллекторов.

При интерпретации $U_{сп}$ используют относительную амплитуду ($A_{сп}$).

$$A_{сп} = dU_{сп} / E_{с\text{ макс}}$$

Которая рассчитывается как отношение амплитуды в интерпретируемом пласте ($dU_{сп}$) к максимальной амплитуде в исследуемом участке разреза ($E_{с\text{ макс}}$)

Соответствующей наименее глинистым коллекторам, что позволяет исключить влияние минерализации раствора в скважинах месторождения и т.д.

Величина ($A_{сп}$) тесно связана с ($Отн. гл$) для отложений, удовлетворяющих указанным выше условиям.

Зная критическое значение ($Отн. гл$)* для данного разреза находят граничное значение ($A_{сп}^*$). Коллекторам соответствуют области ($A_{сп}$) больше ($A_{сп}^*$) и ($Отн. гл$) меньше ($Отн.г\text{л}^*$).

Из сказанного видно, что величина ($A_{сп}^*$) будет различной для терригенных коллекторов с рассеянной глинистостью, изменяясь от 0,3 до 0,8, причем для нефтеносных коллекторов выше, чем для газоносных.

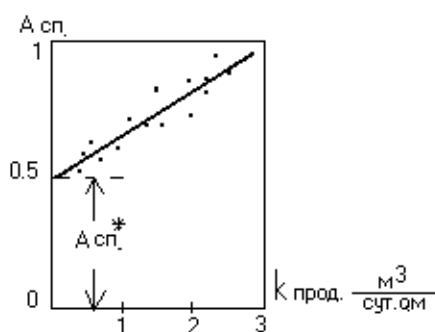
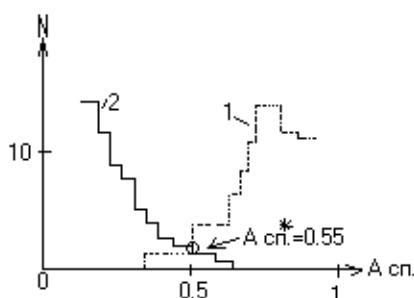


Рис. 3. Определение $A_{сп}^*$ по пересечению статистических распределений $A_{сп}$ для коллекторов (1) и неколлекторов (2).

Рис. 2. Определение $A_{сп}^*$ путем сопоставления значений $A_{сп}$ и $K_{прод.}$ для испытанных пластов



Критическое значение ($A_{сп}^*$) можно найти еще следующими способами:

1. Для испытанных объектов сопоставляют ($A_{сп}$) с ($K_{прод.}$), для заданного $K_{прод.}^*$ в соответствии с полученной зависимостью находят $A_{сп}^*$
2. Накладывая распределение ($A_{сп}$) для коллекторов на распределение ($A_{сп}$) для неколлекторов, при этом абсцисса точки пересечения распределений определяет величину ($A_{сп}^*$).

Кривые Усп для выделения коллекторов в терригенном разрезе нельзя использовать в скважинах, пробуренных в соленом растворе, нефилтующимся растворе.

Диаграммы $I_{гм}$ используют для качественного выделения коллекторов в терригенном разрезе.

Необходимо для каждого конкретного разреза располагать критическими значениями относительной амплитуды ($dI_{гм}^*$).

Относительная амплитуда определяется по формуле:

$$dI_{гм} = I_{гм} - I_{гм \text{ мин}} / I_{гм \text{ макс}} - I_{гм \text{ мин}}$$

Уровень минимальных показаний соответствует в терригенном разрезе наименее глинистым породам. Уровень высоких показаний соответствует чистым глинам или породам с высокой глинистостью.

$dI_{гм}^*$ находят:

- а). На основе корреляционной связи относительной амплитуды ГМ ($dI_{гм}$) и $K_{гл}$, используя критическое значение $K_{гл}^*$.
- б). Сопоставляя $dI_{гм}$ с удельным коэффициентом продуктивности $K_{пр}$, для испытанных объектов.
- в). Сравнивая распределение для коллекторов и неколлекторов.

Приемы нахождения относительной амплитуды ГМ в последних двух способах аналогичны для метода ПС.

Рассмотрим первый способ.

