

ПОИСК ГОРЮЧИХ ГАЗОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Б. С. Коротков, В. С. Коваленко
(ВНИИГАЗ, ОАО «ГАЗПРОМ»)

Проблема газоносности больших глубин является актуальной для Газпрома практически со времени его отделения от нефтяной промышленности. Газовые месторождения в отличие от нефтяных вырабатываются очень быстро, в связи с чем необходимо постоянно заботиться об открытии новых месторождений. При этом специфика отечественной газовой отрасли такова (протяженные газопроводы большой производительности, мощные газоперерабатывающие заводы, крупные потребители газа, очень большие объемы экспортных поставок), что она может успешно функционировать только на базе крупных и гигантских месторождений природного газа.

Вся история развития газовой промышленности свидетельствует о том, что только на базе крупных высокодебитных месторождений и групп месторождений возможно организовать масштабное, технологичное и рентабельное производство товарного газа. В периоды становления и развития газовой отрасли базовыми месторождениями последовательно были Северо-Ставропольское, группа газоконденсатных месторождений Краснодарского края, Шебелинка, Вуктыл, Оренбургское, Шатлык, Газли, Советобадское, а позднее — Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и, наконец, Заполярное. На смену им готовятся к разработке такие гиганты, как Бованенковское, Круzenshternское и Харасавэйское на Ямале. Таким образом, из нескольких сотен открытых и разведанных месторождений «погоду» делают единичные.

Не каждое крупное месторождение может быть базовым для газодобычи, по крайней мере, на тот или иной период времени. Гигантское по запасам Астраханское газоконденсатное месторождение (ГКМ) дает весьма скромный вклад в суммарную добычу газа ОАО «Газпром» из-за очень большого содержания высокотоксичных компонентов и связанных с этим жестких экологических ограничений по объемам добычи газа. Крупное Ковыктинское месторождение не разрабатывается по причине большой удаленности от обустроенных газодобывающих центров. В газонефтяных залежах в первую очередь должна быть выработана нефтяная подушка или оторочка, а это на многие годы и десятилетия отодвигает ввод в разработку газовой шапки. Пример — Анастасиевско-Троицкое месторождение на Кубани. Месторождения арктического шельфа — также объекты разработки не сегодняшнего дня из-за высокой стоимости их освоения.

Гигантские нетрадиционные ресурсы газа заключены в плотных коллекторах, находятся в газо-

Рассмотрены результаты изучения глубокозалегающих отложений в районах деятельности ОАО «Газпром». Предлагается выделять второй глубинный этаж газоносности недр, который характеризуется специфическими условиями формирования и консервации залежей, требует новых научно-методических подходов к геолого-разведочному производству.

There are discussed the results of exploration and development for deep seated depositions in the regions of ОАО "Gazprom" activity. It is proposed to distinguish the second deep seated gas-bearing complex that is characterized by specific conditions of accumulation and preservation of gas deposits and requires new scientific and research approaches to exploration and development works.

гидратной форме и водорастворенном состоянии. Однако пока нет и в обозримом будущем не просматриваются технологии их рентабельной добычи.

В условиях действующего законодательства по недропользованию и предпринимательской деятельности, налогового кодекса и сложившихся цен на топливо не востребованы не только нетрадиционные ресурсы УВ, но и многие сотни разведанных традиционных мелких месторождений газа.

На территории как старых, так относительно молодых газодобывающих центров высокая степень разведанности промышленно освоенных газонефтеносных комплексов не позволяет рассчитывать на открытие крупных и гигантских месторождений. Поэтому в какой-то момент, когда эффективность геолого-разведочных работ (ГРП) в том или ином регионе на традиционных направлениях резко снижается, начинает активизироваться интерес к слабо изученным глубокозалегающим отложениям. При получении в одной или нескольких скважинах интенсивных газонефтепроявлений или хотя бы притоков пластовой воды нередко возникает настоящий бум. Ярким примером может служить подобный случай, произошедший в 1997 г. в процессе бурения скв.2-Володарской на Астраханском своде, когда бум умело подогревался высокопоставленными чиновниками от геологии, очевидно, с целью привлечения инвесторов.

