

Методические основы для обоснования трудноизвлекаемых запасов карбонатного коллектора

В.А. Лушпеев¹, А.Н. Соколов¹, О.А. Гальцева², Э.М. Салимгареева^{2*}

1 – Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

2 – ООО «Уфимский научно-технический центр», г. Уфа, Россия

E-mail: *salimgareevaem@ufntc.ru

Аннотация. На текущий момент из общепринятой отечественной классификации запасов в качестве трудноизвлекаемых выпадают карбонатные коллекторы с низкопроводящей матрицей, удовлетворяющей критерию проницаемости менее 2 мД, осложненные наличием естественной трещиноватости и кавернозностью и характеризующиеся высокими запускными дебитами скважин. Однако, как показывает практика разработки таких коллекторов, высокие начальные дебиты быстро снижаются до значений, характерных для матричной среды, что связано с незначительными запасами, приходящимися на вторичную среду. В настоящей работе обсуждаются разработанные авторами методические основы обоснования трудноизвлекаемых запасов для карбонатного коллектора на основании оценки запасов во вторичной среде и темпов падения дебитов скважин.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, карбонатный коллектор, естественная трещиноватость, низкопроницаемый коллектор, гидродинамические исследования скважин, обоснование трудноизвлекаемых запасов для карбонатного коллектора, запасы во вторичной среде, методы оценки запасов во вторичной среде.

Для цитирования: Лушпеев В.А., Соколов А.Н., Гальцева О.А., Салимгареева Э.М. Методические основы для обоснования трудноизвлекаемых запасов карбонатного коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 201–215. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art14>

Представление о трудноизвлекаемых запасах в отечественной практике с точки зрения государственного регулирования

Определение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в отечественной практике разработки нефтяных и газовых месторождений звучит следующим образом – это запасы залежей, отличающихся сравнительно неблагоприятными для изучения геологическими условиями и физическими ее свойствами, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна. С точки зрения государственного регулирования ТРИЗ –

это способ стимулирования технологических решений. С такой позиции критерии определения трудноизвлекаемых запасов всегда зависят от текущего уровня развития технологий и подлежат регулярному пересмотру. Действительно, первая классификация ТРИЗ, предложенная Лисовским Н.Н. и Халимовым Э.М. в 1994 г. по параметру проницаемости, граничным ее значением считала 30 мД, а на текущий момент принята величина 2 мД. Развитие технологий заканчивания скважин – возможность бурения длинных горизонтальных стволов и проведение множественных гидроразрывов пласта – сдвинуло это значение в меньшую сторону.

При этом история отношений отечественной нормативно-правовой базы и трудноизвлекаемых запасов, а также нетрадиционных источников углеводородов, не может быть названа последовательной и прозрачной – беглый анализ российской нормативно-правовой базы (НПБ) позволяет проследить, как менялось представление о трудноизвлекаемых запасах с течением времени.

В 1998 г. Приказом Минприроды № 41 был введен ряд временных критериев (преимущественно качественных) отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых, в соответствии с которыми к ТРИЗ относились, в частности, запасы, предполагающие использование термических методов разработки или закачки реагентов для смешивающегося вытеснения, приуроченные к тонким нефтяным оторочкам или периферийным частям залежей.

В 2012 г. Распоряжение Правительства № 700-р ввело и ряд количественных критериев отнесения к ТРИЗ, которые после творческой переработки стали основой для критериев, описанных в ст. 342.2 Налогового кодекса РФ: от трех предложенных вариантов проницаемости в измененном виде сохранился один (2 мД), а категория сверхвязкой нефти (вязкость в пластовых условиях более 10000 сП) вошла в группу нефтей с вязкостью более 200 сП.

Последним на сегодняшний день нормативно-правовым актом, уточняющим границы государственного понимания трудноизвлекаемых запасов, является Постановление Правительства № 1499, содержащее перечень видов трудноизвлекаемых запасов полезных ископаемых, для которых может быть получена лицензия нового типа: лицензия на разработку технологий геологического

изучения, разведки и добычи. В 2022 г. перечень был дополнен ачимовскими отложениями с показателем проницаемости не более 2 мД.

В зависимости от конкретного вида ТРИЗ механизмы государственного стимулирования их разработки различаются. Различны и цели стимулирования. Так, например, для низкопроницаемых коллекторов предусмотрена льгота по уплате налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Данный механизм нацелен на создание основы для инвестиций недропользователя в освоение ТРИЗ, а также повышение эффективности существующих технологий добычи. Для части низкопроницаемых объектов: баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых отложений (а с недавнего времени и ачимовских отложений) также предусмотрена льгота по НДПИ.

Таким образом, государственная поддержка добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченной преимущественно к терригенным коллекторам, существует. Вместе с тем, назвать ее целиком адекватной текущим геологическим и технологическим вызовам, которые стоят перед недропользователем, решившим начать освоение ТРИЗ, не приходится.

Это замечание представляется очень важным, так как ни ТРИЗ газа, ни ТРИЗ, приуроченные к карбонатным коллекторам, как отдельные самостоятельные категории в НПБ не рассматриваются, что, на взгляд авторов настоящей статьи, не совсем корректно. Так, например, сравнивая терригенные и карбонатные коллекторы, можно увидеть больше различий в их характеристических особенностях, нежели сходств.

