

УДК 550.8

Направления повышения эффективности геологоразведочных работ в районах газодобычи

Б.С. Коротков¹, С.Б. Коротков^{2*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ООО «Инновационные нефтегазовые технологии» (ИННГ), Российская Федерация, 107014, г. Москва, ул. Обручева, д. 36, корп. 2

* E-mail: s.korotkov@iogt.ru

Ключевые слова: природный газ, ресурсы, запасы, геологоразведка, эффективность, прогнозно-поисковые модели, глубокие горизонты, Восточная Сибирь, Сибирская платформа, шельф.

Тезисы. В правительственном документе «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» углеводородные газы и нефть возглавляют список стратегических видов минерального сырья. Отмечено, что разведанные запасы газа удовлетворят потребности до 2035 г. и в последующий период при любых сценариях развития экономики. Показатель воспроизводства запасов за счет геологоразведки установлен на уровне не ниже 0,5. В ПАО «Газпром» плановый показатель – не менее 1,0 – фактически в последние годы перевыполняется. Основной прирост запасов газа происходит на известных крупных и уникальных месторождениях. Эти новые запасы по разным причинам в ближней и, возможно, среднесрочной перспективе не могут обеспечить масштабной добычи газа.

На новых площадях в районах размещения действующих газодобывающих центров эффективность геологоразведочных работ (ГРП) оказалась низкой, несмотря на официальные высокие оценки прогнозных ресурсов. Особенно показателен пример Восточной Сибири, где в последние годы ГРП активно развивались. Авторы связывают это с низкой достоверностью прогнозно-поисковых моделей, базирующихся на традиционных представлениях и теоретических предпосылках осадочно-миграционной концепции нефтидогенеза. Пластово-блоковые и блоковые модификации традиционных прогнозно-поисковых антиклинальных моделей актуальны не только для глубоких горизонтов, но и для отложений, испытавших в прошлом глубокое погружение (подсолевой комплекс Сибирской платформы). Несмотря на то что среди геологов блоковая концепция получает все большую популярность, для планирования полевых и камеральных работ с использованием геофизических методов все еще используют антиклинальную априорную модель.

Для создания новой поисковой методики и аппаратуры необходимо максимально четко задать поисковую геологическую модель. Разработчикам геофизической аппаратуры и математического аппарата обработки данных, имеющим поверхностное представление о геологии, следует предоставить информацию об ожидаемых размерах объекта, углах залегания границ, фильтрационно-емкостных и физических свойствах пород, флюидодинамическом режиме. Характерными особенностями платформенных блоков являются их вертикальные и горизонтальные смещения относительно друг друга, практически незаметные на сейсмических разрезах, и субвертикальность межблоковых зон. Все это создает серьезные сложности с точки зрения корректной интерпретации данных и геологического моделирования. На больших глубинах (6...7 км и более) значения акустического градиента для разных типов осадочных пород сближаются, и современная аппаратура не в состоянии выделить отдельные пласты на фоне хаотичных сейсмических отражений.

Решение данных задач в ближайшие годы, очевидно, связано в первую очередь с развитием новых методик обработки и интерпретации «избыточных» данных сейсморазведки. Обязательными условиями при этом являются существенное увеличение кратности наблюдений, использование достаточных удалений и тщательное соблюдение технологии полевых работ. Наиболее перспективными выглядят методики, позволяющие выделить субвертикальные зоны трещиноватости и флюидонасыщения, такие, например, как сейсмическая локация бокового обзора, методики пассивной сейсморазведки.

Важно установить наличие на площадке проведения геофизических работ подводящих вертикальных каналов, обеспечивающих заполнение ловушки газом. В настоящее время для этого существуют достаточно надежные дистанционные, сейсмические, гравиметрические, геохимические методы.

Отдельно стоит сказать об особенностях геологического моделирования глубокопогруженных объектов. В настоящее время повсеместно практикуется моделирование только целевого интервала из всего разреза. Для неглубоких пластовых систем такой подход оправдан: имеются региональная покрывка с известными стабильными параметрами и пластовый коллектор с небольшими тектоническими нарушениями. Малая мощность вычислительной техники, возможностей самих программ,

а также последующее заглубление модели (*англ.* upscaling) при создании гидродинамической сетки заставляют геологов моделировать только продуктивные интервалы. Однако на больших глубинах при наличии протяженных субвертикальных зон разуплотнения или уплотнения, аномально высокого пластового давления и низкого качества геофизических данных в нижней части разреза подобный подход может до неузнаваемости исказить изображение среды.

