

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в нефтегазопромысловой геологии происходит коренная переоценка основ и принципов построения промыслового-геологических моделей залежей углеводородов. Это обусловлено возрастающим несоответствием между реальным сложным геологическим строением разрабатываемых месторождений и традиционными геологическими представлениями о структуре залежей, пространственном распределении фильтрационно-емкостных свойств и характере насыщения продуктивных пород.

За прошедшие годы комплексными исследованиями установлена более значительная роль дислокационной тектоники и трещиноватости пород в процессах формирования залежей не только в плотных карбонатных отложениях, но и в песчаниках, алевролитах, которые большинство исследователей относят к коллекторам порового типа. В частности, многие исследователи Западной Сибири (И. П. Попов, 1993; С. Н. Беспалова, О. В. Бакуев, 1995; Ю. А. Стовбун, К. В. Светлов и др., 2003; Д. Г. Афонин, 2009) на основе палеотектонических реконструкций и выявленных зависимостей коэффициентов проницаемости, нефтегазонасыщенности, продуктивности от расстояний до тектонических разломов сделали вывод, что формирование залежей определяет вторичная емкость коллекторов, т. е. трещины с сопутствующими им кавернами и капиллярные каналы, соизмеримые с порами, а содержание остаточной или связанной воды никоим образом не влияет на нефтегазонасыщенность пород.

Более того, на современном этапе доказана приуроченность крупных месторождений, таких как Ромашкинское, Уренгойское, Самотлорское и других, к разломам кристаллического фундамента, по которым происходит вертикальная миграция нефтегазоносных флюидов в ловушки осадочного чехла. Подпитка залежей продолжается и в настоящий период, что установлено замерами пластовой температуры во времени и выявлено на Ромашкинском (Республика Татарстан), Шебелинском (Украина), Северо-Конитлорском, Северо-Кочевском, Кочевском, Тевлинско-Русскийном (Западная Сибирь) и других месторождениях. Только этими фактами, например, объясняется несоответствие нефтяных ресурсов Республики Татарстан, из которых извлечено более 3 млрд т нефти, с геохимической оценкой в 709 млн т нефтегенерирующего потенциала осадочных пород данного региона. Кроме того, Ромашкинское и другие крупные месторождения Урало-Поволжья весьма интенсивно разрабатываются на протяжении более полувека, в результате чего их извлекаемые запасы, согласно подсчетам, практически выработаны. Однако добыча нефти на этих месторождениях продолжается, а её годовые уровни колеблются от 3 до 20% максимального.

На некоторых мелких по запасам месторождениях Северного Кавказа, Азербайджана и других регионов добыча нефти производится с конца XIX в. и до настоящего времени (И. П. Попов, 1990; Р. Х. Муслимов, 2007).

Получение значительных притоков флюидов из пород-коллекторов доюрского основания Западно-Сибирской НГП, например до 600 м³/сут нефти на Горелой площади в Ханты-Мансийском районе (Р. М. Бембель, Н. П. Запивалов и др., 1995), 1500-метровой толщи гранитов фундамента (на глубинах 3020–4300 м при дебитах нефти 1500–2000 м³/сут) Южно-Вьетнамского шельфа, кварцитовых песчаников Алжирской Сахары (И. М. Шахновский, 1996) подтверждает открытие новых нефтегазоносных районов и крупных месторождений на суше и на море, причем в нетрадиционных условиях. Б. А. Соколов, Э. А. Абля (1999) предлагают новые подходы к нефтегазогеологическому районированию, которые охватывают не только осадочные бассейны, но и весь разрез литосферы.

Недостаточная обоснованность фильтрационно-емкостной модели залежей отрицательно сказывается на эффективности их разработки. По мнению Н. А. Крылова (1998), это обусловлено тем, что «количественный учет запасов и особенности геологического строения месторождений существовали в отрыве друг от друга». Вследствие этого появилось понятие «трудноизвлекаемые запасы» (ТИЗ) нефти и даже газа, которые характеризуются малоэффективными промысловыми параметрами, в том числе низкой продуктивностью скважин и малыми темпами отборов. На долю ТИЗ в 2010 г. приходилось около 70% добычи нефти.

Формирование трудноизвлекаемых запасов объясняется тем, что в годы бурного развития нефтяной промышленности и крупных открытий в нашей стране недостаточно совершенствовались методы и способы геолого-промышленного изучения нефтегазоносных объектов. Все были заворожены нефтегазовыми гигантами Западной Сибири, что ослабило творческий поиск среди ученых и практиков. Природные резервуары ассоциировались с моделью порового коллектора, и это считалось аксиомой при подсчете запасов и проектировании разработки. Однако нередко запасы определялись первоначально с большой ошибкой и неоднократно уточнялись, а фактические показатели разработки в большинстве случаев не соответствовали проектным.