Строение карбонатных коллекторов, обычно, значительно сложнее терригенных: помимо порового пространства в карбонатных породах часто встречаются каверны, возникающие в результате природных воздействий, вертикальные макро- и микротрещины. Сложный характер пустотного пространства вкупе с химической активностью основных пород, слагающих карбонатные коллекторы (кальцит, магnezит, доломит), которая является причиной возникновения вторичных процессов и неоднородного изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта по площади, приводят к появлению зон с аномально высоким пластовым давлением и зон с высокими фильтрационными сопротивлениями. Кроме того, помимо высокой степени неоднородности по пористости и проницаемости, вязкость нефтей, приуроченных к карбонатным породам, как правило, выше по сравнению с нефтями терригенных коллекторов. Дополнительным осложняющим фактором при разработке карбонатных коллекторов могут стать и значительные глубины залегания продуктивных горизонтов, поскольку, в отличие от терригенных, карбонатные породы способны проявлять коллекторские свойства как на предельных глубинах осадочного чехла, так и в фундаменте. Карбонатные коллекторы, удовлетворяющие критерию значения средневзвешенной проницаемости матрицы – менее 2 мД, могут выпадать из поля зрения как органов государственной власти, так и недропользователей, поскольку развитая вторичная пустотность (а именно, хорошо проницаемая трещиноватость и кавернозность) может являться причиной высоких запускных

дебитов скважин, нехарактерных для матричной среды и связанных с высокопроницаемой вторичной средой. Нетипичное поведение подобной системы ставит под сомнение возможность классификации запасов в качестве ТРИЗ в рамках существующей НПБ.

В конечном итоге, несмотря на принятую в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых на текущий момент классификацию ТРИЗ по группам:

- 1) высоковязкие нефти (более 200 сПз);
- 2) низкопроницаемые коллекторы (менее 2 мД);
- 3) подгазовая зона и нефтяные оторочки;
- 4) истощенные запасы;
- 5) нетрадиционные коллекторы;
- 6) месторождения с удаленной инфраструктурой,

карбонатные коллекторы из этой схемы выпадают, на взгляд авторов, совершенно незаслуженно, что делает задачу разработки методики обоснования ТРИЗ для карбонатных коллекторов крайне актуальной.

В настоящей работе на примере месторождений нефти с карбонатным коллектором палеозойских отложений рассматриваются и обсуждаются предлагаемые авторами методические основы обоснования ТРИЗ карбонатных коллекторов.

Геологические особенности палеозойских отложений Западной Сибири в свете ТРИЗ

Палеозойские отложения Западно-Сибирской плиты являются одним из наименее изученных объектов.

Связано это, в первую очередь, с высоким потенциалом осадочного чехла провинции и, соответственно, повышенным вниманием именно к этому объекту. В связи с истощением легких запасов углеводородов в настоящее время все выше проявляется интерес к новым, слабоизученным объектам, в том числе трудноизвлекаемым запасам.

Ранее не относящийся к нефтегазоперспективным доюрский комплекс (по причине причисления его частью научного геологического сообщества к структуре фундамента молодой плиты), благодаря открытым, в основном случайно, нефтегазоносным месторождениям в его отложениях, на текущий момент представляет интерес для нефтяных компаний, наметивших цели и задачи по изучению, разведке и разработке ресурсного потенциала доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты.

В отличие от хорошо изученного и понятного для разработки мезозойского комплекса, палеозойский (промежуточный между кристаллическим фундаментом и осадочным чехлом этаж) является специфичным, неоднозначным, требующим значительных финансовых и человеческих ресурсов, и в отличие от осадочного, в большей степени, терригенного чехла, сложен карбонатными породами, характеризующимися сложной структурой пустотного пространства.

В свою очередь, карбонатные коллекторы Западно-Сибирского бассейна осложнены, в силу своей приуроченности к промежуточной структуре, претерпевшей герцинскую складчатость и раннетриасовый рифтогенез, плотной сетью тектонических нарушений, макро- и микротрещин, вторичными преобразованиями

(доломитизация, кальцитизация, выщелачивание и пр.), как улучшающими коллекторские свойства, так и ухудшающими (вплоть до абсолютной несообщаемости пустотного пространства).

Важно отметить, что специфичная геология палеозоя региона затрудняет в технологическом смысле и, зачастую, делает нерентабельным эксплуатационное и разведочное бурение. Так, нередкими являются прихваты, обвалы стенок скважин, поглощение бурового раствора, высокая обводненность, непредсказуемость (на сегодняшний момент) в получении промышленного притока углеводородного сырья, когда через 500 м от высокодебитной скважины появляются скважины с результатами испытания «сухо».

Изучение объекта, поиск и разведка «тормозятся» ввиду вышеуказанной специфики, требующей дорогостоящих технологий и индивидуального подхода. Качественный отбор керн из таких сложных, рассыпающихся коллекторов возможен специальными керноприемниками, обеспечивающими сохранность образцов в целом и фильтрационно-емкостных и физических свойств. Необходимы качественные лабораторные исследования отобранных образцов и тщательный их анализ. Также особенности данных отложений существенно повышают требования к проводимому в скважинах комплексу геофизических исследований (ГИС) как на качественном уровне, так и на количественном. Так, радиоактивность палеозойских карбонатов, зачастую, связана не с их глинизацией, а с повышенным содержанием урана, привнесенного метеорными водами в процессе седиментации.

Подобные нюансы «отлавливает» спектрометрический гамма-каротаж, записанный и обработанный согласно соответствующим регламентам. Для того чтобы иметь возможность оценить трещинную составляющую, что является крайне важной задачей при подсчете запасов и дальнейшей их разработке, необходимо проводить исследования, подобные FMI (Schlumberger), либо КАРСАР (российский аналог). Огромную роль в изучении и картировании перспективных объектов, особенно ввиду сложностей при бурении скважин, играет 3D-сейсморазведка. Устаревшая съемка 2D-профилями располагает нежелательно высокой погрешностью и даже ошибочностью в структурно-тектоническом строении пластов.

