

**РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

© М.Т.Абасов, Ю.М.Кондрушкин, Р.Ю.Алиев, Л.Г.Крутых, 2007

**ИЗУЧЕНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ СЛОЖНЫХ  
ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА  
ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**

М.Т.Абасов, Ю.М.Кондрушкин, Р.Ю.Алиев, Л.Г.Крутых

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье рассмотрены методические и практические подходы к изучению и прогнозированию параметров природных резервуаров нефти и газа Южно-Каспийской впадины. Сформулированы научные принципы подхода к проблеме, установлены количественные закономерности распределения различных геологических параметров на региональном, субрегиональном и локальном уровнях, приведены примеры реализации предложенных методик при оценке углеводородного потенциала перспективных структур.

Южно-Каспийская впадина (ЮКВ), с толщиной осадочного чехла нередко более 20 км, представляет уникальный объект с точки зрения разнообразия геологических условий залегания нефти и газа. Природные резервуары и содержащиеся в них залежи нефти и газа встречаются как вблизи поверхности Земли, так и на больших глубинах, превышающих 5 км и более.

Открытые и разрабатываемые здесь крупные месторождения нефти и газа характеризуются сложными горно-геологическими условиями и рядом особенностей, затрудняющими процесс их освоения. К этим особенностям относятся: большая глубина залегания продуктивных горизонтов (5000-6500 м и более), что требует, например, соответствующей техники и технологии проводки скважин, учитывая, что практически на всех месторождениях такого типа развиты аномально-высокие поровые давления в глинах и пластах-коллекторах, а это, в свою очередь, ужесточает условия проводки скважин; дефицит геолого-геофизической информации, необходимой для изучения свойств природных резервуаров, вызванный ограниченным объемом отбора кернового материала, геофизических исследований скважин. Повышенное содержание глинистого материала в коллекто-

рах, низкая минерализация пластовых вод ухудшают возможности геофизических методов для выявления и количественной оценки свойств пластов-коллекторов. Высокие начальные давления делают практически невозможным проведение гидродинамических исследований скважин, без которых создание проекта разработки таких месторождений становится весьма трудноразрешимой задачей (Абасов и др., 1991).

Все это требовало создания новой методологии их освоения, совершенствования существующих и разработку новых методов изучения природных резервуаров, залегающих на больших глубинах, совершенствования систем и определения технологических показателей их эксплуатации.

Институт проблем глубинных нефтегазовых месторождений Национальной Академии Наук Азербайджана (ИПГНГМ) – один из первых институтов Республики и бывшего СССР, который занимался проблемой освоения глубокозалегающих месторождений нефти и газа. Опыт, теоретические и методологические разработки, накопленные в Институте, представляют несомненный интерес и научную значимость. Все эти исследования выполнены и опубликованы коллективом ИПГНГМ.

Большинство открытых в ЮКВ месторождений связано со структурными ловушками в терригенных природных резервуарах продуктивной толщи (ПТ), приуроченной к плиоцену. Залежи, как правило, имеют сложное и очень сложное геологическое строение. По мере вовлечения в разведку и разработку скоплений нефти и газа на больших глубинах доля запасов углеводородов (УВ) в сложных резервуарах ПТ существенно возрастает.

Разработка комплекса научных принципов и методического обеспечения системы изучения сложных природных резервуаров с учетом априорной информации по региону и в сочетании с использованием вероятностно-статистических методов является весьма актуальной проблемой.

Для изучения и прогнозирования параметров сложных природных резервуаров сформулирован методологический подход, который включает:

- принцип рационального сочетания информации различных уровней и
- принцип системного подхода к изучению геологического пространства.

Первый принцип предусматривает сочетание априорной информации в виде известных и установленных нами количественных геологических закономерностей в целом по ЮКВ (региональный уровень) и в пределах отдельных антиклинальных поясов (субрегиональный уровень) с детальной эмпирической информацией по месторождению-аналогу (локальный уровень) и косвенной информацией по объекту прогноза. Месторождение-аналог выбирается с учетом сходства геологических и термобарических условий залегания углеводородов. В ЮКВ обычно таким критериям удовлетворяет месторождение, расположенное вблизи объекта прогноза и на одном антиклинальном поясе.