«Передовой» опыт форсированной разработки месторождений, перенесенный в Западную Сибирь из других районов, оказался пагубным, а технологии примитивными. Этот фактор является одной из главных причин формирования ТИЗ, низких коэффициентов нефте- и газоотдачи, быстрой обводненности скважин, роста объемов непроизводительных затрат. О сложном положении в нефтяной промышленности свидетельствуют следующие факты: на большинстве месторождений обводненность превышает 80%, очень велик фонд бездействующих скважин (более 30% всего эксплуатационного фонда). Кроме того, на балансе нефтедобывающих предприятий огромное количество контрольных и законсервированных скважин, значительная часть которых может быть еще использована для добычи нефти.

Негативные последствия также отразились на образовательном процессе. Это обусловлено тем, что в нашей стране более 70 лет развивалась теория разработки месторождений нефти и газа в рамках концепции абсолютного порового пространства, делящей продуктивный пласт на два принципиально разных типа пород: проницаемый коллектор и неколлектор. Эта парадигма в теории фильтрации перестроила под себя все сопредельные научные дисциплины — физику пласта, петрофизику, методологию подсчета запасов, построение геологических и гидродинамических моделей, технологии исследований скважин и разработки месторождений.

В этой связи возникает вопрос о необходимости создания флюидодинамических моделей нефтяных и газовых залежей и их учёта на стадии поисков, разведки и подготовки месторождений к разработке. В учебном пособии усовершенствована методика оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти и газа по геолого-промышленным данным и динамике показателей разработки; созданы методы построения флюидодинамических моделей нефтяных и газовых залежей; обоснованы принципиально новые подходы к геолого-разведочным работам и освоению месторождений на базе мониторинга; уточнён процесс оперативного учёта и дифференциации промышленных запасов нефти и газа по категориям их эффективного освоения. С этим подходом со-прикасаются и экологические проблемы.

Все основные положения учебного пособия изложены в изданиях, рекомендованных ВАК России, а результаты исследований номинированы грантами Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ — проект № 00-05-78027), регионального проекта ХМАО — «Югра» (№ 03-05-96832), а также нефтяной компании «Сургутнефтегаз».

Создание флюидодинамических моделей залежей станет эффективным инструментом для решения многих задач: выделения различных типов коллекторов, обоснования оптимальных параметров бурения и испытания продуктивных пластов, повышения эффективности поисково-разведочных работ, уточнения подсчёта запасов и их дифференциации, геолого-промышленного обоснования эффективных технологических показателей. В конечном итоге это позволит улучшить процесс выработки трудноизвлекаемых запасов и повысить текущие и конечные коэффициенты нефте- и газоотдачи, что особенно важно для таких крупных нефтегазоносных провинций, как Западная Сибирь.

Глава 1

СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНОЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Открытие в 1950–1960-е гг. крупных месторождений нефти и газа в США, странах Ближнего и Среднего Востока, России существенно изменило представление о типах коллекторов и вызвало повышенный интерес к изучению структуры их пустотного пространства. Это обусловлено тем, что, несмотря на низкие значения межзерновой пористости и проницаемости, благодаря факторам выщелачивания (вторичная пористость) и трещиноватости, такие горные породы могут содержать значительные запасы углеводородов. В нашей стране большой вклад в их изучение внесли П. П. Авдусин, К. Б. Аширов, К. И. Багринцева, В. Н. Быков, Б. Ю. Вендельштейн, Ш. К. Гиматудинов, Н. С. Гудок, В. Н. Дахнов, В. М. Добрынин, Т. В. Дорофеева, М. А. Жданов, В. М. Ильинский, В. Г. Каналин, И. А. Конюхов, Ф. И. Котяков, Н. П. Лебедиц, Ю. А. Лимбергер, В. Н. Майдебор, Г. А. Максимович, Р. И. Медведский, И. И. Нестеров, А. М. Нечай, В. И. Петерсилье, Г. Э. Прозорович, Б. К. Прошлияков, С. Г. Саркисян, Р. С. Сахибгареев, Е. М. Смехов, Д. С. Соколов, Г. И. Теодорович, А. А. Трофимук, Б. А. Тхостов, И. Н. Ушатинский, В. К. Федорцов, А. А. Ханин, М. А. Цветкова, С. И. Шишигин и др.

За прошедший период разносторонними исследованиями (промышленно-геофизическими, гидродинамическими, литолого-петрографическими и др.) установлено, что в осадочном чехле сохраняется лишь небольшая часть горных пород, в которых по различным причинам стадия литификации осадка проходит без заметного изменения минералогической составляющей и тем более без изменения первичной структуры порового пространства. В большинстве пород первичная пористость служит изначальным фоном, на котором происходит формирование вторичной емкости коллектора. С момента седиментации и до времени образования породы-коллектора процессы уплотнения, цементации, растворения и перекристаллизации проходят как на стадии диагенеза, так и на стадии эпигенеза, накладываясь друг на друга, изменяя физические свойства пород во времени и пространстве [219].