Как свидетельствует многолетний опыт глубокого и сверхглубокого бурения в России, открытие газовых залежей промышленного значения на больших глубинах (более 4,5...5,0 км) в районах сложившейся газодобычи, к сожалению, является скорее исключением, чем правилом.

Характерен опыт ГРП на глубокозалегающие горизонты в Краснодарском крае, который можно назвать колыбелью газовой промышленности. В период 50-х и 60-х годов прошлого столетия здесь были открыты и ускоренно введены в разработку по тем временам сравнительно крупные газоконденсатные месторождения. Интенсивная выработка их и высокая степень разведанности верхнего этажа га-

зоносности (до 3 км), с одной стороны, и наличие к тому времени в Краснодарском крае мощной инфра-структуры геолого-разведочного производства, с другой, стимулировали переориентацию поисков на более глубокие горизонты. В период 60—70-х гг. было пробурено 140 скважин глубиной более 4500 м (в том числе десятки скважин глубиной более 6 км) с общей проходкой около 700 тыс. м. Были получены уникальные геологические данные, но весьма скромные практические результаты. В ряде скважин с больших глубин отмечались интенсивные притоки как углеводородов, так и пластовой воды, что подогревало интерес разведчиков. Однако за весь двадцатилетний период на глубинах более 4,5 км было открыто всего 5 небольших по запасам, но весьма сложного строения месторождений нефти и газа, которые по меркам сегодняшней рыночной экономики вряд ли были бы востребованы.

Аналогичная ситуация имела место по другим газодобывающим регионам (Украина, Средняя Азия, Ставропольский край, северо-восток европейской части России). Традиционные методики ГРП оказались малоэффективными.

С 1965 г. начали проводиться фундаментальные научные работы по государственным программам изучения недр Земли, включавшие глубинные геофизические исследования и сверхглубокое бурение. Эти работы продолжались до начала 90-х гг. и не имели аналогов в мировой практике. Результаты их нашли отражение в многочисленных публикациях. Отметим лишь два обстоятельства: первое — получены прямые доказательства присутствия на больших глубинах (до 6,5 км и более) метана; второе — «...все без исключения скважины не подтвердили прогнозные физико-геологические модели глубинного строения недр, существовавшие на время проектирования скважин» [1].

Результаты глубокого и сверхглубокого бурения свидетельствуют о том, что для больших глубин не приемлемы некоторые основополагающие положения классической осадочно-миграционной теории и базирующиеся на них традиционные методики поисково-разведочных работ, разработанные для условий верхнего этажа газоносности.

С позиций осадочно-миграционной теории благоприятный прогноз нефтегазоносности может быть сделан, если имеются материнские толщи, регионально выдержанные пласты-коллекторы и антиклинальные ловушки. На больших глубинах, как правило, отсутствуют протяженные (десятки, сотни километров) мощные пласты-коллекторы. В результате уплотнения пород и сопутствующих физико-химических процессов значительно уменьшается первичное поровое пространство резервуаров, вплоть до перехода отдельных литотипов пород в разряд некоалекторов. Следовательно нет условий для масштабной латеральной (вторичной) миграции УВ. Как свидетельствуют данные геохимических исследований кернов сверхглубоких скважин (Уральская, Тю-

менская и др.), генерационный потенциал ОВ материнских пород на больших глубинах в значительной степени исчерпан.

Сегодня уже очевидно, что для условий второго глубинного этажа нефтегазоносности нужны новые ориентиры, иные априорные модели поисковых объектов, необходимо менять методологию поисковых работ.

Главными поисковыми критериями для второго глубинного уровня в определенных ситуациях могут быть не столько антиклинальная складка и регионально прослеживаемый резервуар, сколько наличие локальных зон аномально высокой трещиноватости пород. При этом роль такого критерия, как покрывка, еще более возрастает. На глубинах 5...7 км только галогенные покрывки являются безусловно надежными для газа, что подтверждает практика ГРП в любом солеродном бассейне. Для второго глубинного уровня традиционная методика поисковых работ, нацеленная только на антиклинальные структуры, может стать тупиковой.

Прогнозно-поисковые критерии газоносности глубокозалегающих отложений должны разрабатываться на базе современной флюидодинамической модели. В отличие от классической осадочно-миграционной теории, основная роль в формировании залежей отводится вертикальной межрезервуарной миграции УВ. Вертикальные каналы, глубоко проникающие в земную кору, присутствуют практически повсеместно на нашей планете. Это — жерла вулканов, кимберлитовые трубки, грязевые вулканы, «черные курильщики» в океанах и т.д. Через них на поверхность выносятся гигантский объем газообразных и жидких флюидов.

