

## **ПОКРЫШКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕДР**

А.М. Хитров

Доклад о деятельности лаборатории стратегии и развития  
ресурсной базы нефтегазового комплекса ИПНГ РАН  
к 25-летию института

Лаборатория стратегии развития ресурсной базы нефтегазового комплекса создана в 2003 году. В лаборатории ведутся работы по двум основным научным направлениям - перспективы развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России, а также оценки рисков, разведки и разработки залежей углеводородов на основе выделения и картирования покрышек. В результате 10-летней деятельности лаборатории был получен ряд органически связанных друг с другом научных и практически значимых результатов.

Лабораторией разработана новая «Концепция управления рисками геологоразведочных работ на нефть и газ», которая в 2005 году вошла в Отчет о деятельности Российской академии наук (т. 3) «Основные исследования и разработки научных учреждений РАН, готовые к практическому применению». Данная концепция базируется на теории трехслойных моделей природных резервуаров и заключается в выделении и картировании истинных и ложных покрышек углеводородов на основании данных, полученных в результате использования геофизических методов, оценки ресурсов и запасов углеводородов в коллекторах под каждой из выделяемых истинных покрышек, оценки надежности картирования прогнозируемых залежей. Практическая апробация и анализ применимости основных положений концепции, выполненные на материалах Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Охотоморской провинций, показывают возможность значительного повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ как в пределах отдельных лицензионных участков, так и на территории всей страны (при массовом применении). Данная концепция не имеет аналогов в мировой практике.

Теория трехслойного строения природных резервуаров (ПР) появилась в 70-х годах прошлого столетия благодаря работам Б.В. Филиппова (1967), В.Д. Ильина (1986) и других исследователей. Ее суть заключается в том, что в слабопроницаемых толщах пород

над коллекторами выделяются флюидоупоры (истинные покрышки) и промежуточные по своим свойствам пласты – промежуточные комплексы или ложные покрышки (ЛП) [1,2,3](рис.1). Ложные покрышки не являются препятствием для миграции углеводородов и часто (но не всегда) несут признаки нефтегазонасыщенности.

В 1980-х годах теория трехслойного строения ПР была доведена (усилиями главным образом В.Д. Ильина с коллективом соавторов) до уровня отраслевых методических рекомендаций. Важнейшим результатом ее практического применения стала возможность выявления заведомо бесперспективных объектов, что позволяло, избежать бурения пустых поисковых скважин. Однако почти все примеры практического применения данной теории в нашей стране были связаны с работами вышеупомянутых вышеавторов. Лишь в 2012 году группа сотрудников НК «Роснефть» (В.А. Кринин и др.) в одной из публикаций представила пример использования положений методических рекомендаций для прогноза нефтеносности локальных структур вблизи Ванкорского месторождения.

За рубежом это направление исследований в 1980 – 2010 годах носило характер качественных оценок надежности покрышек, что не позволяло перейти к выбору наиболее перспективных объектов для глубокого бурения, отсеивая заведомо бесперспективные. До сих пор в практике западных компаний риски выявления покрышек оцениваются с помощью вероятностно-статистических литологических таблиц. Лучшими покрышками признаются толщи солей и глин большой мощности, в случаях появления в таких толщах пластов другой литологии такие покрышки считаются менее надежными. Сотрудниками ИПНГ РАН установлено, что покрышки залежей нефти и газа могут быть тонкими, с мощностью порядка первых единиц метров. Эти значительные достижения, однако, не позволяли перейти к прогнозу новых залежей под тонкими зональными и локальными покрышками.

Авторам впервые удалось совместить западные табличные способы оценок качества покрышек с представлениями В.Д. Ильина о трехслойном строении природных резервуаров. Впервые было математически строго доказано, что трехслойное строение резервуаров прямо следует из слоистой неоднородности толщ, залегающих над перспективными горизонтами-коллекторами, что позволило перейти к более строгим численным оценкам вероятностей существования залежей под каждой из возможных покрышек (рис. 2).

Покрышки залежей УВ выделяются и картируются по данным геофизических методов (рис. 3). Характеристики истинных покрышек(ИП) должны иметь фоновые показате-

ния по газовому каротажу и относительно низкие значения сопротивлений – по индукционному, отвечающие полностью водонасыщенной части разреза. Нами предложено в качестве показателя, характеризующего литологию пластов, выбрать отношение показаний нейтронного гамма-каротажа (в условных единицах) к показаниям гамма-каротажа в мкР/ч ( $I_{нгк}/I_{гк}$ ).

В ЛП присутствуют прямые признаки нефтегазонасыщенности по газовому каротажу и повышенные сопротивления по электрическим методам ГИС (индукционному или боковому). При этом невозможно установить корреляционную связь между литологией и насыщенностью пласта в области величин  $I_{нгк}/I_{гк}$ , больших 0,38, и с электросопротивлениями больше 10 Ом.м. При меньших значениях корреляционная связь существует. Иногда нельзя также проследить изменения насыщенности в зависимости от положения скважин на структуре (что обычно наблюдается). Пласты-неколлекторы не всегда имеют большие электросопротивления во внутриконтурных скважинах, по сравнению с контурными. Все это свидетельствует о "пятнистой" нефтегазонасыщенности ЛП, то есть мы имеем явные, в том числе прямые, признаки отсутствия экранирующих свойств пластов с  $I_{нгк}/I_{гк} > 0,38$ , и  $\rho_n > 10$  Ом.м – газопоказания по газовому каротажу выше фоновых. Другими словами, эти пласты могут пропускать мигрирующие углеводороды, а значит, должны быть отнесены к ложным покрышкам.