Основой для установления $dI_{гм}^*$ является связь между $dI_{гм}$ и объемной $K_{гл}$ или весовой $C_{гл}$. Критические значения $K_{гл}^*$ и $C_{гл}^*$ устанавливаются на сопоставлении значений $K_{гл}$ или $C_{гл}$ с значениями $K_{пр}$, определенными на образцах, и использования величины $K_{гл}^*$ или $C_{гл}^*$, соответствующей принятому для изучаемых коллекторов значению $K_{пр}^*$.

Как следует из выше сказанного, связь $K_{пр}$ с $O_{тн.гл}$ для терригенных пород теснее, потому лучше находить $K_{пр}^*$ по $O_{тн.гл}^*$, следовательно выделение коллекторов, по диаграмме ПС с использованием $I_{гм}$ для контроля.

Применение диаграмм $I_{гм}$ для коллекторов имеет ограничения.

1. По диаграмме $I_{гм}$ так же как и по ПС можно выделить плотные песчаники и алевролиты с карбонатным цементом; избежать этой ошибки можно учитывая диаграммы УСк, микрозондов, $I_{гг}$, dT , как и при анализе диаграммы ПС.
2. В разрезе с распространением полимиктовых песчаников и алевролитов ГК не выделяет однозначно коллектора в ряде случаев, т.к. коллектора с повышенным содержанием полевого шпата имеют повышенную радиоактивность, поэтому могут быть ошибочно отнесены к сильно глинистым породам- неколлекторам. Тоже, если повышенное содержание глауконита.
3. Повышенной радиоактивностью могут отличаться коллектора с низкой глинистостью, но при наличии в них скоплений урановых, битуминозных и др. радиоактивных образований.

3. Определение характера насыщения коллекторов.

Определение характера насыщения и установление его промышленной нефтегазоносности основано на определении $УСп$ породы в ее неизменной части и в сравнении полученных значений $УСп$ и вычисленных значений параметра насыщения (R_n) с критическими значениями $УСп^*$ и R_n^* этих параметров, характеризующих для исследуемого типа коллектора границу между коллекторами промышленно- продуктивными и непромышленными.

Эффективность определения этой задачи определяется:

1. надежностью определения $УСп$
2. соответствием расчетного значения R_n истинному.
3. соответствием используемых граничных значений $УСп^*$ и R_n^* данному типу коллекторов.

Надежное определение $УСп$ по БЭЗ возможно только в мощных и однородных пластах. При наличии плотных и высокоомных прослоев не коллектора в пласте-коллекторе, а также выше и ниже $УСп$ надо определять по диаграммам ИК или БК, используя соответствующие палетки, т.к. диаграммы больших зондов ($АО$ больше 2м) искажены экранными эффектами.

Важным условием определения $УСп$ является наличие ЗП, глубина которой меньше радиуса исследования меньшего зонда. Если это условие не соблюдается, то разделение коллекторов на продуктивные и водоносные однозначно провести нельзя.

Глубокое проникновение является следствием нарушения технологии бурения (недопустимо большие репрессии на пласт при бурении, буровой раствор с большой водоотдачей).

Для получения истинного значения R_n надо знать K_p , который определяется геофизическими методами или по керну. Чем надежнее определен K_p , тем точнее значение $U_{сп}$ (вмещающей породы), используемое для расчета R_n .

$$R_n =$$

Критические $U_{сп}^*$ и R_n^* для данного типа коллекторов устанавливают:

- а). На основе статического анализа значений $U_{сп}$ и R_n по большому количеству испытанных нефтегазоносных и непродуктивных коллекторов.
- б). На основе петрофизических связей для изучаемых коллекторов между параметрами $U_{сп}$, R_n , фазовой проницаемостью для нефти $K_{пр.н}$ и воды $K_{пр.в}$, коэффициентами нефте- и водонасыщения K_n и K_v .

Для определения $U_{сп}^*$ R_n^* первым способом составляют статистическое распределение значений $U_{сп}$ и R_n для двух классов коллекторов, давших при испытании промышленный приток нефти или газа и чистую воду или воду с признаками углеводородов.

