

Выводы

Геосинеклиза зажата между герцинскими структурами складчатых поясов и древним Сибирским кратоном, что послужило причиной общего прогибания с последующим "выпучиванием" земной коры.

Месторождения углеводородов Западной Сибири сосредоточены в центральной, наиболее прогнутой, части геосинеклизы и приурочены, в основном, к зонам перетока УВ, обусловленным воздыманием отдельных структур.

Крупнейшие и уникальные месторождения газа приурочены к зоне сочленения разновозрастных мегаблоков гетерогенного фундамента и сосредоточены вдоль р. Пур, месторождения нефти в большей степени сосредоточены в пределах Хантейской антеклизы вдоль широтного Приобья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири / А.Э. Конторович [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2006. – № 5–6. – С. 9–23.
2. Кулагин О.А. Новые сейсмогеологические данные по Лянтинскому мегапрогибу // Горные ведомости. – Тюмень: СибНАЦ, 2007. – № 9. – С. 46–50.
3. Балдин В.А. О выделении на севере Сибири крупнейшей Обско-Лаптевской гряды // Материалы междунар. конф. – Геленджик, 2008.
4. Кулагин О.А., Кориков А.П. Депрессионные объекты на севере Западной Сибири и их связь с нефтегазоносностью // Материалы междунар. конф. – Геленджик, 2009.
5. Бочкарев В.С. Тектоника Западно-Сибирского мегабассейна // Материалы междунар. конф. – Тюмень, 2007.

УДК 553.98.001

Мы видим только то, что понимаем.
(Ж. Гогель)

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРАКТИКИ И МЕТОДОЛОГИИ ПОИСКОВ НЕФТИ – ОТ ЗАБЛУЖДЕНИЙ ЗАСТОЯ К НОВОМУ МИРОВОЗЗРЕНИЮ ПРОГРЕССА

А.И. Тимурзиев

(ОАО "Центральная Геофизическая Экспедиция")

Введение. Нефтегазовая геология XIX–XX вв. развивалась от практики нефтепоисков к теории нефтегазообразования и нефтегазонакопления на основе эволюции геотектонических концепций. Теория всегда отставала на шаг от практики, развитие последней шло методом проб и ошибок, следствием чего явилось текущее плачевное состояние эффективности поисковых работ, выраженное в успешности поискового бурения. И звучащие сегодня хвалебные реляции по поводу открытий крупнейших нефтегазоносных бассейнов (НГБ) мира на основе гипотезы осадочно-миграционного происхождения (ОМП) нефти не более, чем дань уважения памяти геологов-нефтяников, стоявших за грандиозными открытиями прошлого века.

Исторически разведка новых нефтегазоносных территорий в СССР шла от центров нефтедобычи к периферии, от верхних к нижним этажам разведки, по принципу от известного к неизвестному. После Баку и Грозного были Волго-Уралье, Западная Сибирь, Тимано-Печора, Восточная Сибирь. Сегодня пришло время акваторий Северного и Тихого океанов – последнего круга доступных для разведки территорий России. Почему Западную Сибирь не вводили в разведку в первую очередь, ведь она самая богатая ресурсами, да и объем осадочного выполнения у нее самый большой? Почему до открытия здесь "большой нефти" потрачены десятилетия безуспешных поисков и колоссальные затраты? Почему подсолевую нефть Прикаспия открывают в конце XX в., хотя нефть на

Эмбе добывают с начала XX в.? На все эти и многочисленные другие "почему" есть простой ответ: необеспеченность практики поисков эффективной, научно обоснованной теорией нефтегазообразования и методикой прогнозирования нефтегазоносности недр.

В это трудно поверить, но по данным Н. Христофорова "самое крупное нефтяное поле мира в Персидском заливе считалось бесперспективным в течение более 20 лет. Первая нефть в Северном море была получена после того, как 200 (!) пробуренных скважин оказались сухими". Историю освоения Западной Сибири мы не приводим, она описана в учебниках. Можно ли считать при этом нефтегазовую практику научно обеспеченной, претендующей на эту роль гипотезой ОМП нефти? В целом неблагоприятную картину состояния теории нефтегазовой геологии усугубляют практика поисково-разведочных работ, как показатель научной зрелости гипотезы ОМП нефти, и результативность поисков, как следствие обоснованности и состоятельности руководящей теории. Доказательства? Они в изобилии могут быть цитированы из независимых источников. Но прежде о вызовах XXI в., с которыми столкнулась геология нефти.