Разумеется, указанные выше граничные численные значения «истинная – ложная покрышка» нельзя рассматривать как универсальные. Это «статистическая» граница – такая же, как «коллектор – неколлектор» и в каждом случае ее следует устанавливать вновь для конкретного района (объекта).

Обобщенные палетки для выделения истинных и ложных покрышек по материалам ГИС для любых разрезов осадочного чехла представлены на рис.4. Истинные покрышки находятся в крайней правой и крайней левой частях обобщенных универсальных палеток. Остальные карбонатные, галогенные и терригенные породы-неколлекторы в каждом из циклов осадконакопления следует рассматривать только как ЛП (средние части обобщенных палеток).

Эти результаты интерпретации материалов ГИС позволяют сделать вывод о том, какая доля пород из осадочного чехла является ИП, какая доля ЛП, а какая – коллекторами. Оказывается, всего лишь около 20 – 25 % мощности осадочного чехла

составляют коллекторы, около 60 – 65 % мощности чехла – это ЛП (слабопроницаемые породы), и только 10 – 15 % в сумме дают пласты – ИП.

Этот инновационный прием интерпретации материалов каротажа разработан в ИПНГ РАН и позволяет работать с любым разрезом осадочных пород в любой нефтегазоносной провинции мира.

Учитывая, что в разрезах осадочных толщ обычно существует относительный дефицит истинных покрышек, можно полагать, что существование тектонически экранированных залежей в очень большом числе случаев попросту невозможно, поскольку практически любой разлом – это путь миграции УВ, и по поверхности разлома ИП, особенно тонкие, могут контактировать крайне редко (рис. 5). На Сарычинском месторождении (рис. 6) наблюдается именно такой редкий случай, когда смещение по разлому оказалось равным толщине отложений между двумя разновозрастными ИП (ИП1 и ИП2) и они пришли в соприкосновение через плоскость сместителя.

На основании разностороннего и разномасштабного (детального, локального, зонального) изучения тектонически экранированных моделей залежей теория трехслойного строения ПР предлагает несколько альтернативных моделей (рис. 7). В традиционной модели природный резервуар имеет двучленное строение: считается, что разлом играет роль экрана, структура содержит тектонически экранированную залежь, высота которой превышает амплитуду антиклинали по кровле коллектора. Модель, созданная на основе теории трехслойного строения природных резервуаров, демонстрирует, что в пределах структуры существуют три самостоятельных локальных природных резервуара, экранированных тремя локальными ИП, критические седловины находятся в точках пересечения ИП разломом, разлом экраном не является. Месторождение содержит три залежи.

Поскольку теория трехслойного строения ПР устанавливает четкие количественные соотношения между элементами структуры, литологией и параметрами залежей, становится возможным в сложнопостроенных месторождениях УВ, разбитых на блоки, выяснить, чем именно контролируется каждая залежь, и доказать, что залежи, считающиеся тектонически экранированными, являются обычными пластовыми сводовыми или массивными. Для этого необходимо сравнить смещение по каждому конкретному разрывному нарушению (РН) с толщиной ИП и соответственно делать вывод о влиянии этого РН на сохранность залежи УВ.

Установлено, что вопреки широко распространенной в мировой геологической науке и практике точке зрения тектонические нарушения (разломы) почти никогда не являются экранами для залежей углеводородов. Этот фундаментальный вывод является существенным дополнением к антиклинальной теории формирования залежей и кардинально меняет существующие научные основы методов поисков, разведки и разработки приразломных залежей, ранее обычно считавшихся тектонически экранированными. На основании теории трехслойного строения природных резервуаров созданы альтернативные модели залежей, классифицируемых как тектонически экранированные и приуроченных к различным тектоническим и фациальным условиям в главнейших НГП России.

Теория трехслойного строения ПР дает начало новой концепции управления рисками геологоразведочных работ на нефть и газ, отличающейся тем, что в последовательность определения вероятностей, определяющих риски геологоразведки, впервые введена численная оценка вероятностей существования залежей в трехслойных природных резервуарах, которая определяется на основе выделения и картирования истинных и ложных покрышек. В случае пересечения антиклинали разрывным нарушением выражении «вероятность существования закартированной структурной формы» приобретает смысл «вероятность существования структурной формы выше уровня пересечения разрывным нарушением подошвы ИП».

Выражение для оценки финансового риска проекта

$$R = C_S + N \cdot C_W - C_H \cdot (P_{\text{ип}1} \cdot P_{V1} \cdot Q_1 - P_{\text{ип}2} \cdot P_{V2} \cdot Q_2 \cdot (1 - P_{\text{ип}1}) - P_{\text{ип}3} \cdot P_{V3} \cdot Q_3 \cdot (1 - P_{\text{ип}1}) \cdot (1 - P_{\text{ип}2})),$$

где  $R$  – финансовый риск;  $P_{\text{ип}1}$  – вероятность существования (в.с.) ИП<sub>1</sub>;  $P_{\text{ип}2}$  – в.с. ИП<sub>2</sub>;  $P_{\text{ип}3}$  – в.с. ИП<sub>3</sub>;  $P_{V1}$  – в.с. закартированной структурной формы под ИП<sub>1</sub>;  $P_{V2}$  – в.с. закартированной структурной формы под истинной покрышкой ИП<sub>2</sub>;  $P_{V3}$  – в.с. закартированной структурной формы под истинной покрышкой ИП<sub>3</sub>;  $N$  – число скважин;  $C_W$  – стоимость скважины;  $C_S$  – стоимость сейсмических и геофизических данных;  $C_{oi}$  – стоимость нефти;  $Q_1$  – объем перспективных ресурсов в залежи 1;  $Q_2$  – объем перспективных ресурсов в залежи 2;  $Q_3$  – объем перспективных ресурсов в залежи 3.