Каждое распределение выражает связь между частотой встречи объектов в заданном диапазоне изменения $U_{сп}$ или R_n и значением $U_{сп}$ или R_n , для которого строится распределение (рис.4). Совмещая кривые распределения для двух классов коллекторов, получают их точку пересечения, которой соответствует определенное значение $U_{сп}^*$ или R_n^* , которые характеризуют границу между продуктивными или непродуктивными коллекторами. Описанный способ можно использовать, если есть результаты испытаний хотя бы по нескольким десяткам пластам.

В качестве критериев продуктивности коллектора для первых разведочных скважин используются $U_{сп}^*$ и R_n^* , установленные ранее для аналогичных коллекторов на соседних месторождениях.

Другой способ основан на использовании коэффициента водонасыщения (K_v^*), которое устанавливают для коллекторов на основе лабораторного изучения относительной и фазовой проницаемости коллектора. Фазовая и относительная проницаемость определяется экспериментально при изучении фильтрации через образец смеси двух жидкостей, воды и нефти.

$K_{пр.н}$ – коэффициент относительной проницаемости по нефти.

Зависимости $K_{пр.н} = F(K_v, K_n)$ и $K_{пр.в} = F(K_v, K_n)$ коэффициентов относительной проницаемости от содержания в объеме пор воды K_v и нефти K_n получают экспериментально для каждого образца породы с определенными коллекторскими свойствами.

Анализ кривых относительной проницаемости позволяет установить критические значения K_v^* и K_v^{**} , ограничивающие область значений K_v , при которых возможно двухфазное течение жидкости

При K_v меньше K_v^* величина $K_{пр.в} = 0$ и наблюдается течение только нефти; при K_v больше K_v^{**} $K_{пр.н} = 0$ и фильтруется только вода; при области K_v^* меньше K_v меньше K_v^{**} происходит двухфазное течение. Важнейшим критическим значением K_v промышленного коллектора является величина K_v^* : при K_v меньше K_v^* коллектор отдает при испытании чистую нефть.

В связи с этим критерием к продуктивным коллекторам относят те, у которых K_v меньше K_v^* , а $U_{сп}$ больше $U_{сп}^*$, R_n больше R_n^* . Есть еще критические значения этих параметров при которых нефть идет с некоторым содержанием воды.

Наиболее надежно задача выделения продуктивных коллекторов решается в чистых высокопористых межзерновых песчаниках. Они характеризуются обычно неглубоким проникновением, и их УСп УСвп при насыщении соответственно нефтью (газом) и водой отличаются во много раз, поэтому продуктивные и водоносные коллекторы легко различают по величине УСп и даже по значениям УСэ по ИК или УСк больших градиент зондов.

Для коллекторов у которых в широких пределах изменяется глинистость и пористость, оценить продуктивность коллектора можно в комплексе используя БКЗ и Усп, Iгм, Int, dT.

Для оценки продуктивности глинистых коллекторов, УС которых для продуктивных и водоносных могут отличаться не более, чем в 2-3 раза, сопоставляют Es с отношением Успп / УСп. Для каждого пласта, характер насыщения которого определяется, рассчитывается значение Es (мВ), определяется Успп по микрометодам и УСп по БКЗ или ИК и вычисляется Успп / УСп.

При отсутствии на площади массовых измерений микрометодами вместо Успп берется УСзп, определенное по палеткам БКЗ или малых зондов БКЗ. Точка с координатами Es и Успп / УСп наносится для каждого пласта на бланк в полулогарифмической системе координат (рис.5). Далее на бланке проводится линия зависимости

Временные исследования обсаженных скважин нейтронными методами для выделения коллекторов.

Позволяют выделить продуктивные коллекторы на основе изучения процесса расформирования зоны проникновения в коллекторах. Изменение показаний НМ во времени служат признаком коллектора, такие исследования позволяют отличить продуктивные коллектора от водоносных, при условии, если свойства фильтрата и пластовых вод отличны от свойств нефти.

Наиболее сильно отличаются нейтронные свойства воды и газа. Они легко разделяются как стационарными, так и импульсными методами. При низких значениях пластового давления (150-200 атм), глинистости пластов и минерализации воды (менее 50 г/л) газ и вода разделяются всеми НМ. С увеличением минерализации и глинистости пластов используют ИНМ.