Воспроизводство наиболее важных видов минерального сырья, жизненно необходимых для развития страны, контролируется государством. В правительственном документе «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года»¹ (далее – Стратегия) углеводородные газы и нефть возглавляют список стратегических видов минерального сырья. Газ входит в первую группу полезных ископаемых, разведанные запасы которых при любых сценариях развития экономики удовлетворят необходимые потребности до 2035 г. и в последующий период. Показатель воспроизводства запасов газа в целом по стране установлен на уровне не ниже 50 %.

ПАО «Газпром» для себя установил более высокую планку» – расширенное воспроизводство на уровне не менее 100 %. На протяжении последних 14 лет ежегодный прирост запасов газа за счет геологоразведочных работ (ГРП) превышал добычу. В 2017 г. добыты 472,1 и приращены 852,9 млрд м³ газа, коэффициент воспроизводства 1,8 [1]. В 2018 г. – соответственно 497,6 и 796,6 млрд м³ газа, коэффициент воспроизводства 1,6 [2]. Формально целевой показатель расширенного воспроизводства запасов выполняется, однако структуры приращиваемых и выбывающих запасов качественно различны. Выбывают технологичные запасы уникальных и крупных месторождений, расположенных в обустроенных центрах газодобычи. Вновь приращиваемые запасы по многим показателям характеризуются худшими условиями для промышленного освоения. Основные приросты осуществляются на известных уникальных и крупных месторождениях в процессе их разработки и разведки глубоководных горизонтов. На новых площадях успехи геологоразведки скромные.

В зачет воспроизводства вносятся приросты запасов, полученные в результате доразведки уникальных и крупных месторождений северных акваторий. Но, строго говоря, это

не воспроизводство убывающих запасов действующих газодобывающих центров на суше, а подготовка сырьевой базы для будущих новых морских промыслов со своей спецификой производства.

Организация морских газодобывающих центров в замерзающих арктических морях с их мощными дрейфующими ледовыми полями потребует новых технологий и гигантских финансовых затрат. Выполненный ИПНГ РАН в рамках государственного заказа сравнительный анализ основных характеристик и последствий освоения месторождений углеводородов на арктическом шельфе с точки зрения целесообразности и экономической эффективности добычи показал, что в настоящее время рентабельными для промышленного освоения остаются только традиционные месторождения на суше. В среднесрочной перспективе возможно освоение прибрежного шельфа замерзающих арктических морей и лишь в долгосрочных планах – дальнего шельфа [3].

Действующие газодобывающие предприятия в европейской части страны, в Западной Сибири, создаваемые новые центры по добыче газа в Восточной Сибири эксплуатируют материковые ресурсы, и воспроизводство запасов в ближней перспективе актуально именно в этих районах.

Как известно, Министерство газовой промышленности, предшественник ПАО «Газпром», геологоразведочными работами на новых территориях не занималось. В СССР это было прерогативой Министерства геологии, которое до 1993 г. открыло практически все известные на сегодня уникальные и крупные месторождения природного газа. Открытые и разведанные месторождения являлись государственной собственностью и по мере надобности передавались на баланс Министерства газовой промышленности. Такая практика долгие годы сохранялась после реорганизации Министерства газовой промышленности в акционерное общество. Ниже показана динамика ввода в разработку уникальных и крупных

¹ См. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г. / утв. распоряжением правительства РФ от 22.12.2018 № 2914-р.

месторождений на севере Западной Сибири после 1993 г. [4]:

- 1993 г. – Комсомольское (открыто в 1966 г.);
- 1996 г. – Западно-Таркосалинское (открыто в 1972 г.);
- 1999 г. – Губкинское (открыто в 1968 г.) и Мыльджинское (открыто в 1964 г.);
- 2001 г. – Заполярное (открыто в 1965 г.);
- 2003 г. – Таб-Яхинский участок Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ, открыто в 1966 г.), Вынгаяхинское (открыто в 1968 г.),
- 2004 г. – Еты-Пуровское (открыто в 1971 г.), Песцовая площадь УНГКМ, Анерьяхинский участок Ямбургского газоконденсатного месторождения (ЯГКМ, открыто в 1969 г.);
- 2006 г. – Харвугинская площадь ЯГКМ;
- 2007 г. – Южно-Русское (открыто в 1969 г.);
- 2008 г. – ачимовские залежи УНГКМ (участок «Ачимгаз»);
- 2009 г. – ачимовские залежи УНГКМ;
- 2010 г. – Ярейская площадь Ямсовейского месторождения (открыто в 1970 г.), Западно-Песцовая площадь УНГКМ;
- 2011 г. – Ныдинская площадь Медвежьего ГКМ (открыто в 1967 г.);
- 2013 г. – Бованенковское (открыто в 1971 г.).

В настоящее время ведется подготовка к вводу в промышленную разработку Харасавэйского и Крузенштернского месторождений на Ямале.