Таким образом, пористость современных коллекторов, строго говоря, нельзя называть в любом случае первичной. Первичные поры в горной породе сохраняются, вероятнее всего, в том случае, если между ними отсутствует сообщаемость, т. е. они представляют собой редкие изолированные поры, заполненные седиментационными водами.

Присутствие в природных резервуарах наряду с межзерновыми порами трещин и каверн, составляющих значительную долю эффективного пустотного пространства и способствующих формированию глубокой зоны проникновения бурowego раствора, создает значительные трудности при выделении типов коллекторов, оценке характера насыщения и обосновании подсчетных параметров. Низкий вынос керна из трещиноватых пород также не дает полного представления о емкостной структуре коллектора. В данной проблеме можно выделить две основные концепции (табл. 1.1), которые по сути почти противоположны друг другу.

Таблица 1.1

**Сопоставление концепций по проблеме трещинных коллекторов
(по С. И. Шишигину, 1988)**

Основные положения, параметры	I концепция (Г. А. Максимович и др.)	II концепция (А. А. Трофимук, А. М. Нечай, Ф. И. Котяхов и др.)
Возможность нахождения трещинных коллекторов	Не встречаются	Встречаются
Размер трещин на глубине	На глубинах 3 км и более зияние трещин не превышает 15–20 мкм, т. е. соизмеримо с размерами пор и поровых каналов	Кроме микротрещин есть макротрещины, каверны и карстовые полости
Трещинная емкость	Не надо учитывать, так как она не превышает 0,2%, что находится за пределами ошибки пористости	Может достигать значительных величин (до 3–5%). Поскольку она полностью эффективна, то нередко будет соизмеримой или больше эффективной пористости матрицы
Встречаемость трещинных коллекторов	В основном в складчатых областях	Везде
Основные методы изучения	По керну	Гидродинамические, геофизические и по керну

Практика показала ошибочность первой концепции [244] и позволила установить, что по признаку емкости и условиям фильтрации в различных литологических разностях отмечается наличие двух сред: блоки горных пород (матрицы) и трещины, ограничивающие блоки, и поэтому они составляют группу сложных коллекторов.

Так как постседиментационные процессы в большинстве горных пород происходят в несколько этапов, то геометрия и морфология порового простран-

ства изменяются неоднократно. Отсюда вторичная пористость может оказаться залеченной или открытой. Изучение залеченной пористости имеет важное значение для воссоздания картины изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) породы, а по величине открытой пористости производят количественную оценку емкости коллектора.

В подавляющем большинстве в формировании вторичной пористости пород участвуют трещины, поэтому коллектор представлен двумя средами: трещинной (трещины, рассекающие породы на блоки) и поровой (пористость внутри блоков, в матрице). Трещины по своей природе имеют преимущественно тектоническое происхождение и образуются в процессе формирования структурных элементов [54]. Об этом свидетельствуют объединения трещин в системы, составляющие правильные геометрические сетки, и тесная связь трещин с характером деформаций, происходящих внутри развивающихся структур.

Тектоническая нарушенность как индикатор предельно напряженного состояния горных пород возникает в условиях действия максимальных растягивающих нормальных и тангенциальных касательных напряжений, причем первые, как правило, порождают трещины отрыва, а вторые — трещины скола. Однако отрыв может происходить не только при растяжении, но и при сжатии [40]. В этом случае трещины отрыва возникают параллельно оси сжатия и обусловлены различной для разных материалов и условий критической величиной относительного поперечного удлинения.

Трещины отрыва возникают раньше трещин скола и связаны с начальными этапами роста поднятия. Согласно исследованиям М. В. Гзовского [54], во время постепенного роста антиклинальной структуры сначала на своде образуются продольные трещины, а позднее, по мере роста поднятия, — поперечные трещины отрыва. Отрыв происходит в направлении, перпендикулярном к главной оси растяжения. До образования продольных трещин отрыва главные нормальные напряжения ориентируются в крест простирации складки. После их образования материал уже не может выдерживать такие же растягивающие силы в крест простирации поднятия, и поэтому максимальными становятся главные нормальные напряжения вдоль осевой плоскости складки, приводящие к возникновению поперечных трещин отрыва. Таким образом, возникает группа из двух сопряженных систем трещин, пересекающихся в плане под прямым или близким к нему углом: одна из них параллельна осевой плоскости структуры, а другая — перпендикулярна или почти перпендикулярна к простиранию складки. Подавляющее большинство трещин отрыва пересекает под крутыми углами плоскость напластования, образуя с ней двугранный угол, близкий к прямому. Протяженность большинства трещин отрыва ограничена мощностью одного-двух пластов — это так называемые внутрипластовые трещины отрыва, или трещины II порядка. В присводовых и сводовых участках наряду с внутрипластовыми трещинами отрыва развиваются более протяженные трещины отрыва I порядка, пересекающие целую серию пластов [216].