Бурением сверхглубоких скважин в совокупности с данными глубинных сейсмических зондирований доказано существование зон разуплотнения горных пород на больших глубинах. В геофизике аномально низкие скоростные зоны, прслеживаемые на глубинах до двадцати и более километров, получили название «волноводов». Их природа связывается с аномально высокой трещиноватостью, обусловленной интенсивной дилатансией горных пород.

Явление дилатансии позволяет раскрыть механизмы возможного формирования залежей на больших глубинах. Как известно, процесс дилатансии протекает в скачкообразном режиме, лавинообразно. Возникающий при массовом образовании трещин эффект вакуумирования обуславливает всасывание углеводородов из материнского субстрата в формирующееся порово-трещинное пространство с образованием начальных гомогенных скоплений. Дальнейшее их перемещение осуществляется под действием архимедовой силы и волн напряжений в автоколебательном режиме по трещинной системе в направлении верхнего этажа газоносности. Механизмы этих процессов пока слабо исследованы, как и масштабы газопотоков на больших глубинах. Не ясны типы ловушек, на которые следует ориентировать сейсморазведчиков.

Между тем до сих пор методика ГРП на глубокозалегающие горизонты не претерпела каких-либо модернизаций. Сейсморазведка по-прежнему нацелена на поиск локальных структур либо рифовых построек. Скважины закладываются по тем же методическим принципам, что и для верхнего уровня газоносности. Сказывается мощная инерция отлаженного за многие десятилетия технологического процесса ГРП.

Геологическое изучение глубокозалегающих отложений (глубже 5 км) ОАО «Газпром» проводит практически во всех газодобывающих регионах, но с разной интенсивностью. Основные объемы ГРП сконцентрированы в Оренбургской и Астраханской областях, где проблема долгосрочного обеспечения кондиционным углеводородным сырьем мощных газохимических комплексов наиболее актуальна.

ОАО «Газпром» активно ведет в этих районах как поисковые, так и региональные геолого-геофизические работы на подсолевые отложения. При этом цели и задачи ГРП в Оренбургской и Астраханской областях имеют некоторые различия.

В Оренбургской области целью ГРП является прирост запасов нефти и газа, в том числе сероводородсодержащего, поскольку Оренбургское месторождение в значительной степени выработано и уже сегодня ощущается нехватка сырья для газоперерабатывающего завода.

ООО «Оренбурггазпром» с 1993 г. проводит ГРП в южных районах Оренбургской области, включающих Соль-Илецкое сводовое поднятие и сопряженные с ним участки Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба. К началу проведения ГРП силами газовиков эта обширная территория была очень слабо изучена по подсолевым отложениям геофизическими методами и практически не изучена бурением. Тем не менее большинством исследователей, занимающихся этой территорией, высоко оценивался потенциал нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных отложений, регионально нефтегазоносных в непосредственной близости от района работ. В этих отложениях открыты уникальные Оренбургское и Карачаганакское месторождения, а также менее значимые Копанское, Северо-Копанское, Бердянское, Комаровское, Черниговское, Южно-Оренбургское, Чкаловское, Нагумановское, Дмитровское нефтегазовые и газоконденсатные месторождения. Перспективными на нефть и газ являются также девонские отложения.

Общая площадь перспективных земель в районе деятельности ООО «Оренбурггазпром» составляет 10,4 тыс. км².

Проводившиеся ООО «Оренбурггазпром» в 1993—2000 гг. геолого-разведочные работы следовали утвержденной в 1992 г. «Роскомнедра» и РАО «Газпром» «Программе проведения геолого-разведочных и научно-исследовательских работ для обеспечения сырьевой базы Оренбургского газохимического комплекса».

Проекты параметрического, поискового и разведочного бурения составлялись в рамках вышеупомянутой Программы с учетом требований соответствующих регламентов, подвергались экспертизам и утверждались в установленном порядке.