Геология нефти и газа начала XXI в. – проблемы и пути решения. Сегодня как никогда актуальными являются вопросы повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ. В новых условиях хозяйствования, когда производственные затраты нефтяных компаний (НК) превратились из

абстрактных бюджетных цифр в реальные отчисления из прибылей хозяйствующих субъектов, политика снижения затрат через сокращение программ поисково-разведочных работ обернулась крайней формой диспропорции в объемах поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а также в объемах прироста запасов и добычи нефти и газа. Отсутствие взвешенной государственной политики стимулирования геолого-разведочных работ (ГРР) и прироста запасов (как пример, отмена налога на ВМСБ) усугубляет это положение. Как следствие – неуклонное снижение обеспеченности НК и страны в целом подготовленными ресурсами и разведанными запасами нефти и газа*. Как известно, современное состояние ресурсной базы НК характеризуется не только ухудшением структуры и качества запасов нефти (более 50 % текущих извлекаемых запасов нефти относится к трудноизвлекаемым), обводненность скважин на основных разрабатываемых месторождениях старого фонда достигает 80 % и более.

Тактика обеспечения текущих задач (накопление первичного капитала) отодвинула стратегию долгосрочного планирования на неопределенную перспективу. Происходит это не по умыслу или неведению, а главным образом, из-за отсутствия средств на долгосрочное инвестирование в геологоразведку в условиях отсутствия государственной политики регулирования и контроля ГРР. Значительное удорожание работ на подготовку запасов нефти и газа и отсутствие революционных технических и технологических решений в этой области привели к свертыванию и стагнации поисково-разведочных работ в подавляющем большинстве нефтегазоносных регионов страны.

Сегодня, когда фактически разрушена академическая, вузовская и отраслевая нефтегазогеологическая наука и активно внедряются западные технологии ("шлюмберизация" российского нефтегазового комплекса по образному выражению Союза производителей нефтегазового оборудования, – Геофизика. 2004. № 3), возникла иллюзия возможности подмены геологических методов (в том числе знаний и интуиции геолога) высокотехнологичными техническими методами поисков нефти (тотальная компьютеризация, трехмерная сейсморастворка, интеллектуальное бурение и др.).

Отдавая должное техническому прогрессу, заметим, что технологии являются всего лишь инструментом в руках "всевидающего" геолога. Прямых технических методов поисков залежей нефти и газа в настоящее время не существует и в ближайшее время не предвидится. Крайне низкий коэффициент подтверждаемости аномалий прямых методов поисков свидетельствует о невозможности на данном уровне развития прямого технического решения задачи и необхо-

димости подхода к прогнозированию нефтегазоносности недр на генетической основе. Сейсморастворка – сегодня основной метод подготовки объектов под поисково-разведочное бурение, даже в трехмерном исполнении и с максимально высоким разрешением, не позволяет выявлять залежи нефти. Она лишь с большей степенью достоверности и детальностью картирует структуры, которые при определенных благоприятных условиях могут содержать залежи нефти, а могут их и не содержать. Подтвердит эту неопределенность только долото. Вопрос лишь, какой ценой?...

Успешность поисков залежей нефти и газа как была в пределах 10...30 % в "низкотехнологичном" прошлом СССР и "высокотехнологичном" сегодня США, так и держится в этих пределах сегодня. И будет держаться завтра и послезавтра, и до тех пор, пока нефтяники от поисков структур (даже самыми технически продвинутыми методами) не перейдут к поискам нефтесодержащих ловушек, т. е. залежей нефти и газа. Смысл повышения эффективности поисково-разведочных работ сводится к очевидной задаче – ранжированию структур, которые сегодня с большой детальностью картируются методом объемной сейсморастворки, на продуктивные и непродуктивные ловушки нефти и газа. Если решается эта задача, то происходит колоссальная экономия средств, которые тратятся на поисково-разведочное бурение на заведомо непродуктивных структурах.

Круг замыкается. Прогресс техники и многократное удорожание технической составляющей поисков и разведки залежей не обеспечили решение главной задачи – снижения затрат на тонну разведанных запасов нефти и газа. Происходит обратное – затраты на подготовку запасов нефти и газа растут, порой настолько существенно, что объективно тормозят процесс их подготовки.

Есть ли выход в сложившейся ситуации? Есть ли решения, позволяющие революционно изменить положение в области успешности поисков и разведки залежей нефти и газа? Да, они есть. И решения эти носят интеллектуальный, а не технический характер. Они многократно дешевле и многократно эффективнее технических методов решения поставленных задач.

Суть их – в забытых геологических знаниях и истинах (законах), поиску которых посвятили себя поколения отечественных геологов-ученых и практиков, шаг за шагом приближаясь к пониманию глубинных причин нефтегазоносности недр. Сегодня, когда над геологом-исследователем не довлеет груз идеологических пут и шоры не застилают пылкий разум, ему открыты безграничные возможности творческого поиска. На пути решения сложнейших вопросов нефтегазоносности недр геолог остался один на один с его величеством фактом и физическими законами, управляющими материальным миром. И решения эти лежат в познании универсальных причинно-следственных связей пространственно-стратиграфической локализации залежей нефти и газа в недрах земной коры.