В случае, когда величина финансового риска  $R$  отрицательна, геологоразведочный проект является успешным. И наоборот, если значение  $R$  положительно, то проект неосостоятелен.

Развитие научно-методологической базы, с учетом новых подходов к геологическим моделям, полученным на существующей стадии изученности недр, требует пересмотра и разработки новых подходов в методике оценки перспектив нефтегазоносности основных нефтегазодобывающих регионов России.

В рамках научно-исследовательских работ выполнен анализ современного состояния сырьевой базы углеводородов России. Установлено, что основные нефтегазоносные регионы России обладают хорошим потенциалом для воспроизводства минерально-сырьевой базы за счет прогнозных ресурсов углеводородов (около 50% начальных суммарных ресурсов углеводородов). Основная часть выявленных запасов, в целом по России, сосредоточена на разрабатываемых месторождениях (рис. 8), где уровни добычи уже начали снижаться. Доля месторождений, подготовленных к промышленному освоению, в разных регионах составляет: по нефти – от 0,4 до 6,5%; по газу – от 0,2 до 4,2%. В последние годы увеличилась доля месторождений, находящихся в разведке. Сейчас их процент варьирует: по нефти – от 2,1% в НГП Северных морей до 12,5% в Восточной Сибири; по газу – от 0,1% на Дальнем Востоке до 5,4% в Западной Сибири. Достаточно хороший задел перспективных ресурсов категории С<sub>3</sub>, который в среднем составляет 12–15% по нефти в отдельных провинциях. По газу ситуация несколько отличается – доля перспективных ресурсов колеблется в широких пределах – от 0,2 до 9,8%.

Несмотря на большое количество открытых месторождений в основных добывающих регионах – Западной Сибири и европейской части России, изученность отдельных нефтегазоносных областей (НГО) не равномерна, как по площади, так и по стратиграфическим комплексам, что, в свою очередь, позволяет рассчитывать на прирост запасов за счет открытия новых залежей. Это подтверждается новыми данными по «старым» нефтегазоносным провинциям. В качестве основных направлений работ для воспроизводства минерально-сырьевой базы на территории России рассматриваются следующие объекты:

- **Западно-Сибирская НГП:** Надым-Тазовское междуречье, акватории Карского моря, Тазовской и Обской губ, Ляпинский мегапрогиб и сопредельные структуры, полуостров Ямал, Гыданская, Турухан-Елогуйская и Предьенисейская НГО. Таким образом, основными направлениями ГРП являются периферийные слабоизученные части Западно-Сибирской НГП и нижние недостаточно изученные продуктивные комплексы; также по-прежнему актуальны и перспективны работы по добыче углеводородов в ХМАО [1, 2, 9, 10, 11, 13 и др.].

• **Волго-Уральская НГП:** карбонатные и терригенные отложения нижнего и среднего карбона, а также девонские карбонатные породы Татарской области; терригенный комплекс девона, связанный с системой грабенов и горстов, восточная часть Нижневолжской нефтегазоносной области, где этот комплекс погружен на глубины до 5 км и еще не изучен; северо-западная часть провинции (Казанско-Кажимский и Вычегодский прогибы, Коми-Пермяцкий свод и др.); перспективы открытия новых месторождений связаны также с юго-восточной частью Волго-Уральской провинции [4, 6, 8].

• **Северо-Кавказская НГП:** в последние годы было уточнено геологическое строение нефтегазоносных комплексов мезозоя, выделены новые перспективные объекты в меловых, юрских и триасовых отложениях Ирклевской впадины, Тимашевской ступени, южного склона Азовского свода. Приоритетными направлениями для поисков залежей нефти и газа являются отложения в пределах Западного Предкавказья и Сулакской впадины на востоке Терско-Каспийского передового прогиба [6, 8, 16].

• **Тимано-Печорская НГП:** в качестве основных направлений работ для воспроизводства минерально-сырьевой базы рассматриваются следующие объекты: юг Верхнепечорской впадины, северная часть Ижма-Печорской и Коротайхинской впадин, северо-восточная часть Хорейской впадины, Косью-Роговская впадина, гряда Чернышева, впадины Печоро-Колвинского авлакогена – Тибейвиская и Верхнелайская, шельф Баренцева моря [2, 3 и др.].

• **Прикаспийская НГП:** солянокупольная тектоника — основная отличительная черта строения региона. Соляные купола нижнепермской соли прорывают надсолевые отложения пермского и мезозойского возраста, с которыми связаны залежи нефти многих месторождений провинции. Подсолевые отложения, имеющие большое значение для дальнейших поисков месторождений нефти и газа в палеозое, на большей части территории залегают глубоко и почти не изучены бурением. В качестве основных перспективных направлений выделяют: Астраханский свод (подсолевые горизонты – карбон, девон); приобортовые зоны с относительно неглубоким залеганием подсолевых палеозойских отложений; слабоизученная центральная часть Прикаспийской мегасинеклизы [4, 6, 7, 8].

• **Балтийская НГО:** перспективны отложения кембрия, ордовика, силура, девона и перми [4].

• **НГП Восточной Сибири:** в настоящее время здесь интенсивно ведутся региональные геолого-разведочные работы. В результате намечены основные направления ра-

бот для воспроизводства МСБ: ачимовский клиноформный комплекс нижнего мела на Таймыре, крупный рифогенный массив в отложениях нижнего – среднего кембрия на севере Красноярского края (восточный борт Курейской синеклизы), зона распространения рифовых построек в нижнем кембрии в Южно-Тунгусской НГО, терригенные комплексы венда, район Енисей-Хатангского прогиба [1, 8, 11].