В условиях ограниченного финансирования основные объемы бурения глубоких скважин и полевых геофизических исследований были сконцентрированы в бортовой зоне Прикаспийской впадины и на Соль-Илецком своде. Приоритет был отдан Кинсайско-Линевскому и Нагумановскому участкам, обоснованным в Программе как первоочередные. Эти два участка имеют ключевое значение для познания геологического строения бортовой зоны впадины и ее сочленения с Предуральским прогибом на территории Оренбургской области.

В 1999 г. ООО «Оренбурггазпром» представил в ОАО «Газпром» скорректированный «Проект подготовки промышленных запасов углеводородного сырья в подсолевых отложениях юга Оренбургской области», который был принят за основу планирования ГРП до 2010 г.

Выполненный комплекс работ в прибортовой зоне Прикаспийской впадины отвечает региональному этапу ГРП, целью которых являются изучение геологического строения ранее не вскрытых бурением потенциально продуктивных комплексов, оценка прогнозных ресурсов УВ и выделение первоочередных объектов для поисковых работ. В результате геофизических и буровых работ эти задачи были в основном решены. Впервые разработана региональная геологическая модель строения подсолевого комплекса вдоль всей зоны сочленения Соль-Илецкого свода с Прикаспийской впадиной и Предуральским прогибом. Геофизическими исследованиями выявлен и подготовлен ряд поисковых объектов. Пробуренными глубокими параметрическими скв. 1-Каинсайской (6516 м, нижний девон), 1-Буранной (6504 м, средний девон) и 1-Южно-Линевской пока не обнаружены крупные рифогенные постройки. Тем не менее ГРП на Каинсайско-Линевском участке остаются в планах глубокого бурения на перспективу до 2010 г.

Результаты работ позволили существенно уточнить модель геологического строения бортовой зоны, пространственное размещение и потенциал нефтегазоносных комплексов, возможные типы ловушек УВ.

Строение глубокозалегающих перспективных на нефть и газ подсолевых девонско-нижнепермских отложений в бортовой зоне Прикаспийской впадины оказалось более сложным, чем ожидалось:

- не подтвердились прогнозы о широком развитии высокоамплитудных рифогенных построек карачаганакского типа;
- волновые аномалии, отождествлявшиеся на стадии проектирования с рифовыми постройками, оказались другой природы, причем природа их не установлена;
- выявленные гравиметрические аномалии не поддаются однозначной интерпретации;

- широко применяемые в регионе прямые полевые геофизические методы (низкочастотная разведка АНЧАР) пока слабо влияют на выбор и обоснование поисковых объектов. Выявленные аномалии, как правило, в плане не совпадают со сводовыми частями поднятий;

- стратификация отражающих границ и структурные построения часто содержат значительные погрешности.

Район исследований характеризуется крайне неравномерным распределением современных напряжений с чередованием участков аномального сжатия и относительного растяжения. Эти факторы, по видимому, в значительной мере определяют размещение залежей УВ, а внутри них — зон различной продуктивности. Особое значение они имеют для карбонатных резервуаров с их низкими ФЕС.

Параллельно решали задачи поискового и частично разведочного этапов, предусматривающие прирост запасов УВ промышленных категорий. Однако объем поисково-разведочного бурения за рассматриваемый период 1993—2000 гг. составил всего 20,8 % от запланированного.

Открыты новое месторождение УВ сырья — Песчаное и новая нефтяная залежь в башкирских отложениях на Нагумановском месторождении. Уточнены геолого-промысловые параметры ранее выявленных залежей УВ в филипповских, артинских, сакмарских и башкирских отложениях. Несмотря на фактическое перевыполнение плановых показателей по эффективности ГРП, главная задача — открытие крупных месторождений — до настоящего времени не решена.

Наличие прогнозировавшихся по геофизическим данным Южно-Линевского и Линевского карбонатных массивов бурением не подтверждено. По результатам изучения геофизическими методами Северо-Линевской и Шаповаловской волновых аномалий получены противоречивые заключения.

В настоящее время в бурении находится параметрическая скв. 501-Вершиновская на южном окончании Соль-Илецкого клина. Бурение начато 31.01.2001 г. и, по состоянию на июнь 2003 г. скважина близка к достижению проектной глубины 7000 м.