В приведенном перечне отсутствуют новые месторождения, открытые после 1993 г. Причина одна: новые месторождения в большинстве своем мелкие, реже средние, сложного строения, многие из них удалены от районов газодобычи. Достигнутый высокий уровень добычи на протяжении последних 25 лет поддерживался за счет ввода в разработку уникальных и крупных месторождений из государственного резерва. На сегодня этот резерв практически исчерпан.

По нефтяным компаниям картина сходная. В целом по стране паритет добычи и прироста формально соблюдается, но с тенденцией ухудшения структуры приращиваемых запасов нефти и газа. После 1993 г. основной прирост извлекаемых запасов нефти (60...85 %) за счет геологоразведки, проводимой нефтяными

компаниями, происходил на разрабатываемых месторождениях. На новых площадях открывались преимущественно мелкие месторождения, причем доля рентабельных запасов не превысила 44,3 % [5].

Объективными факторами снижения эффективности геологоразведки нефти и газа по мере «старения» любого нефтегазоносного района являются измельчение и усложнение новых поисковых объектов, выход на новые глубокопогруженные горизонты. Как правило, первоначально поиски ведутся на крупных поднятиях (своды, валы), и этот период обычно непродолжителен. Например, в Краснодарском крае, колыбели отечественной газовой промышленности, все самые крупные газовые месторождения были открыты в течение нескольких лет (конец 1950-х – начало 1960-х гг.) при сравнительно небольших объемах ГРП и с применением примитивной (в сравнении с современной) сейсморазведки. Нередко первую скважину забуривали до окончания полевых сейсморазведочных работ и открывали месторождение первой пробуренной скважиной. В последующие годы объемы геологоразведки на новых площадях увеличивались, технологии сейсморазведки совершенствовались (массовое применение 3D-сеймики), геологическая изученность, а вместе с ней оценки ресурсного потенциала недр повышались, но успешность ГРП неизменно снижалась.

На севере Западной Сибири в тяжелых природно-климатических условиях, при полном отсутствии инфраструктуры основные месторождения были открыты в начальный период проведения ГРП. К 1993 г. все известные уникальные газовые месторождения уже были поставлены на государственный баланс.

В Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) известные уникальные и крупные газовые месторождения также открыты до 1993 г. Эту НГП никак нельзя назвать «старой», поскольку подавляющее большинство открытых месторождений еще не вводились в разработку. Однако ситуация с открытиями новых месторождений после 1993 г. типична для старых газодобывающих районов. На новых площадях открываются преимущественно мелкие и средние по запасам газовые месторождения, а основные приросты запасов осуществляются за счет доразведки известных уникальных и крупных месторождений. Между тем с точки зрения соотношения невыявленных

ресурсов и разведанных запасов Восточно-Сибирская НГП резко выделяется среди всех остальных нефтегазоносных провинций в материковой части России.

По состоянию на 01.01.2017 в целом по России, трлн м³, остаточные разведанные запасы свободного газа (кат. A+B+C₁) составляли 50,5, запасы C₂ – 18,7 (в сумме 69,2), накопленная добыча – 22,2 (в сумме с запасами 91,4), перспективные ресурсы C₃ оценены в 31,7, прогнозные (кат. D₁+D₂) – в 173,1 (в сумме 204,8) [5]. Из них ресурсы свободного газа C₃+D, трлн м³, на континентальном шельфе оценены в 94,8, на суше – в 110 [6].

Наибольшее количество неоткрытых ресурсов газа числится по Западно-Сибирской НГП: 58,1 трлн м³. На втором месте Восточно-Сибирская НГП: 36,5 трлн м³, что *пятикратно* превышает количество разведанных запасов [6]. Возникает вопрос о достоверности официальных оценок ресурсов. По действующей классификации², запасы – это *выявленное* по данным бурения и *достаточное* для промышленной разработки количество нефти и газа. Ресурсы – *предполагаемое* количество нефти и газа на основе *геологических представлений, теоретических предпосылок*, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований.

Официальные оценки ресурсов – это продукт специально создаваемых для этой цели государственных комиссий из числа именитых ученых и специалистов, руководствующихся устоявшимися *геологическими представлениями и теоретическими предпосылками*. Теоретической основой является официальная осадочно-миграционная теория нефтидогенеза (ОМТН). Основные положения ОМТН хорошо известны: углеводороды генерируются в материнской толще (преимущественно в глинах) из дисперсно-рассеянного органического вещества, мигрируют в прилегающие флюидопроводящие пласты, где образуют первичные гомогенные скопления, способные под воздействием архимедовой силы всплывать по восстанию пласта с заполнением находящихся на пути ловушек.