* Заявления о долговременной обеспеченности НК разведанными запасами не более чем тиражируемый СМИ миф на фоне резкого ухудшения структуры запасов, резерва прироста запасов и устойчивого падения добычи нефти и газа в течение последних 5 лет.

Знание этих связей и механизма формирования залежей, как физики процесса, определяют набор генетических критериев нефтегазоносности, необходимых и достаточных для нефтегазообразования. Критерии нефтегазоносности, основанные на закономерностях локализации (объемной концентрации) выявленных запасов УВ, определяют набор геолого-технических методов поисков и разведки их залежей.

Задача сводится к формализации геологических критериев нефтегазоносности недр, сопоставлению и описанию закономерностей нефтегазоносности изучаемой территории количественными параметрами, выявлению корреляционных зависимостей и поиску новых залежей по признакам устойчивых связей нефтегазоносности недр с математическими моделями нефтегазоносности. Резонный вопрос: если решения так просты, почему они до сих пор не стали достоянием геологической общественности и практики поисков? Ответ простой и одновременно жесткий. Без деидеологизации нефтегазовой геологии от устаревших догм губкинской руководящей гипотезы ОМП нефти на вопросы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции и приведения практики (стратегии и тактики) поисково-разведочных работ в соответствие со здравым смыслом, геологическими условиями залегания нефти в земной коре и физическими законами, их определяющими, правильные решения невозможны. Усилия одиночек-энтузиастов от здравого смысла не в состоянии решить проблему в ее системно-прикладном аспекте. Необходимы смена парадигмы онтогенеза нефти на уровне массового сознания геологов-нефтяников страны и системная организация усилий по поиску нового знания от вузовской скамьи и профессорской кафедры до геолога промысла и руководителя отрасли.

И это лишь часть задач, решение которых возможно на генетической основе. В условиях освоения нижних горизонтов осадочных толщ и верхних горизонтов метаморфических комплексов и гранитного основания фундамента с преобладанием вторичных порово-трещинных и каверново-трещинных коллекторов, горно-складчатого обрамления ОБ и шельфовых и глубоководных океанических впадин, традиционные методы поисков приходят в явное противоречие с существующей в этих толщах неоднородностью строения коллекторов, резервуаров и связанных с ними залежей УВ. Как следствие – повсеместные примеры потери скважин, попадающих за пределы насыщенных зон. В особо сложных случаях неоднородности трещинных резервуаров, пластово-жильных и жильных залежей нефти и газа эти потери составляют до 50 % фонда разведочных скважин. Целенаправленные поиски таких сложных объектов на традиционной основе в принципе невозможны.

Изучение фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов, геометризация и прогнозирование зон их пространственного распространения – самостоятельная и сложная задача, решение которой невозможно без понимания совместного механоде-

формационного и флюидодинамического (сочетание дислокационного и гидрохимического эпигенеза) механизма формирования (модель эксплозивного флюидодинамического прорыва нефтяных диапиров) и гидротермально-метасоматической природы вторичных коллекторов трещинной группы. Мы вплотную подошли к решению задачи объемного картирования зон распространения вторичных коллекторов трещинной группы (и связанных с ними залежей нефти и газа) на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора [19]. В идеале эти разработки позволяют оконтуривать зоны распространения трещинных коллекторов по площади структур и по разрезу литологически однородных толщ. Практическая значимость этих методов неопределима, поскольку за редким исключением бурение скважин в описанных толщах – это прямой риск их потери из-за неопределенности геометрии резервуаров на поисково-разведочном этапе работ. Невозможность сплошного опробования толщ однородных карбонатных или гранитных пород, при неоднозначной интерпретации материалов ГИС, приводит на практике к повсеместному пропуску продуктивных интервалов в разрезе скважин. И это лишь часть проблем, с которыми приходится сталкиваться нефтяникам повсеместно в низкопроницаемых толщах с трещинными коллекторами.

По итогам 30-летних исследований мы довели до законченных технических решений основные вопросы прогнозирования нефтегазоносности недр от регионального пространственно-стратиграфического районирования ОБ и его структурных элементов до дифференциации (ранжирования) локальных структур выявленного фонда по их продуктивности. В последнем случае выбраковка непродуктивных структур до стадии бурения осуществляется с предельно высокой вероятностью. Работы проходят тестирование как элементы бассейнового моделирования в рамках глубинно-фильтрационной концепции онтогенеза нефти.