• **НГП Дальнего Востока:**перспективными являются меловые, палеогеновые и неогеновые отложения. В качестве основных объектов для поисково-разведочных работ рассматривают юго-западную часть острова Сахалин, Центрально-Камчатский, Восточно-Камчатский, Олюторский, Вывенский, Литкенский и Пылговаямский прогибы. Здесь отмечаются многочисленные прямые и косвенные признаки нефти и газа. Перспективы этого нефтегазоносного региона достаточно высоки [8, 15].

• **НГП Северных морей:**значительные объемы осадочного чехла, сосредоточенные в отрицательных структурах, позволяют предполагать высокий нефтегазогенерирующий потенциал провинции. Обширные поднятия, примыкающие к этим очагам генерации, и содержащиеся в разрезе региональные коллекторы и покрышки, свидетельствуют о больших аккумулирующих возможностях в пределах всей Баренцевоморской провинции. На Земле Франца-Иосифа и на Новой Земле выявлены битумопроявления. Кроме того, в качестве перспективных направлений поиска месторождений нефти и газа выделяют следующие объекты: Штокмановско-Ледовая, Лудловская и Лунинская седловины, Южно-Лаптевская впадина, Усть-Ленский грабен, глыба Де-Лонга и Северо-Сибирская область поднятий [5, 8].

На основании исследования ресурсного потенциала Тимано-Печорской, Западно-Сибирской и Енисей-Анабарской НГП предложено создание северной трубопроводной системы (три трубы – нефте-, газо- и конденсатопровод в одном коридоре) от г. Дудинки до г. Мурманска. Данная система может стать альтернативой другим новым проектам или их дополнением с целью устойчивого развития нефтегазовой промышленности страны на перспективу до 2050 года.

Уникальный ресурсно-производственный потенциал Западной Сибири, безусловно, позволяет на длительную перспективу (100 и более лет) рассматривать ее в качестве главной нефтегазодобывающей базы страны, не имеющей реальной альтернативы в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также и на континентальном шельфе. Добыча нефти в Западной Сибири составляет более 70%, а газа – более 90% от суммарной добычи



в целом по России. Главные преимущества добычи в этом регионе – это благоприятная структура разведанных запасов, хорошо развитая инфраструктура нефтегазовой промышленности, преобладание нефти с низким содержанием серы и других примесей.

Процесс создания мощностей по добыче углеводородов достаточно длительный – существует большой временной лаг между окончанием разведки и началом разработки, поэтому развитая нефтегазовая инфраструктура имеет большое значение для планирования дальнейших геолого-разведочных работ. Освоение морских месторождений осложняется отсутствием развитой береговой инфраструктуры и разработанной технологии доступа к ресурсам УВ в условиях Арктики. К тому же стоимость бурения скважин на шельфе в 5 – 7 раз выше, чем на суше. Поэтому для освоения арктического шельфа необходимо создание общих узлов добычи для моря и прилегающей суши, а также развитие научно-технических разработок в области извлечения ресурсов нефти и газа в столь сложных геолого-географических условиях.

Добыча нефти в России в последние годы растет: в 2008 г. она составила 453,4 млн.т., в 2009 г. – 494,3 млн.т., в 2010 г. – 504,9 млн.т., в 2011 г. – 509 млн.т. Это говорит о том, что пик нефтедобычи в стране еще не пройден.

Долгосрочный прогноз уровней добычи нефти, выполненный на основе результатов оценки по состоянию на 01.01.2002 г., с использованием историко-статистического метода, позволяет планировать развитие нефтегазового комплекса России до конца XXI века. В ближайшие годы ожидается рост нефтедобычи за счет активного восполнения запасов. **Прогноз возможных уровней добычи нефти при минимальных затратах на геологоразведочные работы** показывает, что пик добычи, при таком сценарии, придется на 2017 – 2019 годы и составит около 540 млн.т. в год. Примерно после 2065 года, когда все оцененные в настоящий момент (по состоянию на 01.01.2002г.) ресурсы будут переведены в запасы промышленных категорий, произойдет, возможно, более резкое падение уровней добычи. По такому сценарию к концу XXI века возможные уровни добычи могут составить 80 – 90 млн.т. в год (рис. 9). Для предотвращения падения добычи нефти уже сегодня необходимо вести работы по поискам и разработке новых месторождений.

Развитие научно-методологической базы и использование концепции управления рисками геологоразведочных работ на нефть и газ позволяют достоверно обосновывать новые направления и объекты для поисковых работ. Разработка и применение новых подходов для оценки перспектив нефтегазоносности основных регионов России приведут к

увеличению ресурсной базы (начальных суммарных ресурсов углеводородов) страны как минимум в 1.5 – 2 раза. Соответственно, **при смене парадигмы подготовки запасов** объемы добычи в год могут быть удержаны на уровнях 500 – 600 млн. т. – нефти и конденсата и 600 – 700 млрд. м<sup>3</sup> – газа в течение длительного времени, вероятно, до конца XXI века.

При изучении вопросов национальной энергетической безопасности выявлено, что энергопотребление в России должно быть на уровне 2250 млн. т. в год. Это потребует увеличения добычи всех видов энергоносителей в 2,5 – 3 раза. Соответственно, **добыча нефти для устойчивого развития России** должна составить порядка 1000 млн. т, что, по нашему мнению, вполне достижимо, исходя из еще не оцененного, уникального ресурсного потенциала страны.

Для этого необходимо выполнение комплекса следующих мероприятий: принятие нового закона о недрах, совершенствование налогового законодательства, системы лицензирования, повышение размеров инвестиций в ТЭК, стимулирование недропользователей на проведение геологоразведочных работ, применение новых, более эффективных энерго-сберегающих методов добычи и переработки УВ.