Любая теория сильна предсказательной функцией. Что касается ОМТН, то за последнее 25-летие проявился слишком большой

разрыв между официальными оценками ресурсов и фактическими приростами запасов на новых площадях, между оптимистическими прогнозами открытия крупных месторождений до начала буровых работ и результатами ГРП. Авторы проектов ГРП не любят признавать свои просчеты в оценках и переадресуют их сейсморазведчикам и буровикам. На самом деле применяемые сегодня в России технические средства сейсморазведки, других геофизических методов не уступают лучшим зарубежным аналогам. Повсеместно и в больших объемах проводится дорогая и высокоточная 3D-сейсморазведка, о которой в годы великих открытий прошлого века геологи даже не мечтали. Снижение эффективности ГРП никак нельзя связывать и с качеством строительства скважин. Подавляющее большинство известных уникальных, крупных, средних и множества мелких месторождений углеводородных газов были открыты с использованием бурового оборудования середины прошлого века. Причины низкой достоверности прогнозов следует искать не в технологиях, а в несовершенстве прогнозно-поисковых моделей, в более широком понимании – в несостоятельности современной прикладной геологической науки.

В Стратегии проблема достоверности прогнозов выделена как весьма актуальная не только по углеводородам, но также по многим видам важнейших полезных ископаемых. В перечень приоритетов научно-технологического развития в сфере геологического изучения недр, поисков, оценки и разведки месторождений углеводородов на первое место поставлены исследования, ориентированные на разработку новых прогнозно-поисковых моделей, адекватных усложнившимся условиям проведения ГРП. В значительной мере это касается новых перспективных комплексов, которые в районах развитой газодобычи залегают, как правило, ниже освоенных разрабатываемых продуктивных пластов, на больших (более 4,0...4,5 км) и сверхбольших (более 6,0 км) глубинах.

К сожалению, в практике ГРП применительно к глубоким горизонтам продолжают использоваться прогнозно-поисковые модели, разработанные для верхнего этажа нефтегазоносности, отличительной особенностью которого является гидрогеологический режим артезианского бассейна. Регионально выдержанные проницаемые пласты чередуются с пластами-флюидоупорами, вместе

² См. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов / введ. 01.01.2016.

образующими нефтегазоносные комплексы. Согласно осадочно-миграционной модели нефтидогенеза каждый такой комплекс представляет собой своего рода природный завод по производству углеводородов. К примеру, газ сеноманских залежей Западной Сибири – продукт «сеноманского завода», а углеводороды нижнемеловых и юрских залежей образовались в одноименных нефтегазоносных комплексах. На основе *теоретических представлений* даются оценки прогнозных ресурсов и рекомендации по направлениям ГРП. Сегодня процесс компьютеризирован и именуется бассейновым моделированием, что не меняет его сути.

Несостоятельность осадочно-миграционной гипотезы применительно к большим глубинам проявляется в низкой степени достоверности прогнозов, о чем уже упоминалось выше. Пока поиски проводились на небольших глубинах, ОМТН в ее прикладном значении не была востребована практикой. В геологоразведке никогда не ставилась задача поисков очагов генерации углеводородов, путей их латеральной миграции, не разрабатывались и соответствующие технологии. Теория и практика мирно сосуществовали, не пересекаясь и не мешая друг другу. Практики руководствовались «антиклинальной теорией», зародившейся в эпоху становления нефтяной геологии еще в середине позапрошлого века. Фонд антиклинальных структур (включая связанные с ними тектонические, литологические и прочие ловушки) до сих пор является одним из основных документов любой нефтегазовой компании, занимающейся геологоразведкой. Структуры ранжируются по ценности и очередности ввода в глубокое бурение. К традиционным критериям положительной оценки поисковых объектов относятся: установленная продуктивность территории, в пределах которой расположена площадь проектируемых работ (лицензионный участок); возможное наличие в разрезе продуктивных пластов; размеры ловушек. При оценке перспективных ресурсов и предполагаемых запасов используется метод аналогий, когда за эталон принимается расположенное поблизости месторождение, содержащее залежи углеводородов в аналогичных по возрасту нефтегазоносных комплексах. По аналогии берутся параметры пористости, нефте- и газонасыщенности, проницаемости (для оценки дебитов скважин), свойства пластовых флюидов.

По существу, геологоразведка занималась не поисками непосредственно углеводородов, а поисками антиклинальных структур как потенциальных резервуаров, где могут находиться углеводороды. Со временем совершенствовались лишь технологии поиска. С середины прошлого века лидирующее положение в этом деле заняла сейсморазведка, которая стала неотъемлемой частью нефтегазового бизнеса.

Пока поиски велись на небольших глубинах, непродуктивные скважины воспринимались как неизбежные допустимые потери. При выходе ГРП на большие и сверхбольшие глубины резко возросли затраты и одновременно увеличилась доля непродуктивных скважин. Далеко не каждая введенная в бурение антиклинальная структура оказалась продуктивной, тем более промышленно продуктивной. Повышение точности локального прогноза месторождений коммерческой значимости стало важнейшим запросом производства. «Антиклинальная» теория начала давать осечки, но и ОМТН для условий больших глубин оказалась бессильной.