Включая комплекс методов решения сопутствующих геолого-промысловых задач (прогнозирование зон распространения коллекторов по площади, расчленение литологически однородных толщ в разрезе скважин на коллекторы и неколлекторы (покрышки), прогноз АВПД, реконструкции НДС горных пород, прогнозирование параметров трещинных систем и др.), до законченных технических решений доведены более 10 методов прикладной геологоразведки (патенты и "ноу-хау"). На основе приложения знаний глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, основанной на идеях об абиогенном происхождении и вертикальной фильтрации УВ из глубинных недр, могут быть и решаются многие стоящие перед разведчиками недр задачи. На примере запада Туранской плиты (Южно-Мангышлакская и Северо-Бузачинская нефтегазоносные области) были показаны пути решения некоторых задач [4–11] на материалах советского периода развития геологической нефтяной мысли, в значительной

степени скованной идеологическими ограничениями и административными барьерами. Современное прочтение этих подходов на новой инструментальной и программной основе позволяет выйти уже на технологические решения методов прямых поисков нефти [12–20].

Сегодня геолога ничто и никто не ограничивает – ни теоретические догмы и учения, ни вышестоящие инстанции. Ничто и никто, кроме идейной чистоты и признания абсолюта истины. А истина (по классикам) – это плод ошибок трудных. Систематизированные Знания, практический Опыт и здравый Смысл – вот что должно двигать в решении теоретических и прикладных задач нефтяной геологоразведки. У академических ученых в избытке было первое, у практикующих геологов – второе, при явном недостатке здравого смысла у тех и других. И виной тому – система подготовки кадров и идеологизация науки, сформировавшие поколения геологов-нефтяников "губкинского" толка. 10...30%-я успешность поисков нефти – это не наука (да простит меня Губкин), это – ремесло. Вы скажете, на продвинутом Западе успешность поисков нефти не выше. А кто сказал, что Запад в авангарде геологической науки? Да, они и 3D и 4D внедряют, но ищут они не нефть. Они ищут структуры, и долото дает им все те же 10...30 %. Запад тоже нашей, "губкинской" закалки. У Запада свой "кризис роста", они пытаются подменить индивидуальные знания и интуицию геолога массовым внедрением кнопочных технологий компьютерного моделирования.

Крайности вредны, а в геологии нефти как нигде. Нужно стремиться к разумному альянсу знания и технологий, когда одно другое не подменяет, а взаимно дополняет и развивает.

Об эффективности поисков нефти. По данным Г.А. Габриэлянца, В.Н. Порокуна, Ю.В. Сорокина (1985) успешность поисков, оцениваемая долей открытых месторождений, в общем числе находящихся в поисковом бурении площадей, колебалась от 46,4 % в 1965 г. до 28,9 % в 1977 г. и составила в среднем по СССР: в VIII пятилетке – 36 %, в IX пятилетке – 35,7 %, в X пятилетке – 32 %, за три года XI пятилетки – 31 %.

Есть все основания полагать, что цифры эти завышены в 2...3 раза, о чем свидетельствуют следующие данные по успешности поисковых работ в бывшем СССР [3]. По данным [3], за период с 1965 по 1972 г. в среднем по СССР на открытие одного месторождения приходилось 7 поисковых скважин, т. е. вероятность положительного результата составила в среднем 1/7, или $P = 0,14$. Вероятность положительного результата характеризует коэффициент успешности поискового бурения, величина которого составила всего 14 %.

Приведем пример из новейшей истории. За период 1992–2003 гг. на территории Волго-Уральской НГП подготовлено к бурению более 700 новых структур, изучено бурением около 800 структур. Средний коэффициент успешности поисковых работ на разбу-

ренных структурах составляет 0,3 на фоне общего двукратного снижения средней эффективности поисково-оценочных работ за 1998–2003 гг. в сравнении с периодом 1993–1997 гг. (Постнова Е.В. и др., 2004).

Понятно, что в постсоветское время в связи с распадом геологического пространства страны на лицензионные участки хозяйствующих субъектов, централизованная статистика не ведется и об эффективности ГРП по отдельным НГБ и стране в целом можно только догадываться.

По данным Н.Я. Кунина и Е.В. Кучерука (1985) на каждую пробуренную в США продуктивную поисково-разведочную скважину в среднем приходится 9 непродуктивных (коэффициент успешности поисково-разведочного бурения ~10 %).

Сравнение числа открываемых месторождений с объемами поисково-разведочного бурения показало (Nehring R., 1990), что в 1980-е гг. наблюдался существенный рост эффективности поискового бурения, достигший максимума за всю историю разведки на нефть в США в 1988 г. (почти 6 месторождений на 100 поисковых скважин, коэффициент успешности 6 %).

По данным М.К. Калинин (1991), несмотря на исключительно интенсивное использование компьютерной техники при обработке геологической информации, успешность нефтегазописковых работ в Италии находится на среднемировом уровне – 14 % (информация о результатах нефтегазописковых работ в Италии, полученных за все время их проведения, начиная с середины прошлого столетия, содержалась в докладе Л. Маттавели (научный центр "Аджио") на 3-м совещании ЕАРС, которое состоялось во Флоренции 26–30 мая 1991 г.).