Нейтронные свойства пресной воды и нефти близки, поэтому их разделение возможно лишь при не слишком малой минерализации пластовых вод (выше 100-150 г/л для стационарных НМ, 30-50 г/л для ИНМ). Как следствие этого для разделения воды и нефти по расформированию зоны проникновения применяются ИНМ.

Наиболее эффективны временные замеры при следующих условиях:

1. Первый замер выполнять сразу после обсадки исследуемого интервала. Для выделения особо проницаемых пластов, расформирования которых может потребоваться всего несколько десятков часов, необходим также замер в необсаженной скважине. Однако замер после обсадки необходим, т.к. замеры в необсаженной и обсаженной скважине будут отличаться по причине изменении положения колонны по стволу скважины, влиянием каверн, корки и т.д. . Наиболее точное сопоставление замеров после обсадки, т.к. здесь скважинные условия остаются постоянными.
2. Второй замер после фонового должен производиться через 1-5 суток, время каждого последующего замера выбирается в 2-3 раза больше предыдущего.

3. Замеры производить одним прибором (желательно), одним источником, и весь разрез.

Выделение коллекторов ИИМ

В неоднородных по пористости разрезах прослеживание зоны проникновения фильтрата упрощается и становится наглядным при использовании ИИМ с компенсацией влияния водородосодержания. Выбором специального режима можно добиться, чтобы показания двух зондов против пластов с заданным насыщением совпадали (водоносных с соленой водой). Тогда показания, против пластов, насыщенных более пресной водой или нефтью, малого зонда значительно превышают показания большого зонда. Короче говоря, водоносные пласты без зоны проникновения отмечаются совпадением показаний двух зондов, а против нефтеносных пластов без зоны проникновения или пластов с пресной зоной проникновения наблюдается приращение.

Выделение коллекторов АК.

В обсаженных скважинах применяется АКШ с использованием НЧ. Регистрируется комплекс кинематических и динамических характеристик, в том числе кривые интервального времени (dT_p , dT_s) и затухания амплитуды (A_p , A_s) продольных и поперечных волн. НЧ увеличивает радиус исследования, позволяя исследовать заколонное пространство. Характер насыщения коллекторов с частично или полностью расформированной зоной проникновения можно определить путем сопоставления A_p и A_s . При наличии ВНК в мощном достаточно однородном пласте нефть отмечается снижением A_p и увеличением A_s .

4. Прямые методы определения продуктивности коллекторов.

На диаграммах газометрии нефтяные коллекторы отмечаются содержанием в буровом растворе тяжелых углеводородов, газ- повышенное содержание метана. Для нефти характерна люминесценция раствора и шлама.

Аномалии на диаграммах газометрии незначительны или совсем отсутствуют:

1. При проходке высокопроницаемых нефтеносных или газоносных коллекторов с значительной репрессией.
 2. При вскрытии нефтеносных коллекторов с тяжелой вязкой нефтью.
- Ложные аномалии метановой фракции наблюдаются:
1. В породах покрышках расположенных непосредственно на газовым коллекторах.
 2. В водоносных коллекторах с высоким содержанием углеводородных газов.

5. Определение эффективной мощности пластов- коллекторов.

В неоднородном пласте –коллекторе, содержащем прослой неколлектора, Для расчета фиктивной мощности (H_f) из общей мощности пласта исключается мощность прослоев неколлекторов. Последние выделяют по микрозондам. Прослой глины выделяют по ПС, ГМ, каверномеру. H_f приводится к истинной по зависимостям.

Эффективную мощность слоистых глинистых коллекторов можно определить используя связь между площадью аномалии ПС в пачке и относительным содержанием по мощности глинистых прослоев.

Аномалия ПС определяется как площадь между кривой ПС и линией глин в пределах границ пачки.

6. Коллекторы в неоднородном насыщении. Определение ВНК, ГНЖ, ГВК.

Когда коллектор насыщен нефтью или газом только в верхней части, по данным метода сопротивлений определяется положение водонефтяного контакта (ВНК) или газоводяного (ГВК).