Второй принцип базируется на системном подходе к выделению различных уровней проявления ритмичности разреза ПТ. При расчленении разреза в качестве простого геологического тела надпородного уровня принимается пласт, который состоит из серии слоев, но выделяется по материалам ГИС как интервал сравнительно однотипного литологического состава. Толщины пластов ПТ изменяются в основном от 1-2 до 10 м и не-

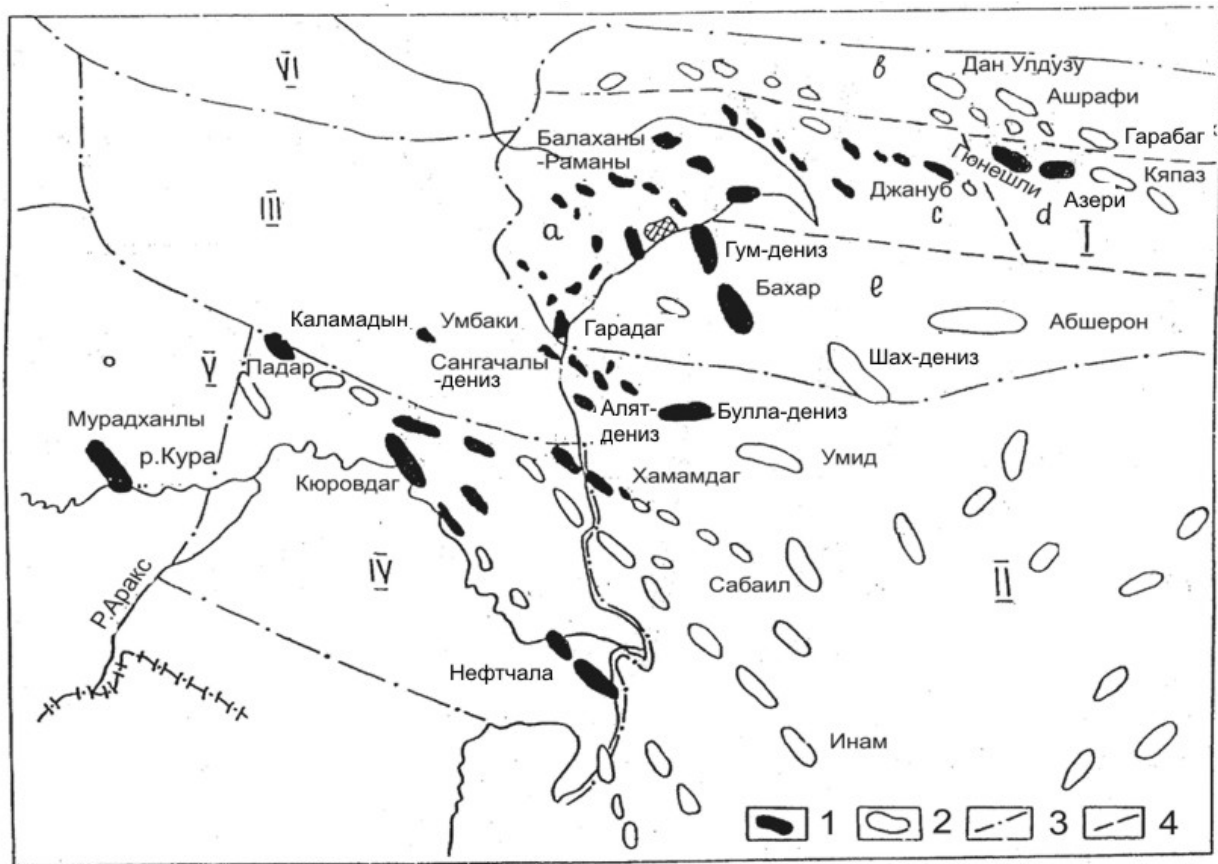
сколько более. Ритм низшего порядка (элементарный ритм) можно представить чередованием двух пластов: песчано-алевритового (коллектор) и глинистого (неколлектор). Исследуя относительную песчанистость элементарных ритмов, были выявлены совокупности (ритмы) более высоких порядков, которые, как и элементарные ритмы, характеризуются уменьшением песчанистости в кровле за счет роста глинистости. Такой подход обеспечивает более надежное расчленение геологического пространства для дифференцированной оценки запасов УВ.

Основное внимание уделено изучению региональных и субрегиональных геологических закономерностей, а также геологическим и геохимическим процессам, контролирующим нефтегазообразование и нефтегазонакопление в погруженной части Южно-Абшеронской акваториальной зоны, в районе расположения перспективных структур Шах-дениз и Улдуз.