Эти и другие важные аспекты делают особенно актуальным вопрос об отнесении запасов углеводородного сырья доюрского комплекса Западной Сибири к категории трудноизвлекаемых.

Помимо сложного геологического строения и трудностей изучения палеозойского фундамента в процессе разработки продуктивного пласта на ряде месторождений отмечаются нехарактерные для низкопроницаемой матричной среды высокие запускные дебиты скважин с последующим быстрым их падением. Однако сочетание этих особенностей вызывает противоречие при отнесении запасов к ТРИЗ: средняя матричная проницаемость, составляющая менее 2 мД, однозначно причисляет запасы пласта к ТРИЗ, однако, высокие запускные дебиты ставят под сомнение такое решение. Описанная проблема наглядно проявилась при изучении и оперативном подсчете

запасов месторождения А, поисковая скважина которого вскрыла отложения палеозоя.

Опыт обоснования запасов месторождения А. палеозойского фундамента в качестве ТРИЗ

Месторождение А., административно расположенное на территории Парабельского района Томской области (в тектоническом отношении – в центральной части Нюрольского погруженного блока Межовского срединного массива), промышленная нефтегазоносность которого связана с карбонатными отложениями палеозоя (пласт М1), является ярким примером описанного выше противоречия.

Локальное поднятие Б., приуроченное к месторождению А., откартировано в 2015 г., по данным обработки и интерпретации сейсмической съемки, как перспективное. Продуктивность палеозойских отложений рассматриваемой структуры подтвердилась бурением в 2021 г. поисково-оценочной скважиной № 1, в которой в результате проведенных испытаний получен промышленный приток нефти. Залежь массивная, приурочена к эрозионно-тектоническому выступу, осложненному тектоническими нарушениями, в основном, субширотного направления.

В литологическом отношении отложения пласта М1 в районе залежи представлены плотными доломитами и известняками, осложненными вторичными процессами (доломитизация, перекристаллизация, выщелачивание, пиритизация и пр.) и разнонаправленными трещинами (как открытыми, так и залеченными).

Исследования кернового материала, равномерно отобранного по площади и по разрезу из пласта М1 месторождения А., достаточны для построения зависимости проницаемости от пористости (приказ

№ 218). Согласно полученной зависимости (рис. 1), пласт является низкопроницаемым (1,6 мД), порядка 84% образцов имеют проницаемость до 2 мД.