В качестве $H_{эф}$ для нефтеносного коллектора берут интервал между кровлей коллектора и ВНК. Для газоносного коллектора между кровлей коллектора и ГВК. Контакт нефть- вода в природе не является четким. Переход от нефтеносной части к водоносной происходит постепенно, по причине влияния капиллярных сил на распределение воды в порах в нижней части нефтенасыщенного коллектора. Таким образом, при пересечении коллектора скважиной в водонефтяной части пласта характерно наличие зон:

1. Максимального нефтенасыщения ($U_{сп макс}$, $K_n макс$, $K_v мин$)
2. Переходная зона (значения $U_{сп}$, K_n , K_v по разрезу меняются от величин этих параметров в нефтеносной части до значений их в водоносном коллекторе)
3. Водоносная часть коллектора ($U_{сп} = U_{свп}$, $K_n = 0$, $K_v = 1$)

Границу в переходной зоне выше которой получают промышленный приток нефти с водой принимают за ВНК.

Положение ВНК по методу сопротивлений определяют так. Устанавливают границы переходной зоны, определяют значение $U_{сп макс}$ в зоне максимального нефтенасыщения и ($U_{свп}$) удельное сопротивление водонасыщенного коллектора. Исходя из полученных значений $U_{сп макс}$ и $U_{свп}$ и линейного закона изменения $U_{с пз}$, составляют график $U_{с пз} = f(H)$. На основе анализа результатов опробования или кривых фазовой проницаемости устанавливают $U_{сп*}$ и K_v^* для данного типа коллектора, которые соответствуют границе между областью промышленного притока нефти с различным притоком воды и областью притока водонефтяной эмульсии или воды с пленкой нефти. ВНК проводят по глубине, которой соответствует величина $U_{спз} = U_{сп*}$ на графике.

В скважине, вскрывшей коллектор с высокой вертикальной проницаемостью в зоне ВНК, наблюдается гравитационное перераспределение флюидов ниже ВНК, в результате которого пресный фильтрат бурового раствора перемещается из объема первоначальной зоны проникновения в слой коллектора, подстилающий ВНК.

Разделение нефти от газа и определение ГНК электрометрией возможно лишь в отдельных случаях, эта задача решается нейтронными методами. Поскольку их радиус исследования невелик, надо чтобы зона проникновения была полностью расформирована. В случае бурения скважины на нефилтрующих растворах НМ, ГГМ, АМ используются для определения характера насыщения коллекторов в необсаженных скважинах.

Разделение коллекторов на нефть и воду и определение ВНК требует большой минерализации поровых вод в чистых высокопористых коллекторах и еще большей в низкопористых и глинистых.

Основным средством разделения нефти и воды в пласте является ИНМ. В высокопористых однородных коллекторах (K_p больше 20%) и при минерализации свыше 150 г/л эта задача может решаться в комплексе НГМ и ННМ-Т.

Выделение газоносных коллекторов и определение ГЖК.

При низких пластовых давлениях и умеренной глинистости выделение газоносных коллекторов и определение ГЖК возможно по данным любого НМ. При высоких пластовых давлениях и высокой глинистости лучше информацию дают ИНМ.

7.Определение коэффициента пористости коллекторов.

Основывается на различии физических свойств среды, заполняющей поровое пространство и физических свойств твердой фазы коллектора. Физические свойства твердой фазы зависят от минерального состава и дисперсности. Резко различны и физические флюида.

Метод сопротивлений.

Физическим обоснованием применения метода КС для определения K_p коллекторов является различие на много порядков между $УС_{ск}$ породообразующих минералов и $УС_v$, заполняющих поровое пространство. Если в породе отсутствуют минералы, представляющие набухающую пластичную составляющую твердой фазы, $УС_{гл}$ которых незначительно отличается от $УС_v$ и некоторые проводящие минералы (пирит, графит, магнетит и т.д.), то метод КС позволяет определить величину открытой пористости, особенно когда известна структура коллектора.

Факторы, влияющие на точность решения задачи.