Несмотря на отсутствие крупных открытий, основные направления ГРП на глубокозалегающие горизонты на период, по крайней мере, до 2010 г. остаются неизменными. Объектами ГРП являются:

- крупные карбонатные массивы, а также антиклинальные и приразломные структуры во внутренней прибортовой зоне северо-востока Прикаспийской впадины;

- различного типа ловушки северного борта Прикаспийской впадины и прилегающих участков Предуральяского прогиба;

- девонские отложения Восточно-Оренбургского сводового поднятия.

Для ООО «Астраханьгазпром» изучение глубокозалегающих горизонтов преследует другие цели.

Запасов башкирской залежи Астраханского серогазоконденсатного месторождения при существующих темпах разработки должно хватить на 200 лет. Низкие темпы отбора обусловлены жесткими экологическими ограничениями по объемам добычи высокотоксичного продукта.

Устойчивое развитие Астраханского газохимического комплекса в XXI в. возможно при условии достаточной обеспеченности предприятия малосернистым углеводородным сырьем, в том числе жидким, которое прогнозируется в девонском комплексе отложений. Первая скважина на девон (скв. 2-Володарская) была начата бурением в 1994 г. ПГО «Нижевожскгеология» с долевым участием ООО «Астраханьгазпром». В июне 1997 г. при забое 5691 м из отложений фаменского яруса был получен приток газа с нефтью, что резко усилило интерес к девонской проблеме.

С 1997 г. ОАО «Газпром» реализует собственную программу ГРП на девон в соответствии с задачами, первоначально сформулированными в зональном «Комплексном проекте поискового бурения на девонские отложения в юго-западной части Прикаспийской впадины» (ВНИИГАЗ, 1995 г.).

На дату составления проекта имелись и три основные модели строения не вскрытых бурением отложений нижнего карбона и девона: субгоризонтально-слоистая, рифогенная и тектоно-динамическая.

Комплексным проектом предусматривалось бурение трех параметрических скважин на девон глубиной от 7000 м: первоочередная скв. Д-2 в вершинной части Астраханского свода (до 6500 м), зависимые скв. Д-1 и Д-3. Точки заложения обосновывались таким образом, чтобы были опискованы три локальных поднятия в пределах горного отвода АГКМ и проинтерпретированы три различные сейсмofации. Скважины должны были буриться последовательно одна за другой: первой самая глубокая скв. Д-2, после ее завершения и переработки материалов сейсморазведки скв. Д-1. Вопрос о целесообразности бурения скв. Д-3 должен был решаться после получения результатов бурения скв. Д-1.

Реализация проекта началась в ноябре 1997 г., когда была заложена первая сверхглубокая параметрическая скважина (Д-2).

Получение интенсивного газонефтепроявления из отложений девона в процессе бурения скв. 2-Володарской в июне 1997 г. послужило основанием для внесения корректив в Комплексный проект. С целью ускорения оценки потенциала девонских отложений скв. Д-3 и Д-1 были переведены в ранг независимых и заложены до окончания строительства скв. Д-2.

В дополнение к Комплексному проекту был составлен самостоятельный проект параметрического бурения на Правобережной площади (правый берег р. Волги, севернее западного контура АГКМ) в контуре мощной аномалии сейсмической записи, интерпретируемой некоторыми учеными как возмож-

ная крупная рифогенная постройка в отложениях верхнего девона.

ВНИИГАЗу было поручено составление проекта, проведение авторского контроля, а также координация научного сопровождения, выполняемого как «газпромскими», так и сторонними научно-исследовательскими институтами.

В настоящее время в строительстве находятся четыре скважины: Д-2, 3, 1 и Правобережная-1; с долевым участием ОАО «Газпром» осуществлялось строительство скв. 1-Табаковской (забой 6070 м) и 2-Володарской (достигнутая глубина 5974 м). Скв. Д-2 пробурена до рекордной глубины 7003 м. Впервые в юго-западной части Прикаспийской впадины вскрыты отложения верхнего, среднего и нижнего девона, а в призабойной части — додевонские терригенные породы. По всему разрезу установлено присутствие нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов, промышленная значимость которых будет определяться по результатам испытаний в колонне. Скв. Правобережная-1 пробурена на глубину 6645 м и вскрыла на забое терригенные отложения нижнефранского возраста. Проводятся подготовительные работы к испытанию перспективных объектов. Остальные девонские скважины находятся в процессе бурения.