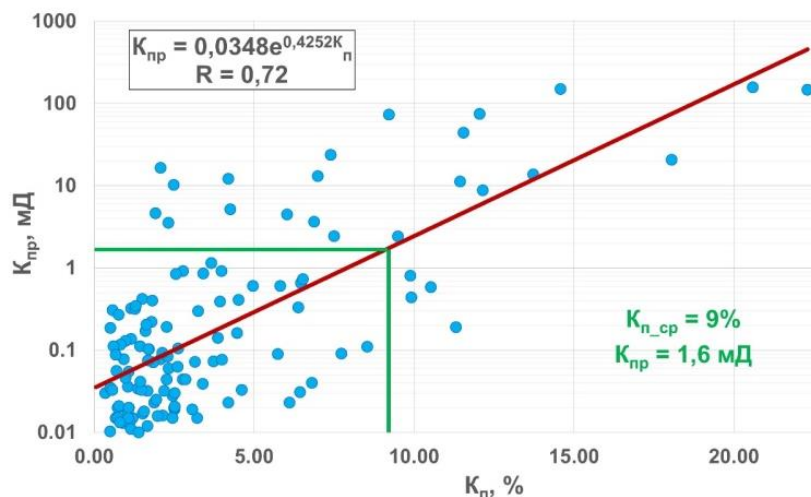


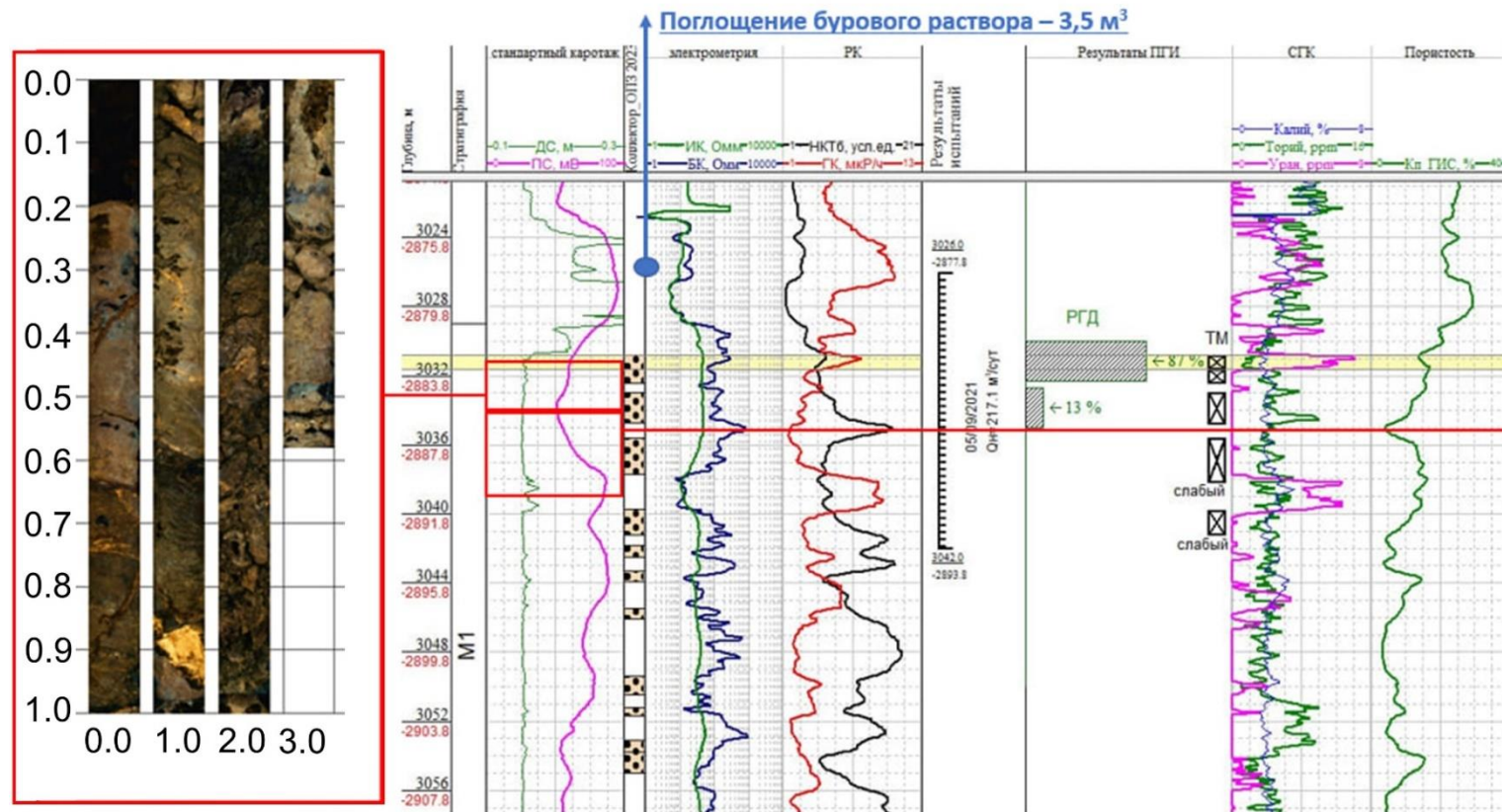
Рис. 1. Зависимость коэффициента проницаемости от пористости (пласт М1, месторождение А.)

В период освоения скважины и ее работы на фонтанном режиме был получен приток нефти 217 м³/сут, что нехарактерно для матричной среды с проницаемостью в 2 мД, и поставило под сомнение возможность отнесения запасов к ТРИЗ. Дальнейшая пробная эксплуатация скважины в механизированном режиме, однако, показала, что в течение полугода начальный дебит скважины в 217 м³/сут упал до 20 м³/сут (33 м³/сут в месяц, что характеризуется как высокий темп падения).

Сопоставительный анализ данных ГИС, промыслово-геофизических исследований (ПГИ), бурения и кернового материала (рис. 2) показал наличие и работу трещиноватой среды: на интервал отсутствия выноса керна приходится наибольший приток, а на кровлю этого интервала приходится поглощение при бурении. Согласно описанию керна отмечается

наличие кавернозности и открытой трещиноватости.

Анализ проведенных гидродинамических исследований методами КВД (кривой восстановления давления) и КСД (кривой стабилизации давления) на карбонатном объекте палеозоя (пласт М1) скважины №1 локального поднятия Б. показал существование двух сред с разными проницаемостями: величина 440 мД, оцененная по КВД, характеризует трещинную составляющую, а значение 0,3 мД, полученное по данным обработки длительной КСД, характеризует матричную составляющую. Грубая оценка доли запасов во вторичной среде, полученная при обработке и интерпретации КСД по модели двух сред с разными фильтрационно-емкостными свойствами, составила 0,03, т. е. 3% запасов содержится во вторичной среде, в то время как 97% приурочено к матрице.



Скв.1, пласт М1.
Интервал 3027-3030.7 м,
вынос керна 3.58 м.



Рис. 2. Планшет скв. № 1

Высокий начальный запускной дебит обусловлен существованием высокопроницаемой вторичной среды, а значительное его падение в период пробной эксплуатации скважины обусловлено небольшими запасами, приходящимися на эту среду. Следовательно, скважина № 1 вырабатывает матричные запасы в условиях работы вторичной среды в качестве проводника флюида из первичной среды (вторичная среда также хранит запасы, но они быстро вырабатываются на начальном этапе). Ограниченность запасов во вторичной среде и фактические темпы падения дебита являются признаками для обоснования запасов месторождения в качестве ТРИЗ.

Методические основы обоснования ТРИЗ карбонатного коллектора

Таким образом, для карбонатного, трещиноватого коллектора высокопроницаемая вторичная среда обуславливает высокие запускные дебиты скважины, но в случае небольших запасов, к ней приуроченных, скважина не способна

работать долго с хорошим дебитом (при работе в циклическом режиме, когда за время остановки скважины запасы в трещинно-каверновой среде восполняются за счет матричной подпитки, скважина запускается в работу снова с высоким дебитом). В конечном итоге, дебит скважинной продукции довольно быстро снижается до характерных для низкопроницаемой матрицы значений. Окупаемость такого месторождения будет зависеть от содержащихся во вторичной среде запасов, которые часто неравномерно распределены в объеме всего месторождения, когда пласт в отдельных участках залежи характеризуется высокой интенсивностью трещиноватости и развитой кавернозностью, и вскрывающие его скважины работают стабильно с хорошими дебитами, а в ряде других участков залежи скважины вскрывают низкопроницаемую матрицу и работают с невысокими дебитами, не окупающими даже затраты на их строительство (рис. 3).