1. Точностью определения $УС_{vp}$, $УС_{zp}$, $УС_{пп}$ (в зависимости от того, по какому из перечисленных параметров пласта- в естественном состоянии $УС_{vp}$, в зоне проникновения или в пределах промытой зоны- производится определение K_p).
2. Точностью определения $УС_v$, $УС_{vf}$, $УС_f$, заполняющих поровое пространство в трех вышерассмотренных случаях.
3. Правильным учетом проводимости глинистой составляющей твердой фазы.
4. Учетом влияния проводящих минералов.
4. Учетом степени консолидации коллектора и характера глинистой составляющей (рассеянное или слоистое).
5. Учет влияния присутствия в порах газа и нефти.
6. Учет влияния температуры и напряженного состояния коллектора в зоне, по $УС$ которой определяется K_p .

Т.к. учет влияния любого из перечисленных факторов может оказаться недостаточным, то метод КС дает наиболее точную информацию для определения K_p в следующих случаях:

1. В чистых неглинистых коллекторах известной структуры, где глинистость и проводящие минералы изменяют $УС_{vp}$, $УС_{пп}$, $УС_{zp}$ не более 10%.

2. В чистых неглинистых коллекторах частичным известным нефтенасыщением .
3. В глинистых коллекторах с известным К_{гл} набухшего материала и его У_{сгл} и условий залегания в коллекторе (рассеянное или слоистое).

Методика определения К_п методом КС.

Определяется по зависимости от Р_п или его фиктивного значения (Р_{пф})- в случае глинистых коллекторов.

$$Р_{пф} = Р_{п} П_{п}$$

П_п- поверхностная проводимость.

Расчет параметра пористости.

1. По УС_{вп} коллектора, насыщенного пластовыми водами, и УС_в последних.

$$Р_{п}(Р_{пф}) = УС_{вп}/УС_{в}$$

2. По УС_{пп} – зоны, промытой фильтратом и его УС_ф

$$Р_{п}(Р_{пф}) = УС_{пп}/УС_{ф}$$

4. По среднему удельному сопротивлению зоны проникновения фильтрата и смеси фильтрата и невытесненных пластовых вод в этой зоне

$$Р_{п}(Р_{пф}) = УС_{зп}/УС_{в,ф}$$

УС_{вп}, УС_{пп}, УС_{зп} находят по БКЗ, данным измерений УС_к отдельными зондами с введением поправок за боковое проникновение и экранирование, а также БК, ИК, МКЗ.

Для определения УС_в, УС_{в,ф}, УС_ф используют способы.

Определение (УС_п) удельного сопротивления пластовой воды.

1. Измеряется в лаборатории резистивиметром при наличии пробы воды с введением поправки за температуру коллектора.
2. При заданном химическом составе вод, объемной и весовой концентрациях, солености устанавливается по палеткам или рассчитывается по формулам. УС водных растворов находится в обратной зависимости от температуры раствора.
3. Рассчитывается по величине dУ_{сп} графически или находится по номограмме.
4. Способ Р.Дебранта для приближенного определения УС_в.

$$УС_{в} = К_{п.гл} / (1 - С УС_{гл}) У_{сгл}$$

К_{п.гл}- коэффициент пористости глин, определенный ультразвуковым методом, С- функция коэффициента пористости определяемая в лаборатории. Формула дает приближенное значение УС_в. Главное требование неизменность минерализации вод, насыщающих поровое пространство коллектора и вмещающих глин.

Определение (УС_ф) удельного сопротивления фильтрата бурового раствора.

Определяется в лаборатории путем измерения УС_ф жидкости, отфильтрованной из образца бурового раствора с введением поправки за температуру на глубине залегания пласта.

В районах, где минеральный состав раствора сохраняется постоянным, УСф определяется по зависимости $УСф/УСр=f(УСр)$ или по палетке.

Определение (УСф,в) удельного сопротивления смеси фильтрата и невытесненной пластовой воды.

УСф,в определяется по значениям УСв и УСф и величине фактора вытеснения (i), который определяется по палеткам.

Для приближенного значения могут быть использованы зависимости $i = f(Асп)$ и другие, которые могут быть построены для конкретных коллекторов по данным статической обработки значений (i).

Определение коэффициента пористости методом сопротивлений.

