

УТОЧНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА И ПОЛОЖЕНИЯ МЕЖФЛЮИДНЫХ КОНТАКТОВ



Р. А. Резванов,
главный специалист,
проф., д-р техн. наук
ЗАО «Пангея»

Выделение коллекторов – важнейшая и, пожалуй, наиболее ответственная задача геофизических исследований при поисках, разведке и эксплуатационном разбуривании месторождений углеводородов. Если, например, фильтрационно-емкостные параметры коллекторов при подсчете запасов иногда могут быть приняты по аналогии с соседними месторождениями, то в отношении эффективных толщин коллекторов и площади нефтегазонасыщенности такое недопустимо. Ошибки в выделении коллекторов не только приводят к значительным погрешностям в подсчете запасов, но и отрицательно сказываются на эффективности разработки залежей.

При выделении коллекторов используют в основном две группы признаков по данным геофизических исследований скважин (ГИС) – *прямые качественные и косвенные количественные* [1, 2]. Первая группа включает признаки, отражающие проникновение фильтрата промышленной жидкости в пласт: наличие фильтрационной корки, обнаруживаемое по данным кавернометрии и/или микрозондов; наличие зоны проникновения фильтрата промышленной жидкости в пласт, что устанавливается в основном по данным комплекса разноглубинных зондов электрического сопротивления. Вторая группа – косвенные количественные признаки в простейшем случае исходят от «граничного» значения некоторого параметра пласта (пористости, глинистости и некоторых других) или (что несколько менее определено) от соответствующих этим значениям параметров показаний методов глинистости (гамма-каротаж, метод потенциалов собственной поляризации пород) и/или пористости (нейтронный каротаж, гамма-гамма каротаж, акустический каротаж). Граничные значения выбирают таким образом, чтобы разность между рассматриваемым параметром и его граничным значением для большинства коллекторов и неколекто-

ров имела противоположный знак. Оптимальным будет такой выбор граничного значения, при котором ошибки в определениях запасов, связанные с ошибочным отнесением части коллекторов к неколекторам и наоборот, равны. Эффективность использования какого-либо параметра характеризуют значения ошибок отнесения пластов одного типа к другому. Эти ошибки можно уменьшить при правильном использовании нескольких параметров [2].

Обоснование косвенных количественных критериев выделения коллекторов проводится обычно путем сопоставления двух статистических функций распределения коллекторских и литологических параметров, определяемых по данным ГИС, одна из которых построена для пластов (или образцов) коллекторов, а другая – для неколекторов. При попытках оценить средние значения некоторых параметров пластов по средним значениям других параметров, оцененным по данным ГИС, построения для пластов следует предпочесть построениям для образцов, ибо характер зависимости между средними параметрами однородных пластов может существенно отличаться от зависимостей, построенных по измерениям на образцах пород и называемых обычно зависимостями типа «кern–кern») [3].

Если используются распределения параметров для образцов керна, последние разделяются на два класса в определенной степени условно, по граничному значению коэффициента абсолютной (реже – фазовой) проницаемости или динамической пористости. К сожалению, пока нет единого мнения относительно выбора значений последних параметров. Не всегда доступны и данные об остаточном нефте- или газонасыщении породы при обводнении пластов, без чего невозможно вычислить динамическую пористость. По этой и ряду других причин [3] принятые критерии выделения коллекторов могут оказаться недостаточно эффективными. Наконец, критерии, выработанные на основе зависимости проницаемости от коэффициента пористости K_p или коэффициента глинистости $K_{гн}$, могут оказаться слишком грубыми применительно к коллекторам со вторичной пористостью. Учитывая это, проверку эффективности и дальнейшее уточнение критериев стараются основывать на материалах таких методов, определяющих приток нефти или газа из пластов, как опробование пластов, дебитометрия, термометрия в стволе скважины и другие, результаты которых относят к прямым признакам притоков из пласта. Однако каждый из этих прямых

методов имеет ряд недостатков, которые не позволяют рассматривать его как непогрешимое средство контроля и коррекции геофизических критериев выделения коллекторов.