Получение новой геолого-геофизической информации по «девонским» скважинам позволило внести существенные коррективы в представления о строении и структуре палеозойского (подсолевого) разреза Астраханского свода и его обрамления.

На дату составления Комплексного проекта представления о геологическом строении и перспективах нефтегазонасыщенности не вскрытой бурением части разреза нижнего карбона и девона Астраханского свода основывались на весьма скудной геофизической информации.

В разрезе подсолевого палеозоя выделяются три опорных отражающих горизонта: III, III' и III". Наиболее устойчива отраженная волна III, связанная с кровлей нижнебашкирских карбонатов. Волновое поле между отражающими горизонтами III и III' (в интервале глубин 4...6 км) характеризуется слабо выраженной низкочастотной записью, что свидетельствует о преимущественно карбонатном составе этой толщи.

Отражающий горизонт III' фиксируется в центральной части свода на глубине 6000 м. Его стратификация до недавнего времени была условной, хотя и считалось, что горизонт III' приурочен к подошве карбонатного нижнебашкирско-среднефаменского комплекса и, соответственно, к кровле терригенно-карбонатного нижнефранско-живетского комплекса.

Результаты бурения скв. Д-2, вскрывшей терригенный разрез девона на глубине 6090 м с отличной от вышележащей карбонатной толщи скоростной характеристикой отраженных волн, позволяют вместе с данными ВСП более точно осуществить его глубинную и стратиграфическую привязку.

Волновое поле между горизонтами III' и III" (в интервале глубин 6...7 км) отличается значительной сложностью. По сравнению с верхней карбонатной толщей оно менее однородно, характеризуется большей слоистостью и меньшими пластовыми скоростями, что указывает на терригенно-карбонатный состав пород. Ниже горизонта III' на глубине 6400...6500 м не повсеместно прослеживается горизонт III", по-видимому, приуроченный к карбонатно-терригенным пачкам пород.

В нижней части подсолевого разреза Астраханского свода (между горизонтами III и фундаментом) прогнозируется толща карбонатно-терригенных, в различной степени уплотненных и дислоцированных пород нижнего палеозоя — верхнего протерозоя мощностью 2 км и более.

Таким образом, в составе подсолевого мегакомплекса Астраханского свода можно выделить три структурно-формационных комплекса:

- верхний, заключенный между отражающими горизонтами III и III' (в интервале 3,8...6,0 км), сложен преимущественно карбонатными породами нижнебашкирского — среднефаменского возраста;
- средний (между III' и III") представлен терригенно-карбонатными образованиями раннефранско-среднедевонского возраста;
- нижний (между III" и фундаментом) сложен карбонатно-терригенными породами нижнего девона — протерозоя.

Параметрическая скважина Д-2 достигла глубины 7003 м. Она впервые полностью вскрыла карбонатную формацию среднефранско-башкирского возраста толщиной 2160 м. По залегающим ниже терригенно-карбонатным разностям пород среднего девона скважина Д-2 прошла более 900 м. В забойной части вскрыты додевонские отложения, возможно, ордовик. Практически подтвердились заложенная в проект параллельно-слоистая геолого-геофизическая модель, а также весьма осторожная оценка перспектив газонефтеносности нижней части карбонатной формации из-за прогнозировавшегося отсутствия покрышек (несмотря на имевший место бум вокруг газонефтепроявления в скв. 2-Володарской). Подтверждена бурением привязка отражающего горизонта III' к подошве карбонатной формации.

Керн из карбонатных отложений верхнего девона и нижней терригенной пачки, как и скоростные характеристики, по данным ВСП, указывают на сильное геостатическое и, по-видимому, геодинамическое уплотнение пород.

Вскрытый разрез и термобарические условия близки к проектным показателям.

Основной целевой объект — пашийский горизонт (нижнефранский подъярус), в отличие от платформенных областей Волго-Уральской нефтегазонасыщенной провинции, представлен не мощными пластами песчаников, а преимущественно аргиллитами с прослоями песчано-алевролитовых пород.

Карбонатная толща раннекаменноугольного и позднедевонского возраста практически лишена надежных покрышек.