Появление трещин отрыва в связи с изгибом слоев и образование складки приводят к изменению напряженного состояния, которое выражается в измене-

нии соотношений и направления действия главных нормальных напряжений и переходе энергии изгиба в энергию сжатия. В таком случае возникают две сопряженные системы трещин скола, которые образуют с осью сжатия угол меньше 45° . Величина угла скальвания зависит от прочности пород, поэтому трещины скола могут быть как перпендикулярными, так и наклонными к плоскости напластования. В зависимости от действующих напряжений и этапов трещинообразования может возникнуть несколько сопряженных систем трещин скола, однако степень их физической выраженности будет различной.

Наиболее интенсивная трещиноватость приурочена обычно к резким ступенчатым погружениям шарнира складки, переходам пологих углов залегания в крутые, узким сводовым и присводовым участкам. Наряду с ортогональной и диагональной ориентировкой сопряженных систем тектонических трещин при формировании складки возникают трещины в плоскости напластования. М. В. Гзовский [54] обозначение этих трещин объясняет следующим образом. Разделы слоев, являющиеся границами смены физико-механических свойств пород, обусловливают разложение складкообразующих сил на три составляющие. Одна из них перпендикулярна к слою, а две другие — параллельны ему. Последние, действуя параллельно наслоению пород, вызывают образование трещин в плоскости напластования, поэтому пространственная ориентировка трещин по напластованию совпадает с элементами залегания пород.

В процессе складкообразования главные напряжения неоднократно перераспределяются, вызывая изменение ориентировки осей напряжений. Образованием перечисленных тектонических систем трещин не заканчивается организация геологического вещества, одним из этапов эволюции которого является возникновение дизъюнктивных нарушений типа сбросов, взбросов, надвигов, отражающих дальнейшее развитие напряжений, явившихся причиной образования первоначальной тектонической трещиноватости. Каждое тектоническое нарушение сопровождается возникновением дополнительных оперяющих трещин и приводит к изменению напряженного состояния его окрестностей. Согласно наблюдениям и экспериментальным исследованиям М. В. Гзовского [54], значительное снижение напряжений распространяется от разрыва лишь на ограниченное расстояние, за пределами которого могут сохраняться первоначальные высокие напряжения и появляться связанные с ними новые разрывы, причем расстояние между соседними разрывами устанавливается тем больше, чем они крупнее. Вместе с этим разрушение развивается совместно с пластическим и упругим деформированием, а также с залечиванием разрывов продуктами дробления, перетирания окружающих пород и вторичного минералообразования, вследствие чего создается непроницаемая зона. Выступая в роли изолирующих экранов, разломы обусловливают образование тектонически экранированных залежей. Таким образом, горные породы находились и находятся в деформированно-напряженном состоянии под влиянием геостатического и геотектонического давлений. Открытые трещины обычно связаны со сбросами, возникшими в условиях растяжения земной коры, тогда как надвиги, взбросы и сдвиги отмечаются развитием главным образом закрытых притертых. В целом способность пород к трещинообразованию проявляется в породах различного

литологического состава избирательно в зависимости от физико-механических свойств — прочности, пластичности и упругости; от геологических условий залегания — температуры, давления, а также истории тектонического развития, и поэтому продуктивные отложения характеризуются неоднородностью коллекционных свойств по площади и по разрезу. Трещиноватость пород — повсеместно распространенное явление, и, как указывают В. В. Белоусов, Ю. А. Косягин, В. Е. Хайн, М. В. Гзовский и другие исследователи, все породы как в геосинклинальных, так и в платформенных областях обладают общей (планетарной) трещиноватостью [23]. Это положение подтверждают данные Б. С. Данкова [64], согласно которым основными причинами трещинообразования в земной коре являются перемещения Северного и Южного полюсов Земли и связанное с этим изменение фигуры планеты.

Для большинства горных пород установлено, что трещины, участвующие в формировании коллектива, предопределяют развитие вторичной пористости в блоках (матрице), так как они являются основными путями движения циркулирующих в породах растворов, изменяющих структуру порового пространства. Вторичная пористость матрицы возникает и преобразуется в результате смены гидрохимической обстановки на различных стадиях диагенеза и эпигенеза. В органогенных, органогенно-обломочных и обломочных породах установлена связь между первичной и вторичной пористостью, и она выражается в том, что процесс выщелачивания наиболее интенсивно происходит в породах с относительно высокой первичной пористостью с образованием новых пор и каверн. В плотных плохо проницаемых породах вторичная пористость имеет вновь образованную структуру (каверны) в основном по трещинам. Так, например, наличие пустот в баженовской свите Западной Сибири обусловлено преобразованием аутигенных минералов процессами выщелачивания и перекристаллизации [219].