Успешность поисков снизилась за последнее время на 20 % по миру и на 30 % по США. В США нефть можно добывать только из каждой десятой из пробуренных скважин (Высоцкий В.И., 2005). Девять из десяти скважин оказываются "сухими". Изложенное наглядно демонстрирует график, характеризующий плачевное состояние успешности поисково-разведочного бурения в США, наиболее технически и технологически продвинутой стране мира (рис. 1).

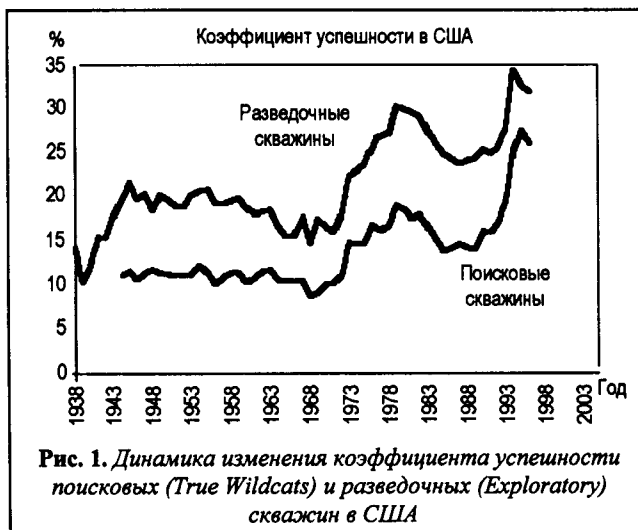


Рис. 1. Динамика изменения коэффициента успешности поисковых (True Wildcats) и разведочных (Exploratory) скважин в США

По данным Kansas Geological Survey (www.kgs.ku.edu) в 2008 г. в штате Канзас было открыто 102 новых месторождения и расширены (разведаны) другие поля, при этом было пробурено 1690 нефтяных и 1620 газовых скважин. Несложный расчет показывает, что для открытия одного месторождения бурилось 32,5 скважины, а коэффициент успешности составил 3,1 %.

Как видим, достигнутый уровень успешности поисков нефти* свидетельствует о несостоятельности направляющей теории как инструмента научного прогноза и необходимости смены основанной на ней парадигмы поисков нефти. Логическим подтверждением положения дел в области прогноза нефтегазоносности и поисков нефти на основе гипотезы ОМП нефти является высказанная А.Э. Конторовичем на совещании "Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы" в Новосибирске (2003 г.) формула, согласно которой, открытия месторождений УВ начинаются на определенной стадии разведанности осадочных бассейнов (ОБ) сейсморазведкой и бурением. В связи с этим нужно признать, что современный теоретический уровень развития нефтегазовой геологии отстает от практики поисков нефти и по существу не соответствует роли научного предвидения. Достигнутый "прогресс" мировой нефтегазовой геологии осуществляется вопреки несовершенству теоретических основ нефтегазовой геологии, на базе технической революции в области компьютерных технологий, геофизических методов исследований и бурения глубоких скважин.

Совершенно очевидно, что на основе неверного теоретического базиса нефтегазовой геологии не могла быть создана правильная надстройка практики нефтепоисков. Как справедливо признает В.П. Гаврилов [1], *"к концу XX века классическая осадочно-миграционная теория практически изжила себя, полностью реализовав свой потенциал, и стала своеобразным тормозом в дальнейшем развитии теории и практики нефтяной и газовой геологии"* и *"предстоит переосмыслить теоретические основы традиционной геологии нефти и газа, сместить вектор поискового процесса, выработать новые методы поиска, разведки и освоения месторождений УВ-сырья"*.

О стратегии и методологии поисков нефти. Направляемая гипотезой ОМП нефти практика поисковых работ заплатила неисчислимыми издержками за свое некритическое отношение к руководящей теории. Как было показано, успешность открытий колеблется для различных НГБ мира на уровне 10...30 % и никакой прогресс технологий не приводит к ее росту. Причины этого кроются в методологии поисков неф-

ти, определяемой господствующей гипотезой ОМП нефти. Наблюдаемое снижение успешности поисков во всем мире нельзя объяснить оскудением недр. На фоне неконтролируемых колебаний цен на нефть**, предсказываемого энергетического кризиса (на фоне случившегося кризиса перепроизводства) изменить положение дел без смены парадигмы нефтегазовой геологии невозможно.

Итак, куда двигаться и на основе каких ориентиров? Сформулируем основные положения, позволяющие вывести практику поисков из тупика, куда она загнана руководящей гипотезой ОМП нефти. Для принятия нового мировоззрения прогресса необходимо знакомство с теоретическими основами авторской концепции. Но прежде обсудим некоторые негеологические следствия, вытекающие из гипотезы ОМП нефти и возможные негеологические причины ее долготлетия.