Основная цель данной статьи – обсуждение важнейших преимуществ и недостатков различных прямых методов, несущих информацию о работе пластов. Кратко рассматриваются также возможности выделения коллекторов и/или уточнения их критериев по результатам мониторинга изменений насыщения пластов в зоне исследования нейтронного каротажа после обсадки скважины и в процессе последующей разработки залежей.

Индикаторы притока и поглощения жидкостей и газов в скважинах и их использование при обосновании критериев выделения коллекторов по данным ГИС

Прямые методы, используемые достаточно широко для разделения приточных и неприточных интервалов, т. е. проницаемых и непроницаемых пластов (коллекторов и неколлекторов) приведены в таблице. Кратко прокомментируем таблицу с позиции возможных ограничений и ошибок при использовании приведенных методов.

1. Получение притока при опробованиях в открытом стволе (см. поз. 2 таблицы) или в колонне (поз. 1 таблицы) свидетельствует лишь о присутствии коллекторов в интервале опробования. Однако, когда опробуемый интервал неоднороден по коллекторским свойствам, может работать лишь какая-то его часть, в то время как другие части являются неколлекторами. Геофизические критерии «коллектор-неколлектор» для таких слоистых пластов будут иные, чем для однородных пластов, и могут дать существенные ошибки при их приложении к последним или даже к пластам с иной формой неоднородностей [3]. Наконец, при опробовании в колонне возможны случаи притока лишь из неперфорированных интервалов вследствие некачественного тампонажа. Чтобы исключить последний вариант, необходим каче-

ственный материал цементометрии. Приближенное разделение интервалов опробования (в колонне) на приточные и неприточные подинтервалы возможно, в принципе, и за счет использования специальных геофизических комплексов, предназначенных для контроля процессов опробования пластов или освоения скважин. Их основой являются измерения дебитомерами и термометром, рассматриваемые ниже. Однако необходимо учитывать ограничения этих методов, принять возможные меры к повышению их надежности и точности. Наиболее радикальный, но дорогой способ – опробование узких однородных интервалов.

2. Опробователи пластов на кабеле ОПК (поз. 3 таблицы) и, особенно, экспрессный гидродинамический каротаж (приборы типа ГДК и аналогичные), осуществляющие испытания в заданной точке по глубине, позволяют более детально характеризовать разрез, обеспечивая при этом высокую точность привязки по глубине результатов опробования и данных каротажа. Результаты ОПК и ГДК высокоинформативны в условиях, когда обеспечивается достаточно плотное прилегание башмака прибора к стенке скважины, отсутствуют глубокая кольматация и другие факторы, препятствующие гидродинамической связи баллона прибора с пластом.

3. Метод «каротаж – гидродинамическое воздействие – каротаж» заключается в проведении измерений до и после гидродинамического воздействия на пласт. Воздействие может заключаться в вызове притока пластовых жидкостей (газов) или, наоборот, в нагнетании водных растворов или других агентов в скважину. Частным случаем таких исследований можно считать прослеживание расформирования зоны проникновения фильтрата в пласты путем повторного каротажа, рассматриваемое ниже. Геофизический метод для повторных измерений выбирается исходя из его чувствительности к процессам замещения флюида в прискважинной зоне пласта, а при прослеживании расформирования зоны

проникновения – также с учетом его работоспособности в обсаженной скважине. В случае газовых пластов пригодны разные модификации нейтронного каротажа. При существенном изменении нейтронпоглощающей способности флюидов в контролируемом процессе применяют импульсный нейтронный каротаж с регистрацией тепловых нейтронов или гамма-излучения радиационного захвата последних.