В дальнейшем на формирование вторичной пористости оказывают влияние постседиментационные преобразования, обусловленные изменением термодинамических условий: с повышением температуры происходит активизация химических процессов водных растворов, а с возрастанием давления — появление новых структурных и текстурных изменений. Таким образом, вторичную пористость составляют все эффективные пустоты в горной породе, имеющие вторичное происхождение и развивающиеся как в межблоковом пространстве, так и непосредственно в блоках (матрице). Трещинная пористость представляет один из компонентов общей вторичной пористости [219].

Современными традиционными лабораторными методами получение относительно достоверных количественных данных о вторичной пористости сложных типов коллективов не представляется возможным из-за сложного строения их емкостного пространства и низкого выноса керна. Степень изученности сложных коллективов промысловово-геофизическими методами также невысока. Основная причина заключается в том, что на геофизические показания (сигналы) влияет вся совокупность геологических и физических свойств изучаемых горных пород. В раздельном выделении основных видов эффективной пористости (первичной и вторичной) и в соответствующих их оценках пока

сделаны лишь первые шаги. В настоящее время получение как качественных, так и количественных характеристик основных параметров сложных типов коллекторов, и прежде всего вторичной пористости, возможно лишь только при комплексном их исследовании. Относительно перспективными являются акустические, радиоактивные и электрические методы каротажа, а также времененные измерения КС и НГК, метод двух растворов [219]. Оптимальный комплекс промыслового-геофизических методов для отдельных регионов обычно устанавливается после проведения необходимого объема опытных исследований.

Изучение трещиноватости артинских отложений Оренбургского газоконденсатного месторождения методом капиллярной пропитки люминофором позволило К. И. Багринцевой [22] выявить преобладающее значение для емкостных и фильтрационных свойств карбонатных пород вертикальных и круто-наклонных трещин (рис. 1.1 a), характеризующихся очень высокой раскрытостью (в среднем 90–100 мкм) и выдержанностью простирания. Эти тектонические трещины отрыва обладают способностью сохранять значительную ширину и на глубине, благодаря шероховатости стенок и вертикальной ориентировке; именно они обуславливают хорошую сообщаемость прослоев и гидродинамическое единство всего месторождения. Неучет этого фактора привел к обводнению эксплуатационных скважин с первых месяцев разработки и перемещению нефтяной оторочки в газонасыщенную часть залежи [79].

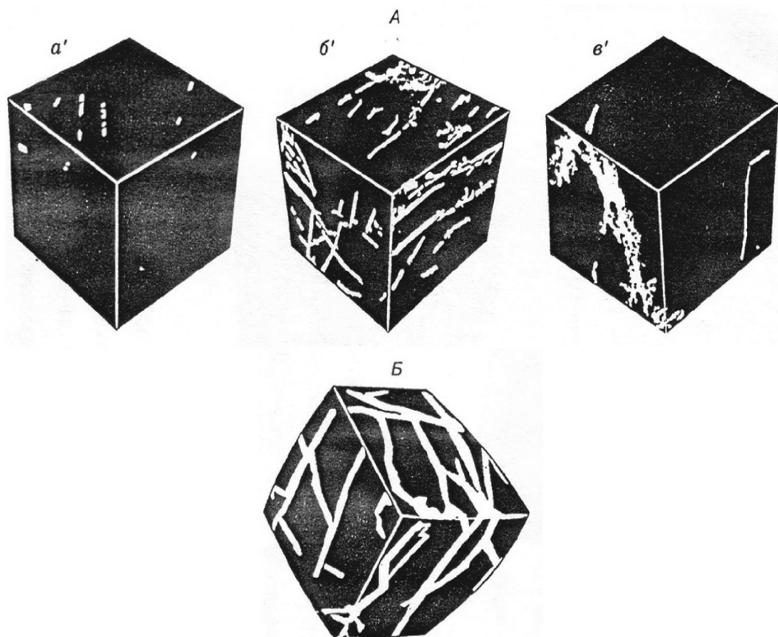


Рис. 1.1

Трещиноватость карбонатных отложений (по К. И. Багринцевой, 1977, 1982):
 а — система вертикальных и наклонных трещин различной раскрытости и морфологии в органогенных известняках Оренбургского месторождения, где a' , b' , v' — грани кубика;
 б — сложная система вертикальных и горизонтальных трещин в известняке Вуктыльского месторождения.

Продуктивность скважин определяют открытые горизонтальные трещины, имеющие сверхвысокую проводимость. Аналогичное строение имеют известняки нижней перми и среднего карбона (рис. 1.1б) Вуктыльского газоконденсатного месторождения, на котором этаж газоносности массивной залежи составляет 1320 м [49].

В. Д. Викторин и Н. А. Лыков [46] на основе анализа разработки Краснокамского нефтяного месторождения (Волго-Уральская НГП), приуроченного к известнякам карбона, установили следующее. В сводовой части структуры с интенсивно развитой трещиноватостью находятся зоны с повышенными ФЕС, имеющие преимущественно удлиненную форму. Ширина таких зон варьирует от 150 до 1500 м при длине от 400 до 4000 м. Скважины, расположенные в этих зонах, характеризуются исключительно высокой продуктивностью и хорошим взаимовлиянием даже при очень редкой сетке скважин, равной 50–60 га/скв. Зоны с пониженными ФЕС более обширны.