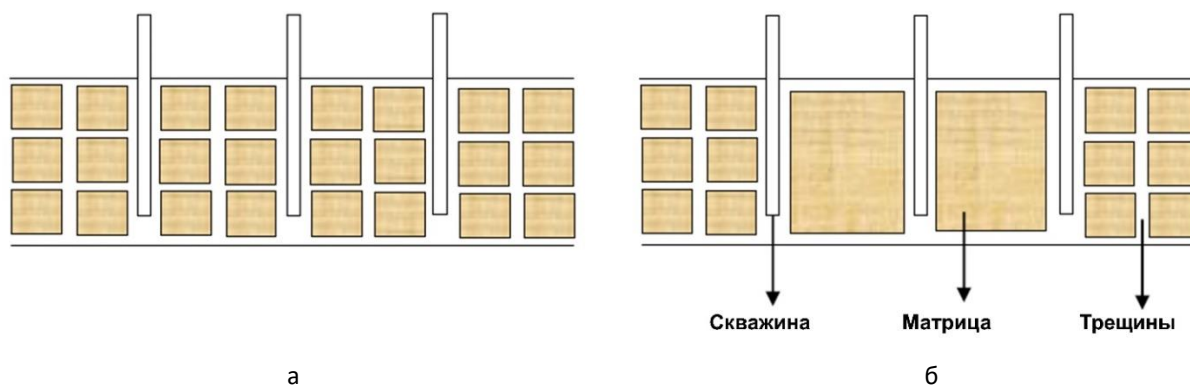


Рис. 3. Концептуальное представление коллектора:

а – равномерно развитая трещиноватость; б – неравномерно развитая трещиноватость

Так, на рис. 4 приведен пример карбонатной платформы, для которой характерна интенсивная

трещиноватость в районе склоновой части и незначительная трещиноватость в центральной части платформы.

Данные о поглощениях бурового раствора подтверждают это представление – наибольшие поглощения приходятся на интенсивно трещиноватые зоны

с высокими фильтрационными свойствами, в этой части находятся и самые продуктивные скважины [1].

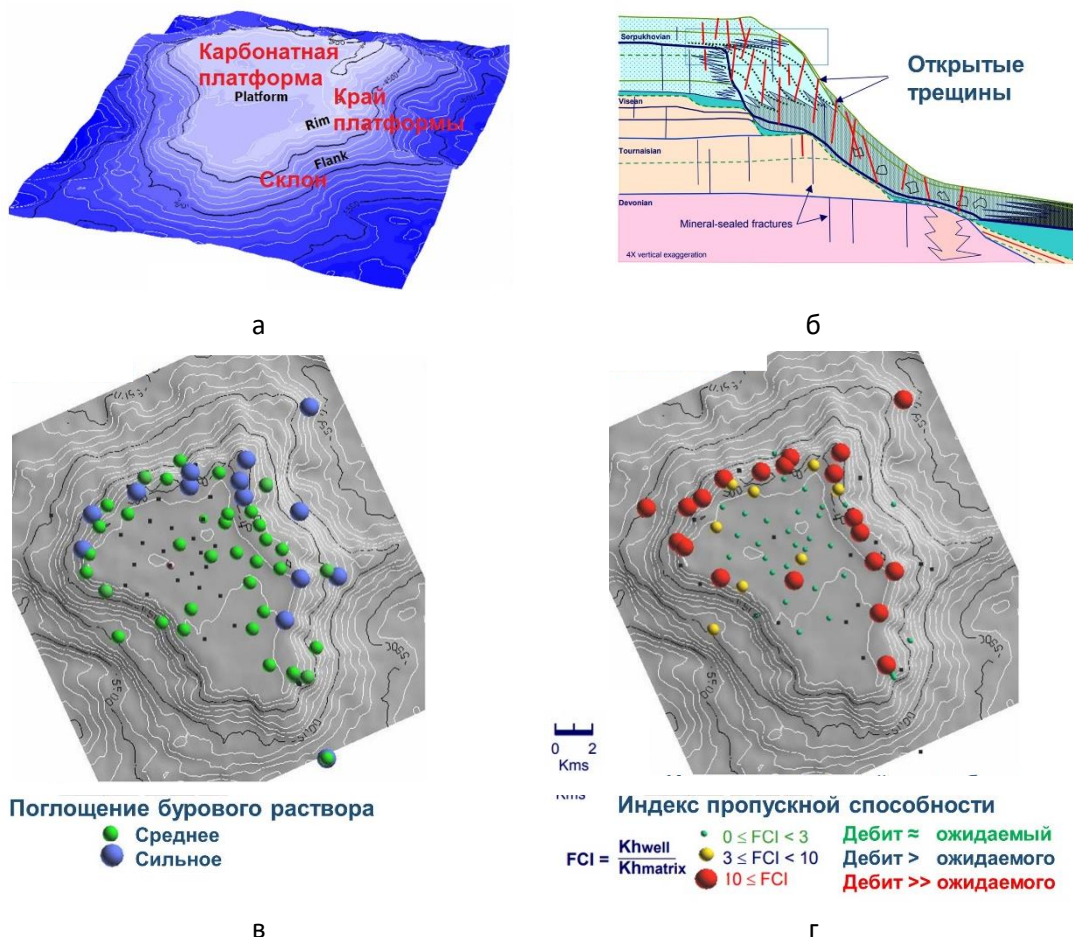


Рис. 4. Пример карбонатного месторождения с неравномерно развитой трещиноватостью [2]: а – обзорная карта района исследования; б – фрагмент геологического разреза; в – карта поглощений бурового раствора; г – карта индексов пропускной способности

Следовательно, в качестве критерия обоснования ТРИЗ для карбонатного коллектора следовало бы рассматривать удельные запасы скважины, приходящиеся на вторичную среду, и возможность окупаемости ими скважины.