Результаты остальных методов – индикаторов притока [4] – в отличие от рассмотренных выше (исключая результаты метода «каротаж – воздействие – каротаж») регистрируются при непрерывном движении прибора или при кратковременных стоянках на точке (до нескольких минут). Поэтому разрешение по глубине зон наличия и отсутствия притока может быть неплохим, чего нельзя сказать о точности отбивки границ притока, например, могут быть значительные «затяжки» в кровле отдающего интервала (пока спадает бурление в интервале притока). Наконец, все эти методы часто не фиксируют слабые притоки (исключение – самый нижний интервал, особенно в случае термометрии и применения дебитомера типа термоанемометра). Следовательно, суммарная толщина работающих интервалов при использовании этих методов может существенно искажаться, причем знак ошибки будет зависеть от распределения мощностей и дебитов отдельных пластов.

Уточнение критериев «коллектор-неколлектор» по результатам мониторинга изменений насыщения пластов во времени

Объем информации, полученной в поисковых и разведочных скважинах, часто не дает достаточно полного ответа на многие вопросы, важные для проектирования оптимальных схем эксплуатации месторождения и подсчета запасов по высоким категориям. Эти вопросы в определенной степени проявляются по данным более поздних исследований, в том числе по данным ГИС в эксплуа-

Достоинства и ограничения различных методов выделения коллекторов и оценки их насыщения при обосновании критериев коллектора

Метод (прибор)	Основное назначение	Достоинства	Основные ограничения с точки зрения обоснования критериев выделения коллектора
1. Испытание пластов в колонне (ИПК)	Подтверждение заключений по ГИС относительно характера притока и оценка коэффициента продуктивности	Наиболее надежный из рассматриваемых методов	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Невозможность определения границ отдающих и неотдающих подинтервалов в пределах перфорированных интервалов (в случае вскрытия неоднородных пластов) ◆ Значительные стоимость и затраты времени при необходимости испытания большого числа интервалов ◆ Ошибки из-за неэффективности перфорации и вследствие заколонных перетоков
2. Испытатель пластов на трубах (ИПТ)	То же, непосредственно после первичного вскрытия интервала	Получение информации до спуска колонны	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Трудность получения притока пластового флюида при глубокой зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости ◆ Невозможность испытания узких интервалов в условиях неустойчивого ствола
3. Опробователи пластов на кабеле (ОПК)	То же	Скромные затраты и высокое вертикальное разрешение	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Получение притока пластового флюида только в редких случаях ◆ Неработоспособность на участках с изрезанным профилем стенок скважины
4. Каротаж – воздействие – каротаж	Выделение интервалов, принимающих (отдающих) жидкость (газ)	То же	◆ Неполное соответствие типа флюида и других условий условиям в эксплуатационных скважинах
5. Турбинные дебитометры	Изучение профиля притока (поглощения) в работающей скважине	Малые затраты, детальность исследований	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Пропуск слабых притоков ◆ Низкая точность определения толщин работающих пластов («затяжка» аномалий из-за неустановившихся потоков) ◆ Ошибки из-за заколонных перетоков
6. Термоанемометр	То же	Малые затраты, высокая чувствительность к нижнему интервалу притока	◆ Невысокая точность определения толщин и дебитов (кроме нижнего интервала)
7. Термометрия	—»—	То же	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Слабая чувствительность к притокам нефти и воды (кроме нижнего интервала) ◆ Скромная точность определения толщин и дебитов

тационных и специальных наблюдательных скважинах как при их бурении, так и после его завершения. К сожалению, при пересчете запасов обычна практика привлечения лишь материалов, полученных в некрепленном стволе бурящихся скважин, при игнорировании, частично или полностью, материалов геофизического контроля разработки залежей. Очень редко при этом приходится встречать материалы ГИС, проведенных непосредственно после крепления ствола, хотя эти данные весьма полезны с точки зрения уточнения геофизических критериев «коллектор-неколлектор», положения и формы межфлюидных контактов и в конечном итоге – уточнения параметров залежи, принятых при предыдущих подсчетах запасов.