Различают три типа коллекторов.

1. Чистый неглинистый коллектор. У них электропроводность глинистых частиц не больше 5% электропроводности поровых вод.

$$\text{Для них } R_{пв} = U_{свп}/U_{св} = U_{спп}/U_{сф} = U_{сп}/U_{св}, \phi = f(K_{п})$$

2. Глинистый коллектор с рассеянным включением тонкодисперсных глинистых материалов.
3. Глинистый коллектор со слоистым включением глинистых материалов.

Для глинистых коллекторов вводится понятие $R_{пф}$.

$$U_{свп}/U_{св}, U_{спп}/U_{сф}, U_{сп}/U_{свп} = R_{пф} = R_{пп}$$

Это соотношение зависит не только от $K_{п}$, но и от объемного одержания глинистых частиц и характера их залегания (рассеянное, слоистое).

Влияние глинистости учитывается введением параметра поверхностной проводимости

$$P_{п} = f(K_{гл}, (U_{св}; U_{сф}; U_{сп})/U_{сгл})$$

$$R_{п} = R_{пф}/P_{п}$$

Определение $K_{п}$ по данным $U_{свп}$ и $U_{св}$.

Используется в водоносных коллекторах, когда проникновение фильтрата относительно невелико и методы электрометрии (БКЗ, измерение $U_{ск}$ отдельными зондами, ИК и БК с поправкой с зону проникновения фильтрата и мощность коллектора) позволяют определить $U_{свп}$.

Определив $U_{свп}$ и зная $U_{св}$ по формуле рассчитывают $R_{п}$.

Для коллекторов чистых и слабо глинистых, насыщенных водами высокой минерализации, поправка за глинистость не берется. $K_{п}$ определяется по номограмме или по шкале воспользовавшись зависимостью $R_{п} = f(K_{п})$, полученной для однотипных отложений в лаборатории, определяют искомый $K_{п}$.

Если пластовые воды низкой минерализации и коллектор глинистый, то $K_{п}$ определяется одним из следующих способов.

1. По зависимости $R_{п,ф} = f(K_{п})$, полученной в лаборатории.
2. По палеткам $R_{п,ф} = f(K_{п})$, рассчитанным с учетом влияния глинистых частиц и структуры коллектора.
3. По палеткам $R_{п} = f(K_{п})$ и номограммам для неглинистых коллекторов с введением поправки за поверхностную проводимость.

Определение коэффициента пористости коллекторов по данным измерений УСпп и УСф

УС промытых коллекторов определяется зондом ближней зоны, МБК или (при условии глубокого проникновения фильтрата бурового раствора) градиент и потенциал- зондами небольшого размера. УСф находят одним из методов, о которых говорилось выше.

Преимущества метода.

1. Возможность определения Кп нефтегазонасыщенных коллекторов.
 2. Повышенная точность определения Кп коллекторов малой мощности.
- Буровой раствор имеет достаточно высокое сопротивление. В этих условиях надо вводить поправку за проводимость глинистых частиц и при достаточно высокой минерализации поровых вод – за неполное вытеснение их фильтратом раствора. Необходим учет и остаточного нефтенасыщения в нефтегазоносных коллекторах.

Определение Кп.об по ННМ-Т.

Регистрируемые параметры зависят от содержания водорода в среде, окружающей прибор. В некоторых случаях на показания Нт существенно оказывает влияние химический состав пород, и растворенных в пластовой воде солей, особенно хлор-поглотитель нейтронов. Также зависит от плотности среды, окружающей скважину.

Радиус исследования – 25-40см, т.е. в необсаженных скважинах исследуется зона проникновения. Поэтому под минерализацией пластовых вод здесь понимается средняя минерализация смеси фильтрата и пластового флюида. Для определения Кп по Нт надо располагать зависимостями.

1. Основной палеткой зависимости показаний Int метода (и данного типа прибора) от Кп водонасыщенного пласта при некотором «стандартном», обычно кальцитовом скелете.
2. Номограммами для введения поправок в показания метода за несовпадение условий измерений (корка, минерализация раствора, диаметр скважины, колонна) с условиями для которых составлена основная палетка.
3. Номограммами для введения поправок за влияние минерализации пластовой воды, наличие остаточного газонасыщения в зоне проникновения.
4. Индивидуальность прибора, а также скорость.