Важный элемент этого комплекса – современное налоговое законодательство не в полной мере отражает и учитывает специфику нефтяного бизнеса, основными особенностями которого являются: различные горно-геологические и географо-экономические условия добычи нефти и газа, высокая капиталоемкость и длительный инвестиционный цикл проектов по разработке месторождений, большая волатильность цен на мировом рынке энергоносителей.

Одновременное существование действующей и введение новой системы налогообложения для месторождений нефти и газа в зависимости от стадии их разработки обеспечит эволюционный характер реформирования – сохранение принципа преемственности и постепенный переход к более прогрессивной системе налогообложения нефтегазового сектора.

В государственном масштабе за счет оптимизации налоговой системы будут созданы экономико-правовые условия для эффективного и долгосрочного развития отрасли, рационального недропользования, привлечения инвестиционного капитала в освоение сырьевой базы УВ страны, своевременного и достаточного пополнения бюджета государства, крупнейшим налогоплательщиком которого является нефтегазовый сектор экономики.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Авраменко М., Коржубаев А., Эдер Л.* // Нефтегазовый комплекс: точки роста — Сибирь и Дальний Восток // *Континент Сибирь*: Апрель 2009. №12.
2. *Белонин М.Д.* О стратегии освоения топливно-энергетического ресурсного потенциала недр России// *Сборник тезисов докладов «Стратегия развития и освоения сырьевой базы основных энергоносителей в России»*. СПб, ВНИГРИ, 2004. С. 12-15.
3. *Богданов М.М., Флоренская Т.В., Алешина Н.В.* Тимано-Печорская провинция: варианты и приоритетные направления геолого-разведочных работ воспроизводства запасов нефти // *Геология нефти и газа*. 2006.№2. С. 8 – 19.
4. *Гайдукова Т.А.* Нефтегазоносные провинции и области России: учебное пособие. 2006.
5. *Галиева Е.Р.* Оценка перспектив нефтегазоносности баренцевоморского бассейна по критерию скорости осадконакопления // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2009. – Т. 5, №4. – [http://www.ngtp.ru/rub/5/28\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/5/28_2009.pdf)
6. «Государство уходит. Расходы на ГРП непрерывно сокращаются» // По материалам Роснедр – Нефтесервис. – 2011.№1.
7. *Дмитриевский А.Н., Волож Ю.А.* Ресурсные загадки Каспийского региона // *Мировая энергетика*. 2008. Ноябрь – декабрь.
8. *Клещев К.А.* Основные направления поисков нефти и газа в России // *Геология нефти и газа*.– 2007.№2.
9. *Когтев Ю., Мысак И.*Геология инвестиций// *Нефть и газ. практика*, №166 от 7 сентября 2011 г.: Тематическое приложение к газете «Коммерсантъ».
10. *Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф., Беляев С.Ю., Буриштейн Л.М., Вальчак В.И., и др.* Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // *Геология, геофизика и разраб.нефт. и газовых месторождений*. – 2006. №5-6. – С. 9-24.
11. *Конторович В.А., Еришов С.В.* Нефтегазовый резерв Западной Сибири // *Успехи науки*. –2010. №3. – С. 26-29.
12. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: Метод. рек. / В.Д. Ильин и др. М.: ВНИГНИ, 1982.
13. Переоценка перспективных, прогнозных и суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: отчет по дого-

вору 48–03: в 4 т. ФГУ МПР РФ, ФГУ Тюменский ТФИ, ГУПР и ООС ТО, ТФ ИГНГ СО РАН; рук. ак. Конторович А.Э.; исполн.: Бурштейн Л.М. и др. – Новосибирск, 2003.

14. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ) / М.Д.Белонин, Ю.Н.Григоренко, Л.С. Маргулис и др. – СПб: Недра, 2003. – 120 с. + 2 вкладки.

15. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре: Метод. указ. / В.Д. Ильин и др. М.: ВНИГНИ, 1986.

16. Разработка методологии исследований и оценки структурных изменений сырьевой базы нефтегазового комплекса России с научным обоснованием темпов подготовки запасов углеводородов в период реализации «Энергетической стратегии России до 2020 года» и на перспективу до 2050 года: отчет НИР / ИПНГ РАН; рук. к.г.-м.н. Хитров А.М.; исполн.: Попова М.Н. и др. – Москва, 2006 г.

17. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Л.: Недра, 1967.

ПРИЛОЖЕНИЕ

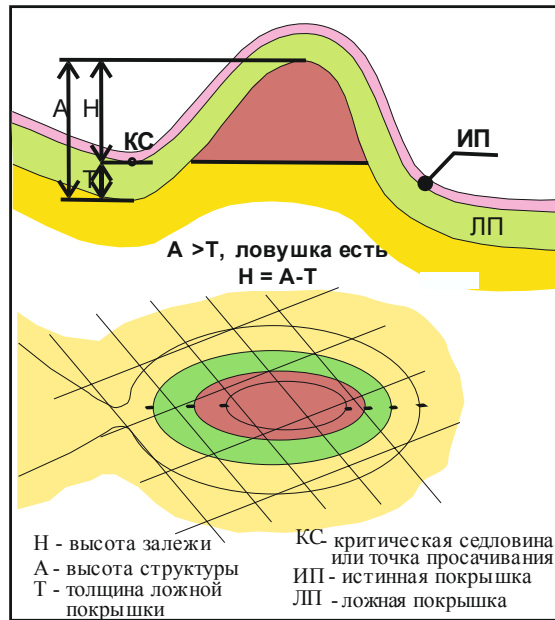


Рис. 1. Экранирование залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров

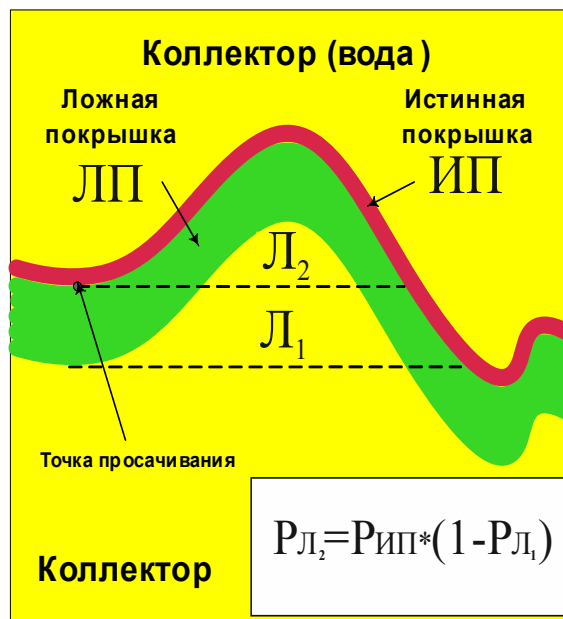


Рис. 2. Вероятность существования ловушки Л<sub>2</sub>

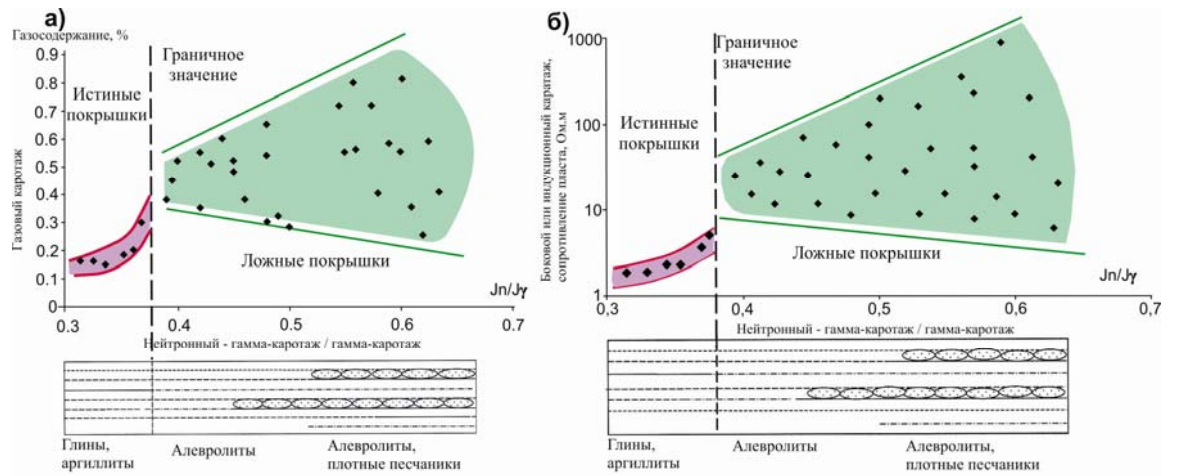


Рис. 3. Определение граничного значения “истинная покрывка - ложная покрывка” в терригенном разрезе: а) по данным радиоактивного и газового каротажей; б) по данным радиоактивного, индукционного (и бокового) каротажей

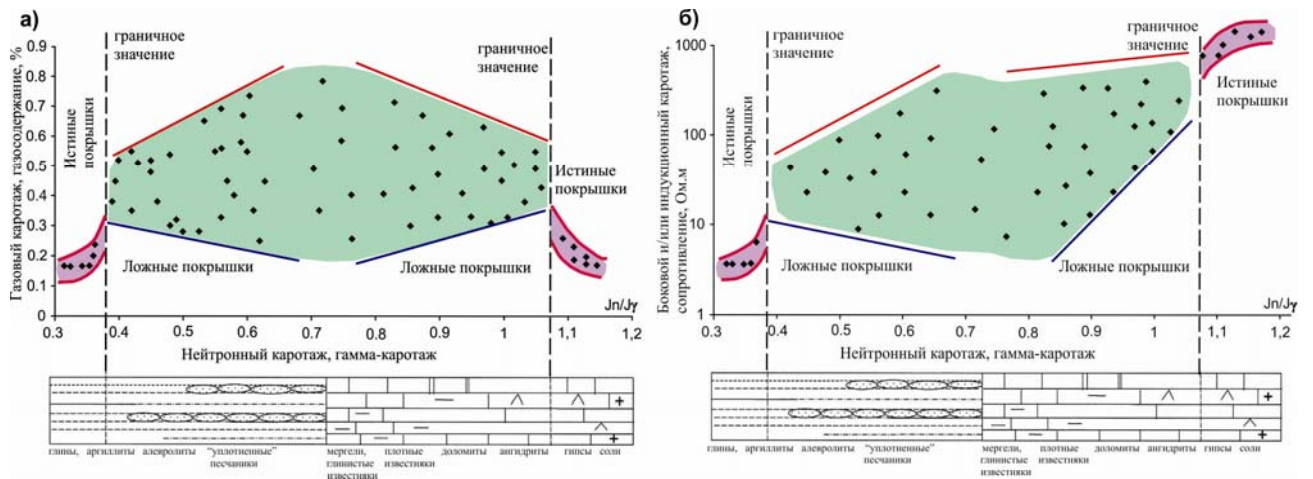


Рис. 4. Обобщенная палетка для выделения истинных и ложных покрывок: а) по газовому и радиоактивному каротажам; б) по боковому, индукционному и радиоактивному каротажам