Значительную помощь в решении этих вопросов могут оказать три группы геофизических исследований в эксплуатационных и наблюдательных скважинах:

- ◆ изучение расформирования зоны проникновения фильтрата про-

мывочной жидкости после тампонажа обсадных колонн;

- ◆ обнаружение процессов изменения насыщения нефтеносных и газоносных пластов за счет их обводнения или вытеснения нефти газом;

- ◆ изучение свойств и движения среды в стволе эксплуатационной скважины (в обсадной колонне) геофизическими методами – индикаторами притока, уже рассмотренными выше (см. поз. 5–7 таблицы).

Изучение расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости

Небольшая плотность разбуривания, характерная для этапа разведки, часто не позволяет надежно определить начальное положение и форму межфлюидных контактов. Решение задачи еще сложнее и дороже, если из-за глубоких зон проникновения фильтрата, малой толщины пластов-коллекторов или других причин низка и надежность определения контактов по данным ГИС в открытом стволе. В таких случаях может

помочь прослеживание расформирования зоны проникновения по повторным («временным») измерениям нейтронными методами (наиболее надежны исследования для неперфорированных интервалов). Одновременно получается материал для проверки и уточнения критериев «коллектор-неколлектор».

Данные любых модификаций нейтронных методов против *газонасыщенных* пластов в обсаженных (лучше – неперфорированных) интервалах заметно изменяются в процессе расформирования зоны проникновения, так как все нейтронные характеристики газа (за исключением случая очень высоких давлений) существенно отличаются от свойств фильтрата промывочной жидкости. Против непроницаемых пластов изменений показаний ГИС либо не будет, либо они будут значительно слабее, чем против проницаемых интервалов. Проще и дешевле использовать широко распространенные «стандартные» нейтронные методы НГК, ННК. Существенные изменения в случае неф-

теносных пластов или газонасыщенных с высоким давлением можно получить по данным импульсного нейтронного каротажа, если фильтрат имеет заметную минерализацию.

Изменения показаний против водонасыщенных пластов при расформировании зоны проникновения зависят от соотношения минерализации фильтрата и пластовой воды и от модификации нейтронного каротажа, но для стандартных нейтронных методов они в любом случае отличаются по величине или знаку от изменений против газонасыщенных интервалов. Поэтому подобные исследования служат не только выделению коллекторов и, соответственно, контролю и корректировке критериев выделения коллекторов по данным других методов ГИС, но и уточнению положения газожидкостных контактов. Особенно полезны такие исследования для определения газонефтяных контактов, которые по данным электрических методов, как правило, не определяются.

Изменение знака показаний импульсного нейтронного каротажа (ИНК) против водо- или нефтенасыщенных пластов зависит от соотношения содержания хлоридов в фильтрате промывочной жидкости и заполнителя пор пласта за зоной проникновения. При близости этих содержаний показания ИНК при расформировании зоны проникновения фильтрата не изменяются или изменяются слабо. Так будет, например, в случае проникновения пресного фильтрата в пласт с высоким нефтенасыщением или при проникновении в водоносный пласт фильтрата с тем же содержанием хлоридов, что и у пластовой воды. Хотя метод импульсного нейтронного каротажа малоэффективен для разделения водо- и нефтенасыщенных пластов при низкой минерализации пластовых вод (ниже 10–25 г/л в зависимости от произведения $K_n K_n$, где K_n – коэффициент нефтенасыщения), он может быть полезен для выделения коллекторов при минерализации промывочной жидкости, заметно превышающей минерализацию пластовых вод.