Геологическое строение глубоких недр (на древних платформах от 3,5...4,5 км) имеет ряд принципиальных отличий, которые следует учитывать при построении прогнозно-поисковых моделей. Прежде всего, это региональное уплотнение горных пород, ведущее к существенной редукции первичного порового пространства. С увеличением глубины погружения нарастают процессы вторичного трещинообразования, проявляющиеся дискретно в виде изометричных и (или) субвертикально ориентированных флюидопроницаемых зон или субгоризонтальных коридоров повышенной трещиноватости. Вследствие уплотнения и деформационных процессов усиливаются процессы качественных преобразований недр. Пластово-слоистая структура, характерная для верхней части осадочного чехла, с глубиной погружения трансформируется сначала в пластово-блоковую и далее в блоковую, при которой региональные латеральные потоки подземных вод и углеводородов в принципе существовать не могут [7]. Выделение регионально выдержанных нефтегазоносных комплексов на больших глубинах становится невозможным. Соответственно, невозможна и дальняя латеральная миграция нефти и газа. Флюидодинамическая связь между соседними

блоками затруднена либо вообще отсутствует, разгрузка флюидов возможна только в направлении дневной поверхности, т.е. вертикально.

Режим вертикальной разгрузки флюидов может быть квазистационарным (медленная рассредоточенная разгрузка) или пульсационным (флюидные инъекции) по протяженным субвертикальным трещинным системам, образованным в результате геодинамических и сопутствующих флюидодинамических процессов. В качестве примера вертикальных каналов разгрузки глубинных флюидов можно назвать кимберлитовые трубки, широко распространенные на Сибирской платформе.

Заполняться углеводородами будут структуры (ловушки), расположенные в зоне влияния вертикальных каналов разгрузки флюидов. Следовательно, должна меняться парадигма поисково-разведочных работ: нужно искать залежи не «площадным» способом, а в зонах развития вертикальных каналов разгрузки флюидов. Концентрация ресурсов и формирование месторождений коммерческого значения происходят в зоне стыковки вертикального флюидопроводящего канала (каналов) с региональной крышкой. На древних платформах наилучшим газопором на больших глубинах являются соленосные формации. Все другие типы газопоров (крышек), известные для условий верхнего этажа нефтегазоносности (глины, глинистые известняки, доломиты и др.), утрачивают газопорные свойства. Практический интерес может представлять только первый природный резервуар под региональной крышкой. Все более глубокие пласты, даже характеризующиеся кондиционными значениями емкостного пространства, заведомо не будут содержать залежей промышленного значения [8]. Эта закономерность четко прослеживается в любом солеродном нефтегазоносном бассейне мира. В Прикаспийском солеродном бассейне все известные уникальные месторождения – Оренбургское, Карачаганакское, Астраханское, Тенгизское, Кашаганское – и многие другие поменьше залегают под региональной соленосной крышкой.

Итак, *главным критерием*, которым следует руководствоваться при прогнозировании зон концентрации ресурсов углеводородов на больших глубинах, является наличие надежного регионального газопора. Другой важный критерий – наличие под крышкой подводящего вертикального флюидопроводящего

канала. Такие каналы парагенетически ассоциируются с крупными высокоамплитудными поднятиями (валы, своды).

Под региональной крышкой далеко не всегда залегают пласты с удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами. Вследствие регионального уплотнения породы-коллекторы претерпевают значительные изменения. Первичное поровое пространство сильно редуцируется, уступая первенство трещинам и кавернам. Глубже 5 км эффективная пористость как терригенных, так и карбонатных пород в массе своей не превышает нескольких процентов, а такие низкие значения характеризуют неколлектор. На больших глубинах кондиционные значения первичной пористости встречаются в единичных маломощных пластах.

Вторичное емкостное пространство состоит из каверн и трещин, образованных в результате геодинамических напряжений, литификации пород и гидротермальных процессов. Вторичная емкость на один-два порядка меньше первичной. Важно подчеркнуть, что вторичное разуплотнение пород развивается не повсеместно, а дискретно и носит очаговый характер. Для того чтобы могла сформироваться залежь промышленного значения с большой плотностью запасов, необходим мощный аккумулярующий пласт толщиной не менее 100 м [8].

Следующая группа критериев связана с прогнозируемыми типами ловушек. Мировая и отечественная практика поисково-разведочных работ свидетельствует, что на больших глубинах все выявленные залежи газа промышленного значения приурочены к локальным поднятиям. Литологически и стратиграфически экранированные залежи газа на больших глубинах вне связи с поднятиями не известны.