На своде структур они располагаются отдельными очагами или узкими полосами, разделяющими зоны с более высокими ФЕС, а на периферийных участках занимают почти всю площадь. Эти зоны характеризуются очень низкими дебитами скважин и полным отсутствием взаимовлияния между ними. Центральная часть месторождения, разделенная на две площади р. Камой, разбурена по сетке 430×430 м, что позволило составить карту распространения высокопроницаемых зон по начальным дебитам скважин. В 1961–1962 гг. левобережная часть месторождения была законсервирована в связи со строительством Воткинской ГЭС и затоплена. Большинство скважин правобережной части промысла, удаленных от левобережной части на 700–1500 м, продолжали эксплуатироваться. При этом скважины, расположенные на высокопроницаемых зонах, увеличили свои дебиты в несколько раз, а скважины, расположенные на низкопроницаемых зонах, продолжали работать с сохранением прежнего темпа падения дебитов. Это свидетельствует о хорошей гидродинамической связи высокопроницаемых зон, их возможной выработке более редкой сеткой скважин [46].

В низкопроницаемых зонах перетоков нефти не наблюдалось, что позволяет предполагать их сильную гидродинамическую разобщенность, ведущую к консервации запасов нефти на неразрабатываемых участках. Действительно, на периферийной неразбуренной и низкопроницаемой части этого месторождения через 30 лет после его эксплуатации на режиме истощения были пробурены оценочные скважины, показавшие, что в низкопроницаемой неразбуренной зоне сохранились почти начальные пластовые давления и начальные свойства нефти, в то время как на разбуренной высокопродуктивной зоне пластовое давление снизилось почти до атмосферного. Перетоки нефти из неразбуренных зон в разбуренную часть месторождения отмечались только по высокопродуктивным зонам [46].

Аналогичные закономерности отмечены на месторождениях Средней Азии, что позволило [94] рекомендовать их для повторного ввода в разработку с целью извлечения запасов из низкопроницаемых коллекторов. Мероприятие, осуществленное через более чем 25-летний период после окончания эксплуата-

ции на месторождении Учкызыл, показало целесообразность такого подхода: дебит скважин в сводовой части структуры составил 12–15 т/сут.

Г. И. Теодорович [227], признавая основным признаком классификации коллекторов нефти и газа проницаемость, которая является главнейшей характеристикой свойств коллектора и дает представление о возможной отдаче его, вместе с тем, исходя из сложного строения пустотного пространства карбонатных коллекторов, делает вывод о том, что одни типы пустот свойственны в основном пористым и кавернозным известнякам, другие характерны для доломитов.

Согласно исследованиям К. И. Багринцевой [21–23], морфология и геометрия пустотного пространства, определяющие проницаемость пород, одинакова в породах различного литологического состава. Кроме того, в этих же работах доказано, что известняки и доломиты, даже разновозрастные, характеризуются одинаковыми коллекторскими свойствами (табл. 1.2) и очень близкими характеристиками.

Таблица 1.2

**Проницаемость и открытая пористость карбонатных пород
ряда изученных месторождений и регионов (по К. И. Багринцевой, 1977)**

Проницаемость, 0–3 мкм ²	Открытая пористость, %			
	Оренбургское	Вуктыльское	Средняя Азия	Самарское Поволжье
0,01–0,1	$\frac{1-10}{5,0}$	$\frac{1-6}{3,6}$	$\frac{1-8}{6}$	$\frac{1-14}{7}$
0,1–1,0	$\frac{2-15}{8}$	$\frac{3-10}{8}$	$\frac{2-14}{9}$	$\frac{4-15}{11}$
1,0–10	$\frac{8-21}{12}$	$\frac{5-20}{11}$	$\frac{7-22}{11}$	$\frac{5-20}{16}$
10–100	$\frac{10-28}{14}$	$\frac{8-25}{14}$	$\frac{10-23}{19}$	$\frac{8-23}{18}$
100–1000	$\frac{12-30}{17}$	$\frac{12-30}{16}$	$\frac{14-28}{20}$	$\frac{15-30}{20}$
> 1000	–	$\frac{15-35}{19}$	$\frac{18-34}{22}$	$\frac{18-35}{22}$

Примечание. В знаменателе приведены средние значения.

Как показывает анализ таблицы 1.2, с увеличением проводимости среди резко возрастает количество высокопористых разностей. При этом породы Оренбургского и Вуктыльского (Тимано-Печорская НГП) месторождений характеризуются почти одинаковыми ее значениями, а несколько повышенной пористостью обладают коллекторы месторождений Средней Азии и Самарского Поволжья. Массивы продуктивных отложений характеризуются резкой фильтрационной неоднородностью, обусловленной как фациальной обстановкой, так и постседиментационными процессами. При этом различия в пористости достигают одного порядка, а в проницаемости нескольких порядков.