Технология повторных замеров

обычно достаточно успешно решает задачи выделения и оценки характера насыщения коллекторов с относительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В случае низких ФЕС продолжительность расформирования зоны может оказаться слишком высокой. Но определенную пользу такие исследования приносят в любом случае. Наиболее показательный пример – случаи переслаивания маломощных плотных пород и коллекторов с высокими ФЕС (с высокой скоростью расформирования зоны проникновения), когда по исследованиям в открытом стволе оценить удельное электрическое сопротивление отдельных пластов и, соответственно, определить положения водонефтяного или газовойодяного контактов не удается. Относительно высокое вертикальное разрешение результатов метода ИНК позволяет оценивать насыщение маломощных прослоев (примерно от 40 см).

Незавершившееся к моменту первого подсчета запасов расформирование зоны проникновения в ухудшенных коллекторах вполне может закончиться к последующим пересчетам, тем более что в приконтактных зонах этот процесс заметно ускоряется из-за движения пластовых флюидов в процессе разработки.

Технология контроля процессов испытания или освоения скважин, использующая повторные замеры температуры и данные нейтронного каротажа до перфорации колонны и после вызова притока, в некоторой степени (по решаемым задачам и своей эффективности) подобна прослеживанию расформирования зоны проникновения в обсаженных скважинах. Эта технология, получившая в свое время распространение на предприятиях Мингео СССР, направлена на обнаружение по данным ГИС изменений физических свойств прискважинной зоны пластов-коллекторов не за счет медленных капиллярных процессов расформирования зоны проникновения фильтрата, а за счет поршневого вытеснения фильтрата в перфорированных интервалах нефтью, газом или пласто-

вой водой. Преимущество этой технологии – несравнимо меньшее время на исследования, чем при временных замерах, особенно в интервалах с низкими ФЕС.

Контроль процессов вытеснения нефти и газа из пластов в процессе разработки

Обнаружить процессы изменения насыщения самих пластов (а не зоны проникновения фильтрата) за счет более длительных процессов вытеснения нефти и газа водой при разработке залежей (а также использовать это для уточнения критериев коллектора) можно по данным нейтронных, а в случае диэлектрической обсадки – и электрических методов. Наиболее информативны такие исследования в неперфорированных интервалах эксплуатационных скважин, еще лучше – в специальных наблюдательных скважинах с глухой неперфорированной колонной, так называемых наблюдательных геофизических. Представляют значительный интерес и результаты ИНК в нагнетательных скважинах. Они важны не только с точки зрения разделения пород на коллекторы и неколлекторы, но и (в случае нагнетательных скважин, расположенных внутри залежи), для оценки коэффициентов вытеснения в породах с различными ФЕС. Преимущество нагнетательных скважин перед добывающими при решении последней задачи заключается в том, что минерализацию закачиваемой воды легко определить, тогда как в добывающих скважинах это возможно лишь в случае обводнения единственного и узкого интервала разреза.

При пластовых давлениях ниже 25–40 МПа (в зависимости от произведения $K_n K_r$, где K_r – коэффициент газонасыщения) обнаружить изменения газонасыщения пластов в процессе разработки залежей можно по данным регулярных исследований с использованием любых нейтронных методов, в том числе и наиболее простых и дешевых стационарных («стандартных») модификаций НПК и ННК. При высоких значениях давления обводнение пластов можно об-

наружить путем регулярных повторных измерений относительно простыми модификациями импульсного нейтронного каротажа (ИННК, ИНГК), если достаточно высока минерализация вод (произведение минерализации вод C_n (г/л) на K_n (%)) не менее 200–250). При малой минерализации вод, но высоком пластовом давлении (но при пористости не ниже примерно 15 %) для оценки, в принципе, можно использовать временные замеры СО-каротажа, однако опыт таких исследований еще очень мал.

При попытках уточнить критерии коллекторов с привлечением таких исследований необходимо учесть также вероятность кольматации прискважинной зоны и возможность заколонных перетоков, проведя в случае сомнений специальные исследования (цементометрия, методы обнаружения заколонных перетоков). В общем случае уточнение критериев коллектора по данным ГИС при контроле разработки месторождений не является тривиальной задачей. Оно может потребовать значительного объема исследований при квалифицированном их проектировании с использованием методов непрерывного планирования экспериментов на основе учета полученных ранее сведений о строении залежи.