Все используемые палетки применяют двойной разностный параметр в зависимости от Кп.

$$dInt = Int - Int1 / Int2 - Int1$$

где Int1 и Int2 – показания против опорных пластов различной пористости (Кп1, Кп2 соответственно).

Этот параметр позволяет избавиться от влияния от литологии пласта, колонны и др..

В качестве опорных пластов берут бак с водой и плотную породу (Кп=1%) .

Определение Кп по данным ультразвукового метода.

Основан на зависимости скорости распространения упругих продольных волн

V_p (или интервального времени dT_p) и коэффициента затухания волн от их минерального состава и структуры.

Скорость распространения упругих волн связана с плотностью (ρ).

Плотность пористой среды зависит от ее пористости.

$$\rho = \rho_{\text{тв}} - (\rho_{\text{тв}} - \rho_{\text{з}})K_p$$

$\rho_{\text{тв}}$ - плотность твердой фазы, $\rho_{\text{з}}$ - плотность заполнителя порового пространства.

$$dT_p = 1/V_p$$

Основные преимущества метода определения K_p слабая зависимость от техсостояния скважины, диаметра, химического состава промывочной жидкости. Наиболее влияет на точность определения K_p :

1. Структура порового состава коллектора.
2. Глинистость (дисперсная и слоистая)
3. Остаточное нефтенасыщение.
4. Искусственная трещиноватость при скважинной зоне.
5. Температура, эффективное напряжение.

Радиус исследования зонда находится в пределах зоны проникновения.

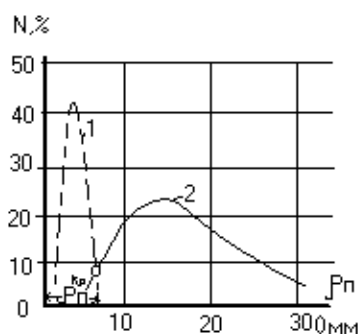


Рис. 4. Определение критического значения $R_p^{\text{кр}}$ по пересечению распределений R_p для водоносных (1) и продуктивных (2) коллекторов.

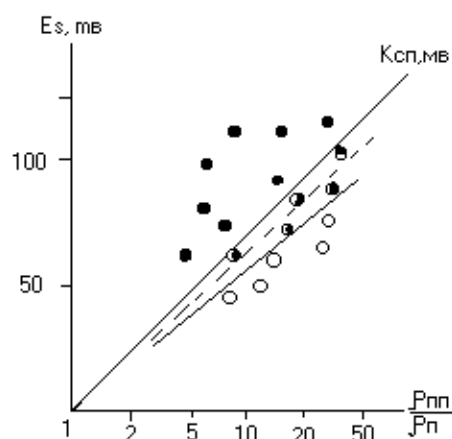


Рис. 5. Разделение коллекторов в терригенном разрыве на продуктивные и водоносные по данным сопоставления R_p и $\Delta U_{\text{пу}}$. 1 - не коллекторы; коллекторы: 2 - с неопределенным характером насыщения, 3 - нефтеносные; 4 - водоносные.

$$E_s = K_{\text{сп}} \lg U_{\text{сф}} / U_{\text{св}} = K_{\text{сп}} \lg U_{\text{СПП}} / U_{\text{св}},$$

при этом значене $K_{\text{сп}}$ (коэффициент потенциалов СП в мВ) берут с учетом поправки за температуру на глубине исследуемых отложений и таким чтобы

точки, соответствующие заведомо водоносным пластам оказались на линии вблизи нее. При изменении глинистости коллекторов в широких пределах проводят семейство линий $E_s = f(U_{сф} / U_{св})$ с различным значением $K_{сп} = const$, которое уменьшается с ростом глинистости коллектора. Признаком продуктивности коллектора является отскок точки, соответствующей данному коллектору, вверх от линии или семейства линий $E_s = f(U_{сф} / U_{св})$, при этом чем больше отскок, тем надежнее заключение о продуктивности коллектора.