Американские страшилки или "холлуины" нефтяных экспертов. Начиная с появления учения "нефтяного пика" М.К. Хабберта (M. King Hubbert, 1969) мировое сообщество пугают приближением "конца света" в связи с исчерпанием нефтяных ресурсов. С определенной регулярностью появляются "пророчества" западных экспертов, предсказывающие начало конца, а именно достижение пика нефтяного производства ("нефтяной пик"), после которого мировая добыча и воспроизводство УВ начнут стремительно падать (рис. 2). Школа "нефтяного пика" (www.peakoil.net) подкрепляет свою теорию положениями, взятыми из западных учебников по геологии, написанных главным образом американскими нефтяниками, утверждающими, что нефть является "ископаемым топливом", продуктом биологического распада и что она должна закончиться.

Однако, вопреки учению Хабберта, различным школам "нефтяного пика" и пророчествам американских "экспертов", открываются крупные и гигантские месторождения нефти и газа, в том числе в странах миновавших "нефтяной пик". С 2000 г. в мире открыто 33 нефтяных и 39 газовых гигантов, в том числе: Кашаган (Казахстан) – 1,5 млрд т; Азери-Чираг-Гюнешли (Азербайджан) – извлекаемые запасы 923 млн т; Кариока (Бразилия) – 33 млрд баррелей; Ноксал (Мексика) – 10 млрд баррелей; Фердоус, Азадеган, Мунд, Заге (Иран) с запасами 30,6; 26; 6,63; 1,3 млрд баррелей, соответственно. Примеры можно продолжать.

Кому выгодно поддерживать миф об ограниченности нефтяных ресурсов, об исчерпаемости кладовых Земли? Понятно не геологам, нами движет исключительно научный интерес, идея торжества истины. Но мы невольные заложники борьбы интересов. Для нефтяного лобби с Уолл-стрита возможность заказа очередного энергетического кризиса на основе страшилки "нефтяного пика" является инструментом биржевых спекуляций мирового масштаба для поддержания

* Строго математически рассматривая успешность поисков как меру (коэффициент корреляции) значимости и тесноты связей между руководящей и направляющей теорией ОМП нефти и основанной на ней практикой поисков нефти, нужно признать, что коэффициент корреляции 0,1...0,3 свидетельствует об отсутствии значимой связи между аргументом (теория) и функцией (практика) и необходимости смены не оправдавшей себя практикой поисков теории.