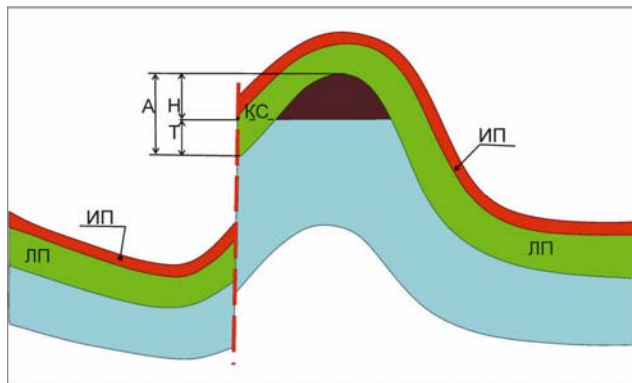


Рис. 5. Ловушка УВ при нарушении антклинализразломом.  
Усл. обозначения см. к рис. 1

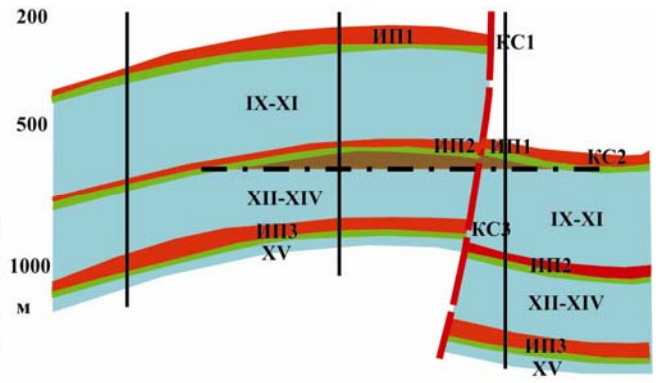
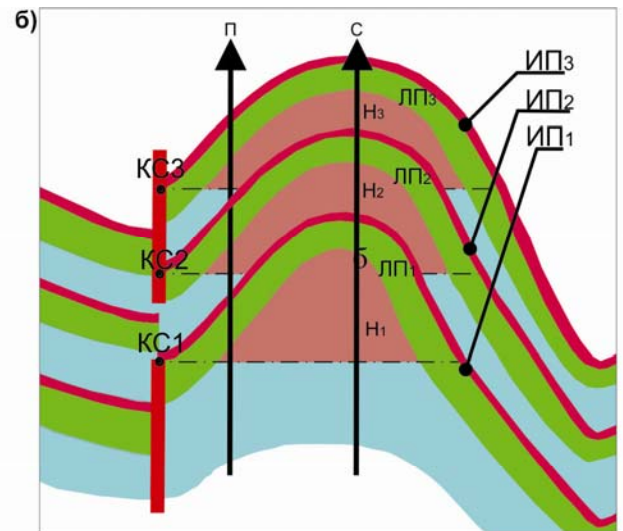
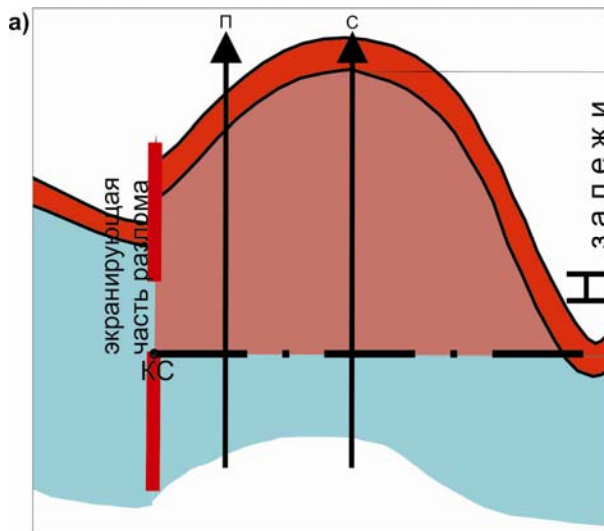


Рис. 6. Сарычинское месторождение.  
Профиль по критическому направлению



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ :

№ скважины Альтитуда ротора, м Скважины пробуренные Забой скважин	линия размыва линия согласного залегания	инт.: нефтенасыщенный водонасыщенный уровень ВНК	испытание в экспл. колонне	КС критическая седловина F3 разрывное нарушение
истинная покрывка ложная покрывка нефте-газоносные коллекторы	водоносные коллекторы			

Рис. 7. Модели месторождения УВ в структуре, осложненной разрывным нарушением:  
а) традиционная модель; б) модель, созданная на основании теории трехслойного строения природных резервуаров