Не в полной мере оправдались надежды на наличие мощных природных резервуаров в среднем и нижнем девоне, хотя коллекторские пласты, насыщенные углеводородами, вскрыты в разных частях разреза. Появление в нижнем девоне пластов-коллекторов при наличии мощной глинистой покрышки вселяет надежду на перспективы нижней части девона и, возможно, додевонских отложений.

С учетом новых данных корректируется концепция геолого-разведочных работ на глубокозалегающие отложения Прикаспийской впадины.

Программы ГРП начала 90-х гг. базировались на традиционной геологической модели, согласно которой:

- на месте современной Прикаспийской впадины с докембрийского времени существовала область глубокого прогибания земной коры;
- границы впадины, по крайней мере, с девона примерно соответствовали современному контуру развития соляной тектоники;
- в девонско-раннепермское время обширная центральная часть впадины была областью накопления некомпенсированных депрессионных осадков, тогда как в бортовых зонах образовывались морфологические карбонатные уступы, в пределах которых формировались рифогенные постройки барьерного типа и в виде отдельных атоллов.

Исходя из этих представлений, были разработаны прогнозные модели поисковых объектов, среди которых по значимости первое место занимали крупные рифогенные структуры бортовых уступов. Именно они и стали главной целью поисковых работ, причем повсеместно в бортовой зоне российского сегмента Прикаспийской впадины. Рифы пытались найти на Астраханском своде, в пределах бортовых участков на территории Волгоградской и Саратовской областей, в Оренбургской области и смежных районах Казахстана.

Под идею поиска рифов были адаптированы сейсморазведка, другие геофизические методы. Ей посвящено гигантское число научных исследований и публикаций. Имело место массовое заблуждение, своего рода рифомания. Конечно, заманчиво открыть второй Карачаганак или Тенгиз, хотя сегодня рифовая природа того и другого некоторыми исследователями подвергается сомнению.

Новые данные ГРП позволяют скорректировать модель строения и развития подсолевого комплекса отложений в российской части Прикаспийской впадины, что заставляет пересмотреть некоторые методические подходы к стратегии поисково-разведочных работ в этом регионе.

Прежде всего, не подтверждается концепция унаследованного развития Прикаспийской впадины (синеклизы) с раннедевонского времени. Данные глубокого бурения в совокупности с результатами

геофизических исследований свидетельствуют о том, что на месте современной впадины, по крайней мере, в ранне- и среднедевонское время продолжала существовать система грабенных, которые заполнялись преимущественно терригенными осадками.

По данным бурения параметрической скв. Д-2, можно предположить, что на месте Астраханского свода в нижне-среднедевонское время находился прогиб, который заполнился молассоидной формацией. В таком случае кардинально меняется представление о природе Астраханского свода: это не выступ кристаллического фундамента, как считает до сих пор подавляющее большинство исследователей, а инверсионная структура. Стоит напомнить, что ранее аналогичная трансформация представлений произошла по Оренбургскому валу, когда первые же глубокие скважины вскрыли мощную толщу ордовикских пород.

Региональный перерыв между фаменскими и нижежележащими отложениями отмечается по всей бортовой зоне Прикаспийской впадины, причем местами фамен залегают на породах ордовика.

С фаменского времени палеогеографическая обстановка резко меняется: образуются обширные мелководные плато, где в течение длительного времени (до баншира) происходит накопление органогенных известняков.

Последующая резкая смена тектонической обстановки произошла в предраннепермское время, о чем свидетельствует практически повсеместное отсутствие верхов среднего и полностью верхнего карбона.

И только в кунгурское время началось формирование Прикаспийской впадины в границах современного распространения солянокупольной тектоники.

Настало время отказаться от идеи существования региональных литофациальных палеобортовых уступов в отложениях девона и карбона и связанных с ними рифовых построек.

Наблюдающиеся на сейсмопрофилях прямые и обратные клиноформы следует трактовать как отражение тектонических образований, в частности палеоползневых объектов по листрическим разломам, окаймляющим современный борт впадины. Наличие небольших рифогенных построек ишимбаевского или памятно-сасовского типа, цепочек этих рифов, окаймляющих узкие локальные палеопрогобы, не исключается.

С учетом скорректированной региональной геологической модели должны быть разработаны направления и методика ГРП.

Значительно снижается роль поисковых объектов рифогенного типа. Об этом, как уже упоминалось выше, свидетельствуют результаты бурения скважин практически по всей бортовой зоне.