** Скорее, контролируемых из-за океана с Уолл-стрита.

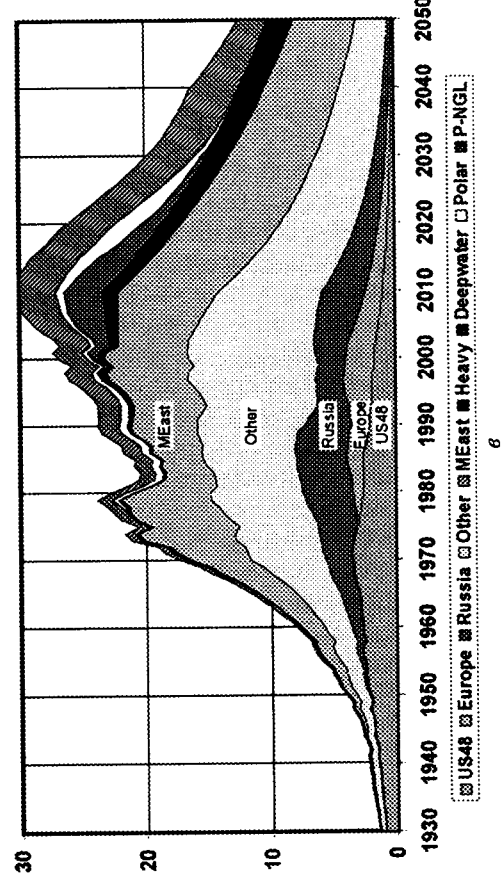
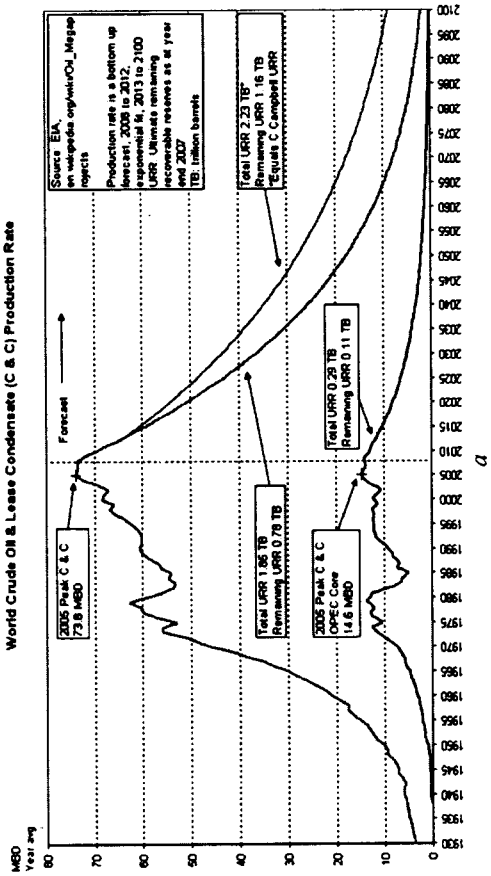
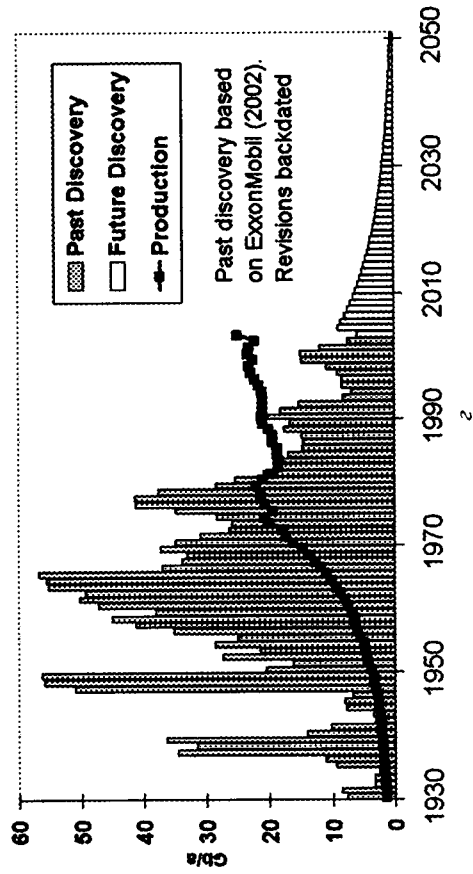
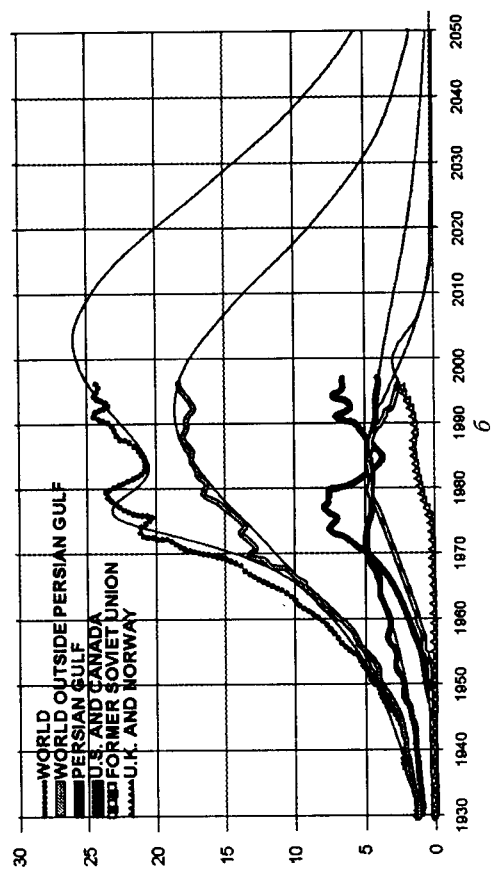


Рис. 2. Графики производства (добычи) и воспроизводства (открытый) УВ:

а – мировое производство сырой нефти и конденсата, включая основные страны ОПЕК до 2100 г. (источник: URL: <http://www.theoilfirm.com>); б – то же, включая ведущие страны – производители нефти до 2050 г. (источник: URL: www.peakoil.net); в – сценарий 2004 г. мировой добычи нефти и газа до 2050 г. (источник: URL: www.peakoil.net); г – мировые открытия (источник: ASPO Ireland Newsletter No. 80, 2007)

спекулятивно дутой экономики США*. В этом смысле гипотеза ОМП нефти имеет куда более серьезную поддержку в банковско-биржевых кругах и нефтяных картелях Запада, нежели в университетских лабораториях и новых открытиях таинства рождения нефти московских профессоров. Нефть давно перестала быть предметом науки, она переместилась в область интересов политиков и банкиров. Сделать нефть неорганической – значит обесценить ее неисчерпаемостью запасов, вместе с активами американских банкиров и арабских шейхов, а теперь и российских олигархов. Нефть – черное золото, потому что она может кончиться. Песок и воздух не имеют цены, потому что они неисчерпаемы, но попробуйте обойтись без воздуха, и только тогда вы поймете его ценность.