Во многих случаях нейтронные методы могут помочь не только качественному разделению нефтеносных, газоносных и водоносных пластов и обнаружению интервалов обводнения, но и количественной оценке коэффициентов насыщения, в том числе их начальных значений, что особенно актуально при переслаивании коллекторов и непроницаемых пластов относительно малой толщины (0,5–3 м). Области применимости разных модификаций в за-

висимости от типа углеводородов, а также минерализации пластовых вод и промывочной жидкости примерно те же, что и при качественном разделении пластов различного насыщения. Однако требования к фильтрационно-емкостным свойствам, при которых возможна удовлетворительная количественная оценка насыщения, конечно, выше, чем при решении качественной задачи определения межфлюидных контактов. Так, точность определений низка в случае низкопористых и высокоглинистых пластов, иногда такие определения вовсе невозможны.

Еще один распространенный случай, когда ИНК не позволяет оценивать K_n по временным замерам после обсадки, – вскрытие пластов на пресных растворах. В этом случае даже после расформирования зоны проникновения, точнее, после восстановления начального нефтенасыщения в призабойной зоне, определение K_n этими методами невозможно, а определение K_r слишком грубо. Причина заключается в том, что связанная вода в течение долгого времени после восстановления K_n или K_r в прискважинной зоне пласта (часто вплоть до начала обводнения пласта) остается достаточно пресной, независимо от солености пластовой воды (устойчивое опреснение связанной воды). Ее нейтронпоглощающие

свойства практически такие же, как у нефтей, относительно мало они отличаются и от свойств газа при высоком пластовом давлении. Лишь после частичного обводнения прискважинной зоны пласта минерализованной водой возникает возможность оценки значений текущих коэффициентов насыщения по данным ИНК, если, конечно, имеется возможность оценить минерализацию обводняющей воды.

Таким образом, анализ достоинств и недостатков прямых методов определения притоков и поглощения жидкостей и газов применительно к использованию их данных для выработки или уточнения геофизических критериев «коллектор-неколлектор» показывает, что эти методы далеко не всегда могут рассматриваться как достаточно надежные для решения поставленной задачи. В то же время имеется возможность получения информации, полезной для проверки и уточнения положения межфлюидных контактов и критериев коллектора с помощью таких методов и технологий, как прослеживание процессов расформирования зоны проникновения фильтрата в пласт в обсаженных скважинах по данным временных замеров нейтронными методами и геофизический мониторинг насыщения пластов при разработке залежей. ■

Specifying the geophysical criteria of oil and gas reservoirs and position of fluid contacts

R. A. Rezvanov

Based on the analysis of the advantages and shortcomings of direct methods of gas and fluid inflow and loss assessment in the context of data application for the development or specification of the "reservoir-non-reservoir" criteria the author proves the fact that these methods by no means can be always viewed as a sufficiently reliable technique for the solution of this task. However, there is an opportunity of the generation of data, which may be helpful for verification and specification of the position of contacts between fluids and reservoir criteria with the use of such methods as monitoring of the processes of the flushed zone deforming in cased wells based on the data of neutron logs, and geophysical monitoring of pore volume saturation in the course of field development.



Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Терсилье, В. И. Проскуна, Г. Г. Яценко. – Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
2. Резванов Р. А. О некоторых ошибках при подсчете запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2004. – Вып. 3. – С. 23–29.
3. Резванов Р. А. Оценка эффективности использования зависимостей типа «кern–кern» при изучении неоднородных пластов по данным ГИС // Геофизика. – 2007. – № 5. – С. 45–49.
4. Кузнецов Г. С., Леонтьев Е. И., Резванов Р. А. Контроль разработки месторождений нефти и газа по данным ГИС: Учебник. – М.: Недра, 1991.