Локальное поднятие должно быть достаточно крупным и высокоамплитудным, чтобы вместить в себя мощный (более 100 м) пласт-коллектор. Если между крышкой и коллектором залегают так называемая ложная крышка (толща рассеивания), то расчетная амплитуда поднятия должна быть увеличена на толщину ложной крышки. Соответственно, площадь структуры для платформенных структур будет измеряться многими десятками и даже сотнями квадратных километров.

И наконец, важно учитывать фактор блокового строения локальных поднятий на больших

глубинах [9]. В настоящее время не существует надежных коммерческих геофизических методов, позволяющих широкомасштабно проводить геофизические работы, ориентированные на поиск и разведку блоковых структур. Под коммерческими геофизическими методами понимаются апробированные общедоступные унифицированные технологии, увязанные с серийно производимой аппаратурой и программным обеспечением. Повсеместно используемый в сейсморазведке метод отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ ОГТ 2/3D), прекрасно зарекомендовавший себя для условий *горизонтально-слоистых* сред, имеет существенные ограничения для работы с субвертикальными границами. Недостаточное разрешение (кратность и плотность) 2D- или 3D-сеймики и недостаточное количество разведочных скважин часто оборачиваются построением излишне оптимистичной геологической модели.

В настоящее время повсеместно практикуются моделирование только целевого интервала из всего разреза, а также последующее закругление модели (*англ.* upscaling). Для построения целостной картины строения участка недр, выявления протяженных субвертикальных и субгоризонтальных флюидопроводящих каналов/коридоров, геологических аномальных тел с субвертикальными разделами этих данных недостаточно.

В эпоху «бумаги и карандашей» никому в голову не приходило строить геологический разрез месторождения только по целевому горизонту. Для подсчета запасов строились укрупненные разрезы по целевым интервалам, тем не менее интерпретация разреза была сквозной.

Стандартными сейсмическими методами разрывные нарушения и зоны аномальной плотности (разуплотнения или кольматации) выделяются только по косвенным признакам, прежде всего по потере корреляции субгоризонтальных отражающих границ. Если таких границ нет или они слабо выражены, что характерно для больших глубин, то выделение соответствующих нарушений и аномальных зон становится практически невозможным. Даже использование комплекса геофизических методов применительно к решению данной задачи дает во многих случаях неудовлетворительный результат. Большие сложности возникают у интерпретаторов при наличии протяженных

субвертикальных нарушений. Реальные нарушения или неоднородности разреза могут быть превратно приняты за ошибки обработки данных или влияние неоднородностей верхней части разреза, например участки растепления многолетнемерзлых пород. Возможна и обратная ситуация, когда технические погрешности обработки принимаются за геологические события и под них подводится какая-либо из существующих гипотез геологического развития. Последний случай встречается гораздо чаще, особенно когда интерпретацию выполняют специалисты, плохо представляющие процессы полевых работ и обработки сейсмических данных (не принимавшие непосредственного участия в таких работах).

Разработчики геофизической аппаратуры и методик по-прежнему берут за основу традиционную упрощенную горизонтально-слоистую модель или чуть более сложную горизонтально-слоистую модель, осложненную клиноформенными и линзовидными литологическими телами. Назрела необходимость создать для геофизиков новые поисковые модели, учитывающие блоковое строение недр и поисковых объектов. На основе этих поисковых моделей будут сформулированы технические задания на разработку новых методик, алгоритмов и аппаратуры.

Для доразведки уникальных и крупных нефтегазовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и актуализации их геолого-гидродинамических моделей необходимо применение новых комплексов методов, в полной мере использующих эксплуатационный фонд пробуренных и новых скважин (включая нагнетательные и наблюдательные) и консолидирующих старую и новую геолого-геофизическую информацию с данными промысловых и гидрогеологических наблюдений. Наиболее перспективны из них методы геофизических исследований скважин, способные работать через обсаженную колонну (или даже насосно-компрессорные трубы), углубленное исследование шлама на станциях геолого-технологических исследований и в лабораториях, «тонкая» гидрогеологическая геохимия (в том числе по редкоземельным элементам, стабильным изотопам, маркерам), высокоразрешающая «уточняющая» 2D-сейсморазведка с использованием легкомобильных сейсмостанций и виброисточников, способных работать вблизи газодобычной инфраструктуры

и охранных зон (для оптимального выбора точек заложения кустов эксплуатационных скважин и направления горизонтальных окончаний).