Геологические исследования закономерностей в изменении параметров природных резервуаров на субрегиональном уровне, т.е. в пределах отдельных антиклинальных поясов, являются весьма информативными в ЮКВ, особенно при прогнозировании параметров и углеводородного потенциала на структурах, разведка которых осуществляется или предстоит. Ниже в качестве примера рассмотрены закономерности в изменении параметров по двум антиклинальным поясам (рис.):

– Балаханы-Сабунчи-Раманы, Сураханы, Гарачухур-Зых, Гумм-дениз, Бахар, Шах-дениз – Сангачалы-дениз – Дуваный-дениз – Хара-Зиря, Булла-дениз, Умид.

Нами были установлены региональные количественные закономерности в изменении свойств природных резервуаров в направлении погружения складчатости. Были рассмотрены такие параметры, как изменение общих толщин пластов и глинистых покрышек, относительной песчанистости разреза, доли эффективной нефтегазонасыщенной толщины в общей толщине, степень заполнения ловушек, соотношение объемов нефте- и газонасыщенных пород, изменение пористости пород-коллекторов в региональном плане и градиентов поровых давлений в глинах.



ОБЗОРНАЯ СХЕМА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ВЫЯВЛЕННЫХ СТРУКТУР ЮКВ  
 Нефтегазоносные районы (НГР): I – Абшеронский : а – зона Абшеронского полуострова; в – северо-Абшеронская зона; с – зона Абшеронского архипелага; d – зона Абшеронского порога; e – Южно-Абшеронская акваториальная зона; II – Бакинский архипелаг; III – Шамаха-Гобустанский; IV – Нижнекуриинский; V – Евлах-Агджабединский; VI – Прикаспийско-Губинский; 1 – месторождения; 2 – структуры; 3 – границы НГР; 4 – границы зон нефтегазоносности

Получены геолого-математические модели изменения пористости и проницаемости с глубиной с учетом глинистости и карбонатности, петрофизические модели для оценки пористости и водонасыщенности коллекторов с учетом термобарического фактора, получены модели изменения температур и начальных пластовых давлений с глубиной для различных нефтегазоносных регионов и в целом для Южно-Каспийской впадины.

Отметим, что региональные и субрегиональные закономерности в распределении параметров природных резервуаров обусловлены сопряженностью геологического строения недр на суше и на море и синхронностью их исторического развития.

Рассматриваемый нами методический подход к прогнозу параметров, наряду с изу-

чением региональных геологических закономерностей, предусматривает также детальное исследование наиболее близко расположенного месторождения, которое по своим геологическим и термобарическим условиям залегания УВ можно принять в качестве месторождения-аналога для перспективной структуры.

Методический подход к изучению месторождения-аналога с нашей точки зрения должен включать решение следующих задач:

- изучение структурно-морфологических особенностей природных ловушек и литолого-коллекторских свойств пород;
- изучение петрологических характеристик пород по керновым данным;
- исследование термобарических условий залегания и свойств углеводородов;
- изучение процессов нефтегазообразования и

нефтегазонакопления в районе месторождения на основе геохимических исследований образцов глин, нефти и конденсата.

Изучение параметров и оценка перспективных структур является сложным и поэтапным процессом. Качество прогноза улучшается за счет новой информации. Наибольшее распространение для этой оценки получил объемный метод подсчета запасов (Петерсилье и др., 2003 и др.).

На ранних стадиях оценки предполагаемых запасов УВ, учитывая недостаточность эмпирических данных о параметрах залежей, трудно судить о фактических законах их распределения. В этом случае нами используется треугольное распределение параметров (Абасов и др., 2007). При построении таких распределений достаточно знать только пределы изменения и наиболее вероятные значения параметров. Для расчета по вероятностной модели используется метод Монте Карло, который позволяет получить как возможные пределы изменения запасов, так и среднее их значение с оценкой точности в виде доверительного интервала и заданной надежности.

Выполненные нами исследования позволили полагать, что все структуры Южно-Абшеронской акваториальной зоны (Гумдениз, Бахар, Шах-дениз) характеризуются сходным геотектоническим режимом, близкими условиями седиментации осадков и примерно одинаковыми условиями формирования залежей. Поэтому на Шах-дениз, как и на месторождении Бахар, можно ожидать наличия пластовых, тектонически экранированных, сводовых залежей с диапазоном газонефтенасыщения от балаханской свиты до подошвы ПТ с фазовыми соотношениями, существенно сдвинутыми в сторону увеличения запасов газа и конденсата.

По результатам исследований сделаны следующие выводы:

– Сформулированы принципы изучения и прогнозирования параметров залежей нефти и газа в сложных горно-геологических условиях больших глубин. В их числе: принцип системного подхода по расчленению геологического пространства на основе относительной песчаности элементарных ритмов и принцип рационального сочетания априорной информации в виде региональных и субрегио-

нальных геологических закономерностей с детальной эмпирической информацией по месторождению-аналогу и косвенной информацией по перспективной структуре, выбранной в качестве объекта для прогноза нефтегазового потенциала.