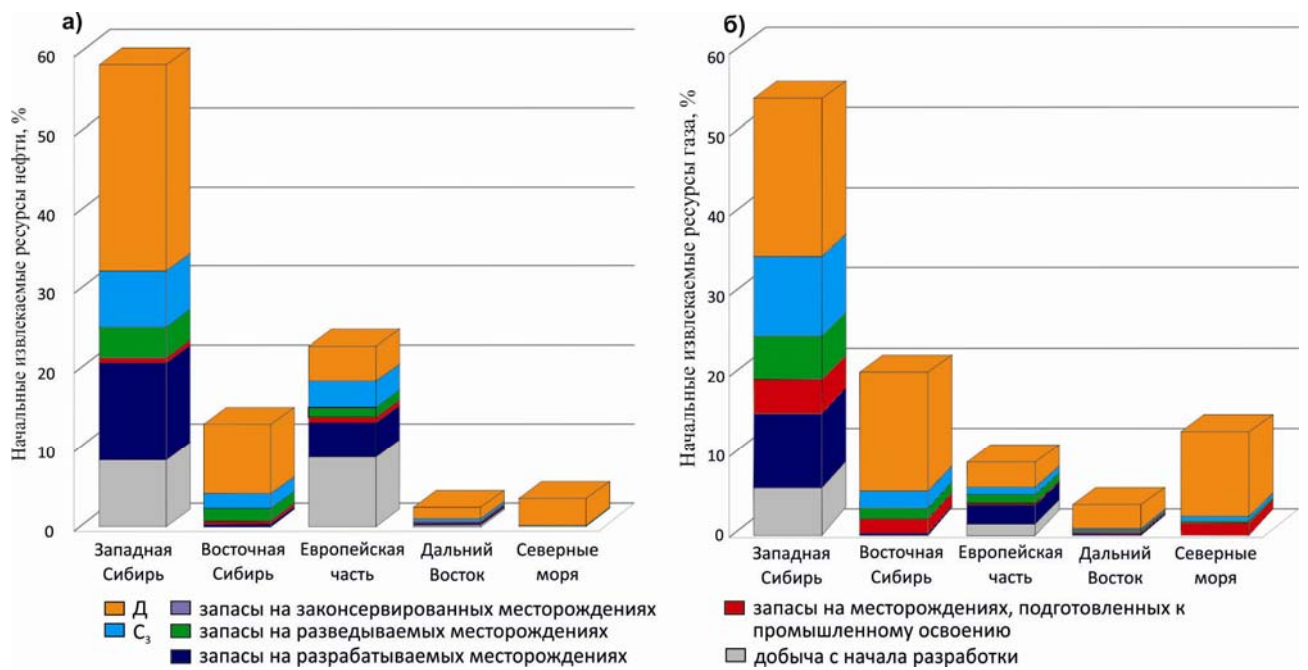


Рис. 8. Распределение структуры начальных извлекаемых ресурсов в основных нефтегазоносных регионах России: а) нефти; б) газа



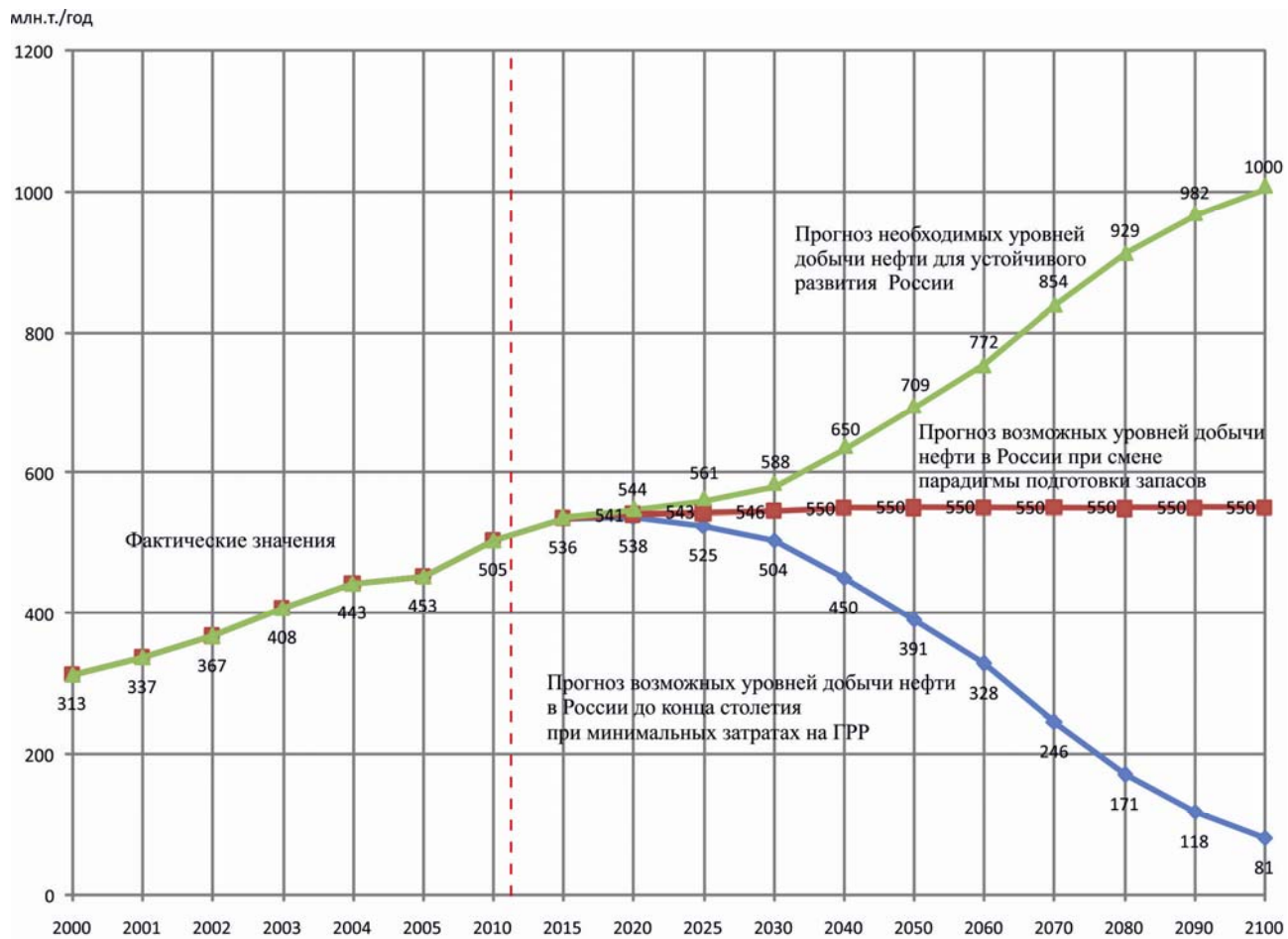


Рис. 9. Прогноз возможных уровней добычи нефти в России до 2100 года