Больше внимания необходимо уделять тектоническим критериям с учетом современного напряженно-деформационного состояния геоматериалов на больших глубинах (выявление и картирование зон дилатансионного разуплотнения пород как возможных природных резервуаров).

Важное место должен занимать палеогеографический анализ условий осадконакопления (конусы выноса, дельты и т.д.).

Прослеживание погребенных трогов, грабен, авлакогенов может дать надежные ориентиры для прогнозирования крупных зон газонакопления. Приуроченность гигантских газовых месторождений к инверсионным тектоническим структурам и погребенным грабенам уже не вызывает сомнений.

В качестве примеров можно назвать Оренбургское и Уренгойское месторождения, Днепровско-Донецкий авлакоген. Для Прикаспийской впадины важно установить юго-восточное продолжение Ря-

зано-Саратовского авлакогена, Зиняевского синклинория, более детально изучить Саратовский прогиб.

С учетом результатов сверхглубокого бурения необходимы переинтерпретация и обобщение геофизических данных по Астраханскому своду и его сочленению с погребенным мегавалом Карпинского.

ЛИТЕРАТУРА

1. Состояние и перспективы развития глубокого и сверхглубокого параметрического бурения / Б.Н. Хахаев, Л.А. Певзнер, М.Б. Келлер и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Научно-техн. журнал. — 2001. — № 11. — С. 3—7.

УДК 622.279.031.011.8

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ОБРАЗЦАХ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

А.В. Дахнов
(ВНИИГАЗ)

Одной из основных проблем петрофизических исследований керна является изучение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. К ним относятся не только коэффициенты открытой пористости и абсолютной проницаемости, но и их разновидности. Как правило, изучение той или иной характеристики проводится на отдельной установке. Для облегчения исследований и увеличения числа изучаемых характеристик предлагается универсальная установка изучения фильтрационно-емкостных свойств (УУИФЕС). Она позволяет расширить комплекс исследуемых ФЕС; уменьшить затраты времени на подготовительные процедуры; во время перехода от одной группы исследований к другой провести дополнительные стандартные определения, которые необходимы как для стандартных исследований, так и для уточнения связей получаемых на установке результатов со стандартными физическими характеристиками.

Установка УУИФЕС (рисунок) состоит из трех блоков:

I — блок создания давления на продавливаемый флюид состоит из источника давления 1, вентиля 2, редуктора 3 с манометром 4, двух емкостей 8 и 14. Емкость 8 служит для подачи жидкости в образец, емкость 14 является барботером и обеспечивает подачу увлажненного газа в образец;

II — блок кернодержателя состоит из непосредственно кернодержателя 25, источников давления 19 и вакуума 20;

III — измерительный блок состоит из фиксатора процесса продавливания газа 31, измерителей рас-

Предложена схема универсальной установки, позволяющей проводить исследования фильтрационно-емкостных свойств на сухих, частично водонасыщенных и максимально влажных образцах. Рассмотрена последовательность выполнения операций на установке при определении различных фильтрационно-емкостных свойств. Приведена методика исследований.

A universal scheme of the unit that allows study of filtration-capacity properties on dry, partially water saturated and maximum wet samples is described along with the consequence of operations when investigating different filtration-capacity properties. Investigation procedure is given.

хода жидкости 34 и газа 38. Вентили 30,32,33,35,36 и 39 — стеклянные 3-ходовые краны.

Более подробно назначение элементов схемы освещено в разделах, рассматривающих определение различных характеристик образца.

Представленная универсальная установка позволяет определить следующие характеристики образца: коэффициенты абсолютной проницаемости по газу, эффективной проницаемости по газу в условиях максимальной гигроскопической влажности, остаточного газонасыщения, эффективной проницаемости по воде при остаточном газонасыщении, проницаемости по воде в максимально водонасыщенном образце, динамической пористости, эффективной проницаемости по воздуху при остаточном водонасыщении.

1. Определение коэффициента абсолютной проницаемости образца по газу

Высушенный до постоянной массы образец устанавливается в кернодержатель 25.

1. В пространстве между резиновой манжетой 26 и корпусом кернодержателя 25 создается разрежение от источника вакуума 20 (контролируемого ваку-