– Закономерности распределения параметров природных резервуаров в региональном плане обусловлены сопряженностью геологического строения недр на суше и на море, что связано с синхронностью исторического развития частей Земли, прилегающих друг к другу.

Получены площадные модели распределения общих и эффективных толщин, относительной песчаности разреза, доли нефтегазонасыщенных толщин в общей толщине, медианного диаметра зерен, пористости и проницаемости. Эти модели позволили установить количественные соотношения в изменении параметров природных резервуаров для различных объектов ПТ.

В частности общие и эффективные толщины закономерно возрастают в направлении погруженных зон ЮКВ.

Относительная песчаность разреза закономерно уменьшается в сторону глубоководной части бассейна.

Согласно тренду проницаемости в целом для песчаных свит ПТ на месторождениях Абшеронского нефтегазоносного района и северной части Бакинского архипелага наблюдается закономерное снижение этого параметра с северо-запада от  $438 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  на юго-восток и юг до  $66 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

– Получены и опробированы модели для прогнозирования емкостных и фильтрационных параметров терригенных коллекторов на глубинах 7-8 км с учетом литолого-минералогических и термобарических факторов. Согласно полученным моделям прогнозные величины первичной пористости и проницаемости песков на глубине 8 км составят порядка 9% и  $20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , алевритов – соответственно 7% и  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . На столь больших глубинах возможно развитие трещиноватости осадочных пород.

Механизм сохранения достаточно высоких значений коллекторских параметров при высокой гравитационной нагрузке вышележащих пород обусловлен тем, что породы ПТ находятся в недоуплотненном состоянии и

процессы катагенетических преобразований не получили широкого развития. Гравитационному сжатию, ухудшающему фильтрационно-емкостные свойства пород, противостоят лучшая отсортированность осадков в погруженных зонах и развитие АВПД, сдерживающих рост эффективного давления.

– Важным итогом региональных исследований по ЮКВ в целом и по отдельным антиклинальным поясам является вывод о том, что закономерности в пределах отдельных антиклинальных поясов обладают наибольшей информативностью для целей прогнозирования нефтегазового потенциала перспективной структуры, приуроченной к рассматриваемому антиклинальному поясу. При прогнозировании параметров и потенциала перспективной структуры целесообразно также, наряду с региональными закономерностями, учитывать распределение параметров природных резервуаров на месторождении, расположенном вблизи перспективной структуры, т.е. на месторождении, которое по своим геологическим и термобарическим условиям залегания УВ можно принять в качестве месторождения-аналога.

Выполненные научные разработки использованы для совершенствования методики разведки, развития методологии оценки параметров залежей при подсчете запасов и составлении геологических основ разработки залежей нефти и газа в сложных природных резервуарах. Результаты исследований по методике изучения морфологии структурных поверхностей, прогнозированию емкостных и

фильтрационных свойств пород на больших глубинах, созданию моделей сложного коллектора и способов оценки нефтегазонасыщенной емкости пород, методов оценки геологических запасов, нефте- и газоотдачи позволили обосновать разведанные запасы природных резервуаров в сложных горно-геологических условиях.

Научно-методические исследования по изучению и прогнозированию природных резервуаров на больших глубинах позволили выполнить ряд крупных научно-прикладных работ для нефтегазодобывающей промышленности Азербайджана. Исследования эти нашли детальное отражение в книге (Абасов и др., 2007), а также в работах, выполняемых совместно с такими нефтяными компаниями мира, как ТЕКСАКО, АМОКО, МОБИЛ, ВР, ЮНОКАЛ.

#### ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., КОНДРУШКИН, Ю.М., АЛИЯРОВ, Р.Ю., КРУТЫХ, Л.Г. 2007. Изучение и прогнозирование параметров сложных природных резервуаров нефти и газа Южно-Каспийской Впадины. Nafta – Press. Баку.
- ПЕТЕРСИЛЬЕ, В.И., ПРОСКУРИНА, В.И., ЯЦЕНКО, Г.Г. (под ред.). 2003. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. ВНИГНИ, НПЦ Тверь-геофизика. Москва - Тверь.
- АБАСОВ, М.Т., АЗИМОВ, Э.Х., АЛИЯРОВ, Р.Ю., КОНДРУШКИН, Ю.М. и др. 1991. Теория и практика геолого-геофизических исследований и разработки морских месторождений нефти и газа. Т-1. Элм. Баку.