Показатель доли запасов может быть оценен разными методами: от лабораторных исследований на керне (компьютерная томография, например), геофизических методов (ГИС) специального

комплекса (по ним дается оценка коэффициента пористости вторичной среды) до методов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на нестационарных режимах. Основным недостатком керновых исследований при изучении вторичной среды является непредставительность сложной пластовой системы карбонатного коллектора в рамках отдельного, маленького образца керна, извлекаемого из скважины.

Керновый образец хорошо характеризует матричную среду и каверны небольшого размера, в то время как в области крупных трещин и каверн вынос керна отсутствует и их учет невозможен. В связи с этим ограничением метода в методологии обоснования запасов в качестве ТРИЗ, за лабораторными исследованиями керна должна остаться роль обоснования запасов матричной среды – как правило, составляющих большую часть, в качестве ТРИЗ по критерию проницаемости.

К недостаткам метода специального комплекса ГИС по оценке коэффициента пористости вторичной среды относится малый радиус исследования (сантиметры) и сильная зависимость в результативности метода от качества ствола скважины, нередко подверженного вывалам и разрушению из-за образования трещиноватости пород при бурении (проблема усиливается в естественно трещиноватых интервалах).

Гидродинамические исследования скважин характеризуют всю систему в целом и в условиях ее реальной работы, поэтому предлагается оценивать долю запасов во вторичной среде именно этим методом, но по обоснованной технологии и с соблюдением требований к характеристикам измерительных приборов (точность и разрешающая способность манометров, частота записи данных и др.). Так, для продуктивных трещиноватых горизонтов с высокой интенсивностью трещиноватости, т. е. с маленьким размером блока матрицы, обоснованной

технологией является редко применяемое в отечественной практике исследование системы скважина–пласт на нестационарных режимах путем регистрации кривой восстановления давления с отсечением трубного и затрубного пространства, позволяющего минимизировать так называемое искажающее влияние ствола скважины для обнаружения полезных диагностических признаков, по которым возможно выполнить оценку запасов, приходящихся на вторичную среду [2].

Ключевым недостатком метода гидродинамических исследований является вариативность получаемого решения и сильная зависимость от ошибок во входных параметрах, откуда и возникает необходимость применения обоснованной технологии и высокие требования к измерительному оборудованию, как для измерения давления, так и дебита. Пример вариативности получаемого решения приведен на рисунках 5 и 6. В карбонатном трещиноватом коллекторе Г. в фонтанирующей скважине с отсеченным затрубным пространством произведено закрытие скважины после ее отработки на три дня с регистрацией КВД. По проявленным диагностическим признакам и априорной информации было рассмотрено два варианта интерпретации:

- 1) двойная пористость, бесконечный пласт;
- 2) однопоровый коллектор с влиянием трещиноватости и разломов, выявленных вблизи скважины по сейсмическим данным.

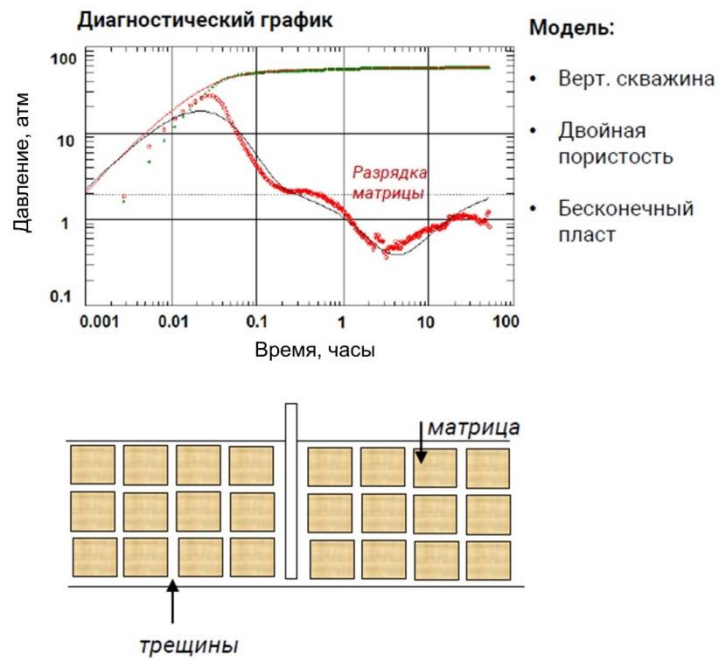


Рис. 5. Модель пластовой фильтрационной системы «Двойная пористость, бесконечный пласт»: концептуальное представление и сопоставление модельных и фактических данных

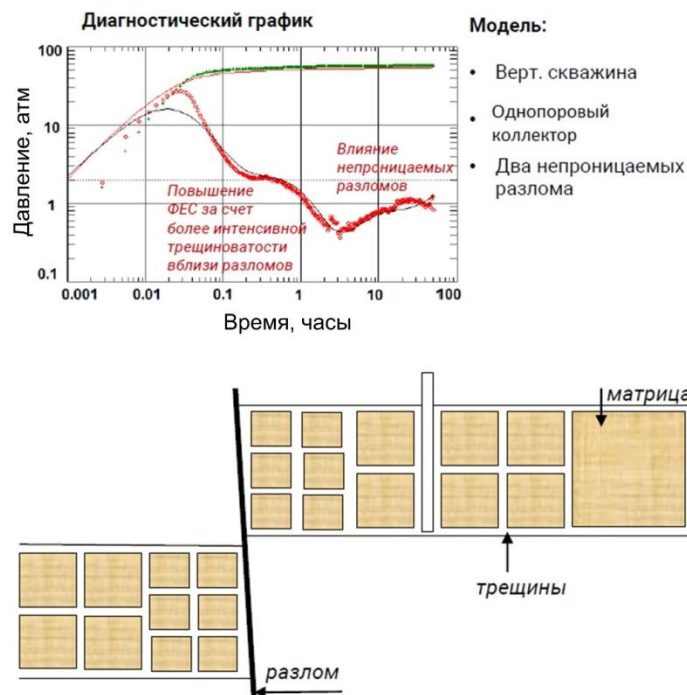


Рис. 6. Модель пластовой фильтрационной системы «Однопоровый коллектор с влиянием трещиноватости и разломов»: концептуальное представление и сопоставление модельных и фактических данных