Г. А. Максимович и В. Н. Быков [142, 143] в группе сложных коллекторов особо выделяют рифы. К погребенным рифам приурочена значительная часть

крупных и гигантских месторождений нефти и газа Ирака, Ирана, Мексики, Канады. Проницаемость матрицы в рифовых массивах весьма низкая, а высокую продуктивность скважин (до тысяч и десятков тысяч тонн нефти в сутки) связывают с межблоковыми трещинами, кавернами и пещеристыми полостями выщелачивания, которые являются одновременно основной отдающей емкостью нефти (газа) и высокопроницаемыми каналами фильтрации.

В нашей стране подобные залежи выявлены в Пермском Приуралье. Неравномерность воздействия и распространения процессов выщелачивания в рифовых толщах обусловливают [71] широкий спектр неоднородных по ФЕС коллекторов, которые связаны между собой системами трещин. Межблоковые пустоты имеют вертикальную и латеральную протяженность на десятки и сотни метров. Например, гидродинамические исследования показали, что радиус дренируемых скважиной 206 Кудрявцевского месторождения (интервал 1485–1493 м, турнейские известняки) систем трещин превышает 900 м от забоя. В образцах керна часто наблюдаются трещины субвертикальной и вертикальной ориентации. Проницаемость скелета породы на три–пять порядков ниже проницаемости межблоковых пустот. Аномально высокая проницаемость последних достигает 1,5–2,0 мкм² и более, а их наличие в интервалах дренирования характеризуется значительной продуктивностью. В процессе бурения зоны с трещинами и сопутствующими им кавернами отмечаются поглощениями глинистого раствора, а вскрытие пещеристых полостей выщелачивания кроме катастрофических «уходов» промывочной жидкости сопровождается провалами бурильного инструмента. Интервалы поглощений, по мнению многих исследователей [70, 132], являются достоверным признаком высокой проницаемости коллектора.

По данным С. О. Денка [70], наличие нефти в системах межблоковых полостей подтверждают образцы керна из скважины 46 (интервал 1918–1927 м) Озерного месторождения: нефтенасыщение наблюдается в пустотах вертикальных трещин и стиллолитовых швов. К стиллолитам приурочены довольно крупные (до 1,5 см в диаметре) заполненные нефтью каверны. Матрица рифовых карбонатов Пермского Приуралья также характеризуется богатым нефтенасыщением, но при ничтожно малой межзерновой проницаемости она способна лишь подпитывать межблоковые пустоты. Поскольку последние имеют большую протяженность в теле рифовых массивов, то это позволяет получать фонтанные притоки нефти при небольших (до 2,9–3,5 МПа) депрессиях.

При увеличенных перепадах давления подток из матрицы (ее проницаемость на два-три порядка ниже) не обеспечивает возросшую производительность трещин, что обуславливает раздельную выработку запасов: в начальный короткий период из трещин, а после их обводнения из изолированных целиков низкопроницаемых коллекторов. О единстве гидродинамической системы залежей свидетельствует опыт разработки месторождений Средней Азии [239]. На месторождении Учкызыл в 1947 г. в связи с высокой обводненностью скважин добычу нефти прекратили, но после 22-летнего перерыва десятки скважин самопроизвольно переливали нефтью с суммарным дебитом 10–15 т/сут. Начальные дебиты по скважинам составляли 32–90 т/сут. Кроме того, результа-

ты эксплуатации разведочной скважины 124, специально пробуренной в 1968 г. на данном месторождении, показали наличие безводной нефти в сводовой части залежи.

В 1947 г. на месторождении Кокайты [239] также вывели из эксплуатации ряд обводненных скважин. После подключения их в 1953 г. они вновь стали работать нефтью с водой. Эти данные подтверждают наличие продукта в капиллярных каналах низкопроницаемой матрицы, подток из которых в трещины продолжается и после обводнения последних за счет возникшего перепада давления между двумя средами.

Опыт изоляции водопритоков с помощью цементных заливок, усовершенствованных СКО (в призабойную зону закачивается отдельными порциями кислотный раствор, а между порциями кислоты продавливаются порции высоковязкой жидкости), также способствует вовлечению в дренирование низкопроницаемых коллекторов [179, 180].

Неоднородность ФЕС карбонатных отложений обуславливает расхождение в дебитах соседних скважин, селективные профили притоков и приемистости, взаимодействие скважин, находящихся на значительном расстоянии друг от друга, и наоборот — отсутствие интерференции между близко расположеными скважинами. Перечисленные факторы характерны для всех регионов [40, 70, 71, 112, 130]. Например, на месторождении Тенгиз наряду с высокодебитными скважинами (4, 6, 7, 9, 39, 44 и др.) имеются скважины (1, 5, 11, 23, 41 и др.) со сравнительно низкой продуктивностью (не более 15–25 т/сут МПа), а также скважины, не давшие вообще притоков. В то же время отмечается хорошая взаимосвязь по площади залежи. Так, в процессе аварийного фонтанирования скважины 37 выявлено, что район ее расположения хорошо сообщается с довольно удаленными участками залежи как на севере (скважины 40, 42, 43), так и на востоке (скважина 29) [52, 130].