Обратим внимание еще на один важный момент доизучения зрелых уникальных газовых месторождений (Медвежьего, Уренгойского и др.), который требует переосмысления. Если в первые годы освоения месторождение рассматривалось геологами и разработчиками как единый гидродинамический объект, то после двадцати-сорока лет интенсивной эксплуатации гигантские месторождения «распадаются» на отдельные флюидоблоки, которые нужно рассматривать как самостоятельные крупные, средние и мелкие месторождения со своими «наборами» залежей. Это подтверждается вариативностью дебитов, геохимических показателей пластовых флюидов и положения флюидальных контактов. Соответственно, необходимы «индивидуальная» доразведка этих «новых» месторождений и создание своих геолого-гидродинамических моделей, на базе которых будут проводиться корректировки запасов углеводородов и технологических схем разработки. Нужно понимать, что мы имеем дело не с «газоконденсатным месторождением Медвежьим», а с «группой газоконденсатных месторождений, расположенных на лицензионном участке Медвежьем» (которые когда-то были единым месторождением).

Замена традиционных прогнозно-поисковых антиклинальных моделей пластово-блоковыми и межблоковыми актуальна не только для глубоких горизонтов, но также для древнейших отложений, сегодня залегающих на традиционных глубинах, но ранее испытывавших глубокое погружение. Это прежде всего подсолевые продуктивные кембрийские и протерозойские комплексы Сибирской платформы. Результаты ГРП свидетельствуют о блоковом строении месторождений. Высокопродуктивные участки соседствуют с низкопродуктивными и «сухими» зонами. Слабоизученным явлением представляются обширные зоны природной кольматации коллекторов в весьма привлекательных на первый взгляд структурах (чаще всего рассматриваемых на первых порах в качестве «рифов»). Очевидно, в прошлом это были зоны повышенной циркуляции высокоминерализованных вод, но при изменении термобарических условий произошла кристаллизация труднорастворимых солей. Комбинация традиционной сейсморазведки с пассивной сейсмометрией,

геохимией и забытой магниторазведкой может помочь выделить зоны повышенной флюидодинамики или же кольматации.

В заключение еще раз обратимся к Стратегии, где исследования, ориентированные на разработку новых прогнозно-поисковых моделей, выделены в качестве главного приоритета. В этом ключе представляются важными и актуальными детальными исследованиями флюидодинамических характеристик продуктивных и перспективных интервалов разреза на средних и больших глубинах комплексом геофизических, геохимических и промысловых методов. Серьезную геологическую проблему в освоении запасов углеводородов на европейской и восточносибирской территориях являют собой зоны природной кольматации и разуплотнения. В отношении «старых» – базовых – уникальных месторождений необходимо изменить концептуальный подход к доразведке и переосвоению с учетом флюидодинамической дезинтеграции.

Список литературы

1. Восполнение запасов // Газпром. – 2018. – № 9. – С. 5. – <https://www.gazprom.ru/f/posts/87/300169/gazprom-magazine-2018-09.pdf>
2. 796,6 млрд куб. м газа. «Газпром» увеличивает запасы // Газпром. – 2019. – № 4. – С. 6. – <https://www.gazprom.ru/f/posts/44/807649/gazprom-magazine-2019-4.pdf>
3. Жилина И.В. Сравнительный анализ приоритетных направлений освоения природного газа в России из различных типов источников / И.В. Жилина, А.В. Ершов // Научный журнал Российского газового общества. – 2018. – № 3–4. – С. 27–32.
4. Глобальная корпорация. «Газпром» отмечает четвертьвековой юбилей // Газпром. – 2018. – № 1. – С. 8–12. – <https://www.gazprom.ru/f/posts/87/278223/gazprom-magazine-2018-1-2.pdf>
5. Варламов А.И. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.Ю. Виценовский и др. // Геология нефти газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25.
6. Люгай Д.В. Концептуальные основы стратегии развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России и ПАО «Газпром» до 2050 г. / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 4–15.

7. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В.И. Дюнин. – М.: Научный мир, 2000. – 472 с.
8. Коротков Б.С. Перспективы поисков промышленно значимых залежей углеводородов на больших глубинах в России / Б.С. Коротков, С.Б. Коротков, В.Ф. Подурушин. – М.: Газпром экспо, 2009. – 114 с.
9. Коротков С.Б. Газ на больших глубинах: новые модели поисковых объектов и направления совершенствования методов ГРП / С.Б. Коротков. – М.: Газпром экспо, 2012. – 108 с.

Ways to increase performance of geological prospecting in gas-producing regions

B.S. Korotkov¹, S.B. Korotkov^{2*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Innovative Oil and Gas Technologies (IOGT) LLC, Bld. 2, Estate 36, Obrucheva street, Moscow, 107014, Russian Federation

* E-mail: s.korotkov@iogt.ru

Abstract. Hydrocarbon gases and oil head a list of strategically important raw materials in a governmental Strategy for development of a mineral resource base of Russian Federation until 2035. It is stated that the shown reserves of gas will cover the demand until 2035 and further in any cases of economical evolution. A performance indicator of reserves reproduction at the expense of geological prospecting must not be less than 0,5. Last years, the Gazprom PJSC factually goes beyond a key performance indicator of not less than 1,0. The chief increment of gas reserves occurs at known big and unique fields. For different reasons, these new reserves are not able to support major gas production in the nearest and possibly in midterm future.