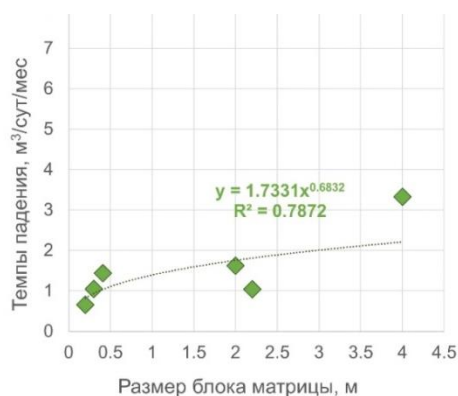
Для обоих вариантов наблюдается хорошая сходимость фактических и модельных данных, однако, в качестве финального варианта была выбрана последняя модель в силу учета априорной информации о разломах, а также статистических данных с других скважин месторождения, исследованных пластоиспытателем (технология, позволяющая минимизировать искажающее влияние процессов в стволе скважины), согласно которым эффект разрядки матрицы происходит гораздо раньше (в первые минуты исследования).

Характерный для любого из методов оценки доли вторичной пустотности недостаток, связанный с образованием техногенных трещин на этапе первичного вскрытия, приводит к завышенной оценке доли вторичной пустотности, так как при оценке объемов приходится учитывать и техногенную трещиноватость наряду с естественной. Но даже, если такая оценка запасов во вторичной среде не позволяет окупить затраты на строительство скважины, то запасы залежи должны определяться как трудноизвлекаемые.

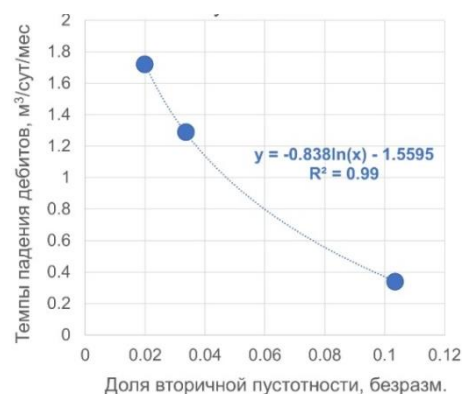
Для новых месторождений на геологоразведочном этапе в условиях

невозмущенного пласта проведение целевых гидродинамических исследований не вызывает проблем (для технологии с закрытием на забое это, например, технология применения комплекта испытательных инструментов (КИИ), освоение скважины с МГДИ-54 и пр.) в отличие от случая уже разрабатываемого месторождения с отсутствием необходимых исследований и сложности их организации в условиях двухфазного или трехфазного потока, сниженного пластового давления. Методология обоснования запасов карбонатного коллектора в качестве ТРИЗ должна быть прописана и для разведочного этапа на базе оценки запасов во вторичной среде, и для периода эксплуатации месторождения, но с опорой на иной, довольно доступный для изучения показатель.

Статистический анализ показывает связь между запасами флюида во вторичной среде и темпами падения дебитов скважин – чем больше запасов во вторичной среде (рис. 7), тем длительнее во времени работает скважина с высокими дебитами, нехарактерными для матричной среды.



а



б

Рис. 7. Зависимости темпов падения дебита от параметров вторичной среды для карбонатного аналога месторождения В. (палеозойский горизонт): а – от размера блока матрицы; б – от доли вторичной пустотности

Показатель темпа падения дебитов скважин для уже введенных в работу залежей с накопленной историей представляет богатый статистический материал для анализа (рис. 8).

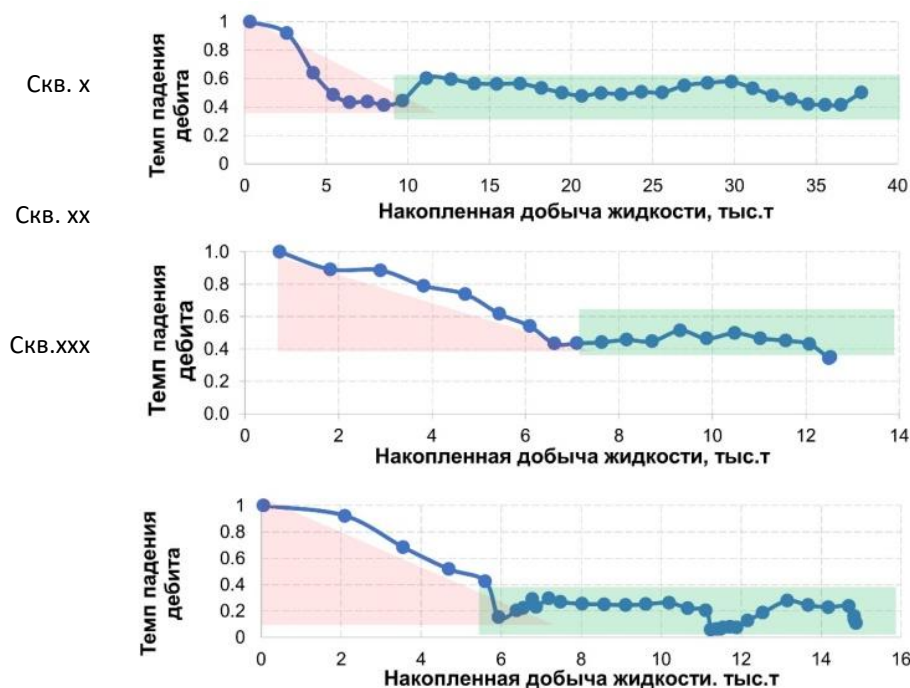


Рис. 8. Характерное поведение скважин карбонатного месторождения В. (палеозойский горизонт)