Зоны естественной трещиноватости в промысловой практике выделяют различными методами. Наиболее распространены трассировки линий трещиноватости по аномально высоким дебитам, по аномально низким или аномально высоким пластовым давлениям в эксплуатационных скважинах, по взаимовлиянию скважин, по темпам их обводнения, по давлению ГРП, по направлению и скорости движения индикатора, закачанного в пласт, и т. д. [17–19, 44–46].

Работающие интервалы достаточно надежно отмечаются данными дебитометрии и термометрии. На Оренбургском, грозненских и других месторождениях наиболее интенсивными притоками в скважинах характеризуются сравнительно узкие интервалы. Толщина этих пропластков колеблется от 0,1–0,2 м до 3–3,5 м и в отдельных случаях достигает 5 м [79]. Аналогичные данные получены по месторождениям Пермского Приуралья. В наиболее высокодебитной скважине 40 Озерного месторождения из всего вскрытого 65-метрового массива турнейско-фаменской карбонатной толщи приток отмечался лишь в пяти объектах общей толщиной 11,6 м [70].

Анализ строения месторождений (Оренбургское, Тенгиз, Карабаганакское, Астраханское и др.), связанных с крупными карбонатными массивами, позволил ряду исследователей [79] установить, что одним из их составных эле-

ментов являются незначительные (не более 3–5% эффективной толщины) по объему пласти — суперколлекторы двух разновидностей: горизонтально-трещиноватый, где сверхвысокая проницаемость обеспечивается системой субгоризонтальных трещин, обладающих сверхкапиллярной раскрытистью в пластовых условиях, и массивно-рыхлый, в котором сверхпроницаемость обусловлена межгранулярной матричной проницаемостью (слабосцементированные известковистые песчаники). Абсолютные значения газопроницаемости суперколлекторов изменяются в пределах от 0,1 до 100 мкм². Этот же диапазон проницаемостей (до 88,9 мкм²) отмечен [70] и по нефтяным месторождениям Пермского Приуралья.

Исходя из этого, главное отличие сложных коллекторов с точки зрения их вскрытия, вызова притока и интенсификации заключается в характере подводящих каналов, за счет которых устанавливается гидродинамическая связь пласта со скважиной. Эта связь обеспечивается не массой капиллярных каналов, как в поровых или мелкотрещиноватых коллекторах, а единицами или в лучшем случае десятками трещин, приходящихся на 1 м пласта. При этом трещины играют решающую роль в процессе фильтрации жидкости и газа. К примеру, структура Бештентяк (Афгано-Таджикская впадина) разбита тектоническими нарушениями, поэтому можно полагать, что тектоническим трещинам, которые являются наиболее протяженными в теле коллектора и раскрытыми в пластовых условиях, принадлежит основная роль в гидродинамической связи пласта со скважиной. Именно они обуславливают более высокую межблоковую проницаемость и контролируют избирательный характер притока. При вскрытии продуктивного горизонта в этом случае наблюдаются поглощения глинистого раствора. В трещинах глинистый раствор загустевает за счет проникновения фильтрата в блоки коллектора, что создает дополнительные трудности при освоении скважин [110–113]. Следовательно, фильтрационно-емкостная система сложных коллекторов представляет широко развитую систему трещин, связывающую между собой различные виды пустот, собранные в блоки.

Механизм дренирования залежи представляется как более или менее равномерный (при определенных депрессиях) приток флюидов в перфорированный интервал ствола скважины по сложной многоканальной системе: из порового пространства матрицы через тончайшие капилляры и микротрещины внутри блока породы, а затем по межблоковым макротрещинам в скважины.

Исходя из особенностей строения сложных коллекторов, отличительной их чертой является также способность вмещающей породы деформироваться под влиянием сжимающих напряжений горного давления с уменьшением раскрытия трещин, т. е. проницаемости и продуктивности, что отображается (рис. 1.2а) на индикаторных диаграммах (ИД) приближением (стрелка) последних к оси ΔP с увеличением депрессий. При перепаде давления в 20 МПа их проницаемость снижается до 0,001 мкм² [188, 194].

Деформации могут быть подвержены только трещины [9, 145, 175], что подтверждается уменьшением дебитов и появлением гистерезисных петель (рис. 1.2б) при записи прямого и обратного ходов ИД. Во всех случаях при обратном ходе ИД продуктивность скважин значительно ниже, чем при прямом.

Конец ознакомительного фрагмента.
Приобрести книгу можно
в интернет-магазине
«Электронный универс»
e-Univers.ru