In spite of high official estimations of the predicted resources, efficacy of geological prospecting at new areas nearby the operated centres of active gas production turned out to be low. A case of Eastern Siberia is especially illustrative, as geological prospecting has dynamically developed here last years. Authors explain this phenomenon by poor validity of prognostic exploratory models, which base on traditional ideas and theoretical prerequisites of a sedimentary-migratory concept of naftidogenesis. At the same time, layer-block and block modifications of the traditional anticlinal models are popular among geologists now. Nevertheless, to plan field and in-office works with geophysical logs an a priori anticlinal model is still used.

Designers of geophysical equipment and mathematical instruments for data processing must have accurate information on expected sizes of objects, its permeability, porosity and physical properties, bedding angles, fluid dynamics. For example, platform blocks outstand with the near-verticality of intra-block zones and vertical and horizontal shifts practically unobservable at seismic profiles. It considerably troubles data interpreting and geological modelling. At gross depths (6...7 km and more), acoustic gradients of various soft rocks converge, and modern apparatuses can't set apart separate layers against the background of chaotic seismic reflections.

Addressing these issues evidently refers to development of new procedures for data processing and interpretation of extra seismic information. The necessary provisions are the considerably increased frequency of recording, sufficient distances, and accurate compliance with field techniques. Procedures which enable singularizing of the near-vertical fractured or fluid-saturated zones seem the most promising, e.g. side-view seismic location, and passive seismic survey.

Keywords: natural gas, resources, reserves, geological prospecting, efficiency, prognostic exploratory models, deep horizons, Eastern Siberia, Siberian platform, continental shelf.

References

1. Restocking [Vospolneniye zapasov]. *Gazprom* [online]. 2018, no. 9, pp. 5. (Russ.). Available from: <https://www.gazprom.ru/f/posts/87/300169/gazprom-magazine-2018-09.pdf>
2. 796.6 bcm of gas. Gazprom is enlarging reserves [796,6 mlrd kub. m gaza. "Gazprom" uvelichivayet zapasy]. *Gazprom* [online]. 2019, no. 4, pp. 6. (Russ.). Available from: <https://www.gazprom.ru/f/posts/44/807649/gazprom-magazine-2019-4.pdf>
3. ZHILINA, I.V., A.V. YERSHOV. Comparative analysis of primary Russian trends to develop natural gas from sources of various kinds [Sravnitelnyy analiz prioritnykh napravleniy osvoyeniya prirodnogo gaza v Rossii iz razlichnykh tipov istochnikov]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*. 2018, no. 3–4, pp. 27–32. ISSN 2412-6497. (Russ.).

4. Global corporation. Gazprom celebrates its 25th anniversary [Globalnaya korporatsiya. “Gazprom” otmechayet chetvertvekovoy yubiley]. *Gazprom* [online]. 2018, no. 1, pp. 8–12. (Russ.). Available from: <https://www.gazprom.ru/f/posts/87/278223/gazprom-magazine-2018-1-2.pdf>
5. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.Yu. VITSENOVSKIY, et al. Status of a base of raw hydrocarbons in Russian Federation and ways to increase it [Sostoyaniye i puti narashchivaniya syryevoy bazy uglevodorodov v Rossiyskoy Federatsii]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 3, pp. 5–25. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. LYUGAY, D.V., V.A. SKOROBOGATOV. Conceptual foundation of strategy for development of minerals and raw materials reserves for gas industry and PAO «Gazprom» up to 2050 [Kontseptualnyye osnovy strategii razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossi i PAO “Gazprom” do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gasextractive regions of Russia, pp. 4–15. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. DYUNIN, V.I. *Hydrogeodynamics of deep horizons at oil-gas-bearing basins* [Gidrogeodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov]. Moscow: Nauchnyy mir, 2000. (Russ.).
8. KOROTKOV, B.S., S.B. KOROTKOV, V.F. PODURUSHIN. *Outlooks for searching commercial hydrocarbon deposits at gross depths in Russia* [Perspektivy poiskov promyshlenno znachmykh zalezhey uglevodorodov na bolshikh glubinakh v Rossii]. Moscow: Gazprom Expo, 2009. (Russ.).
9. KOROTKOV, B.S. *Gas at gross depths: new models of sought objects and ways to perfect methods of geological prospecting* [Gaz na bolshikh glubinakh: novyye modeli poiskovykh obyektov i napravleniya sovershenstvovaniya metodov GRR]. Moscow: Gazprom Expo, 2012. (Russ.).