При этом возникают два методических вопроса, над решениями которых необходимо работать, – это длительность периода работы скважины, достаточного для уверенного понимания темпа падения, и сама его величина, которая позволяла бы причислять запасы в коллекторе к ТРИЗ. Последний вопрос необходимо решать в комплексе с экономической оценкой окупаемости работы скважины – если удельные запасы, приходящиеся на скважину, невозможно рентабельно вырабатывать при использовании текущего комплекса технологий разработки месторождения, то запасы такого коллектора месторождения необходимо относить к ТРИЗ.

Следовательно, методические основы обоснования запасов карбонатного

коллектора, предлагаемые авторами, базируются на следующих принципах:

1. Обоснование запасов матричной среды в качестве ТРИЗ в соответствии с критерием значения средней проницаемости матрицы, определенной по данным лабораторных исследований керна, – менее 2 мД.

2. Для новых, вводимых в разработку месторождений, где нет возможности оценить фактическую работу скважин:

а) изучение роли вторичной среды рассматриваемого месторождения с оценкой доли запасов, приходящихся на нее, по данным специальных исследований ГДИС на нестационарных режимах с отсечением трубного и затрубного пространств;

б) прогнозирование характера работы скважин, а именно величин темпов падения дебитов, связанных с выработкой вторичной среды;

в) расчет окупаемости бурения скважин и разработки месторождения, исходя из прогнозных темпов падения дебитов скважин.

3. Для уже разрабатываемых месторождений:

а) статистический анализ фактических величин темпов падения скважин и обоснование связи падения дебитов с выработкой ограниченных запасов во вторичной среде;

б) расчет окупаемости бурения и разработки месторождения, исходя из фактических темпов падения дебитов скважин.

Таким образом, методика обоснования ТРИЗ для запасов карбонатного коллектора, как сложно построенной, быстро меняющейся во времени системы с несколькими компонентами, должна базироваться не только на статических показателях единой среды – таких, как

проницаемость или вязкость, но детально рассматривать компоненты системы, характер их взаимодействия и поведение в динамике, что также определяет изменения в традиционном комплексе исследований скважин, особенно на этапе разработки, как с точки зрения состава исследования, так и требований к их технологии.

Выводы

Обоснование запасов карбонатного коллектора в качестве трудноизвлекаемых запасов должно базироваться на изучении матричной среды с доказательством ее низкой проницаемости (менее 2 мД) и одновременным изучением влияния вторичной среды: при незначительных запасах, в ней содержащихся, повышенные значения запускных дебитов скважин, ставящих под сомнение необходимость характеризовать запасы как ТРИЗ, не позволят рентабельно разрабатывать месторождение, и поэтому дают основание относить запасы такого карбонатного коллектора к трудно-извлекаемым.

Литература

1. *Narr W., Tankersly T., King G.* et al. Reservoir modeling to characterize dual porosity, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan // *Frontiers of Unconventional Thinking: Abstracts of the AAPG International Convention and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, 12–15 September 2010.* https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2010/intl/abstracts/ndx_narr.pdf.html (Дата обращения 05.07.2023).
2. *Федоров А.И., Набиуллин Р.М., Федоров В.Н.* и др. Определение типа фильтрационной пластовой системы месторождения им. Р. Третьякова методами гидродинамических исследований скважин // *Нефтяное хозяйство.* 2016. № 5. С. 60–63.

Methodological framework for tight reserve provement for a carbonate reservoir

V.A. Lushpeev¹, A.N. Sokolov¹, O.A. Galtseva², E.M. Salimgareeva^{2*}

1 – St. Petersburg University, St. Petersburg, Russia

2 – Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

E-mail: *salimgareevaem@ufntc.ru

Abstract. Currently, there is a gap between standard national classification of tight reserves and existence of naturally fractured cavernous carbonate reservoirs with low permeable matrix (less than 2 mD), but rather high and not typical initial fluid rate. However, according to development practice for such reservoirs, high rates tend to rapidly decrease to typical for matrix low values because of the small volume of the reserves of fractures and vuggs. This article discusses the methodological framework developed by the authors for tight reserve provement for a carbonate reservoir based on the estimation of the reserves of fractures and vuggs and the well decline rate.

Keywords: tight reserves, carbonate reservoir, naturally fractured reservoirs, reservoir with low permeability, well tests, tight reserve provement for carbonate reservoir, reserves in fractures and vuggs, reserve estimation methods in fractures and vuggs.

Citation: *Lushpeev V.A., Sokolov A.N., Galtseva O.A., Salimgareeva E.M.* Methodological framework for tight reserve provement for a carbonate reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 201–215. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art14> (In Russ.).

References

1. *Narr W., Tankersly T., King G.* et al. Reservoir modeling to characterize dual porosity, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan // *Frontiers of Unconventional Thinking: Abstracts of the AAPG International Convention and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, 12–15 September 2010.* https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2010/intl/abstracts/ndx_narr.pdf.html (Accessed on 05.07.2023).
2. *Fedorov A.I., Nabiullin R.M., Fedorov V.N.* et al. Determination of reservoir filtration system model of R. Trebs field using dynamic well tests // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry.* 2016. No. 5. P. 60–63. (In Russ.).