Особенности строения залежей УВ как объектов поисков. Для залежей нефти и газа осадочного чехла и фундамента НГБ нами подмечены специфические особенности строения, обусловленные их генетической связью с проницаемыми зонами земной коры и глубинными источниками энергии и вещества, роднящие их с рудными телами. Наиболее характерные особенности строения залежей: 1) резкая изменчивость коллекторских свойств пород по площади и разрезу; 2) локально-пятнистое (островное) распространение коллекторов на фоне низкопроницаемых осадочных, метаморфических и магматических пород; 3) столбообразное (конусообразное) строение проницаемых зон и пластово-жильное строение связанных с ними коллектирующих интервалов в разрезе, благоприятных для поро-(каверно-)образования; 4) гидротермально-метасоматическая природа эпигенетических коллекторов (независимо от типа), другие признаки вторичного происхождения и инъекционной природы флюидодинамических парагенезов нефтегазоконтролирующих структур. Характерной особенностью залежей УВ является совпадение в плане ареалов развития глубинных физико-химических аномалий (гидродинамических и гидрохимических), резервуаров метасоматического выщелачивания и залежей УВ с локальными зонами растяжения земной коры, контролирующими очаги гидротермальной деятельности и глубинного массопереноса. В строении залежей УВ (независимо от типа контролирующей ловушки) выделяются корневая (питающая) зона, расходящиеся стволы "дерева" залежи и, наконец, разветвленная "крона" залежи, представляющая собой ареол рассеяния (облако разгрузки) УВ под флюидоупорами.

Благодаря возможностям сейсморазведки 3D в строении залежей УВ установлены элементы телескопического строения и вложенности в структуру механо-деформационного тела структур горизонтального сдвига (СГС) взрывного аппарата проводящих труб флюидодинамического прорыва центрального типа (аналогия с алмазными трубками взрыва). При-

знаки флюидодинамического воздействия выражены структурами позднего проседания (обрушения) сводов поднятий, зонами дробления и брекчирования, пластического течения и гидротермальной переработки горных пород в зонах динамического влияния горизонтальных сдвигов фундамента и генетически связанных с ними структур растяжения земной коры. Последние формируются на основе комбинации горизонтальных сдвигов с элементами растяжения сводов поднятий над растущими "нефтяными диапирами". За счет полной дезинтеграции пород в шовных зонах сдвигов отмечаются резкое снижение акустической жесткости и изменение атрибутов сейсмической записи, фиксируемые по данным сейсморазведки 3D. Внутреннее строение тела труб флюидодинамического прорыва представляет собой зону "ряби" – фрагментарности сейсмической записи, нарушения сплошности и полной дезинтеграции вмещающих пород (трубчатые тела взрывных брекчий). В состав флюидодинамических парагенезов как их естественные члены входят сопровождающие структурообразование гидротермальные, диапировые, дайковые и жильные комплексы и сопровождающие их гидродинамические (АВПД, АВПТ) и гидрохимические (снижение минерализации и инверсия типов вод) аномалии пластовых вод. Пространственные и возрастные соотношения залежей УВ с парагенезами тектонических структур позволяют рассматривать "нефтяные тела" в породах фундамента и осадочного чехла как самые поздние и молодые "подвижные минеральные жилы" в числе естественных флюидодинамических парагенезов СГС.

Нами показано [19], что определение тектонического контроля в размещении "нефтяных тел" возможно на основе тектонофизических реконструкций, выделения и сопоставления этапов деформационных событий, зафиксированных в структуре нефтяных полей, а также определения деформационной неоднородности строения контролирующих их структур как основы проектирования фильтрационной неоднородности среды и построения фильтрационной модели залежей УВ.

Наблюдаемая зональность в строении коллекторов, резервуаров и залежей УВ является следствием неоднородности новейших деформаций земной коры, определивших локальное проявление дислокационного и гидрохимического эпигенеза. В таком представлении новейшие деформации земной коры, как основная причина физической неоднородности (в первую очередь фильтрационной) нефтенасыщенных резервуаров наложены на породно-слоевую (литофациальную) неоднородность нефтегазоконтролирующих структур. Тектонический контроль залежей УВ связан с особенностями фильтрации флюидов в анизотропной среде, подчинен закону минимальной энергии (наибольшей проницаемости), векторности пластовой проницаемости и предопределен характером деформаций пород на структурах различного типа. Многочисленные свидетельства вертикальной фильтрации

* Реальность такого сценария подтверждает недавний скандал, связанный с объявлением ВОЗ пандемии свиного гриппа, на котором западные фармацевтические компании сделали многомиллиардные прибыли.

глубинных УВ флюидов, запечатленные в различных аномалиях, а также прямые признаки гидротермальной деятельности позволяют связывать "окна проницаемости" с неотектонически активными сводами структур и выступами фундамента. Активность новейших тектонических движений рассматривается фактором, напрямую (через проницаемость осадочного чехла и фундамента) контролирующим масштабы вертикальной фильтрации УВ и стратиграфический интервал локализации залежей и концентрации запасов. Зоны растяжения новейшего времени, как каналы вертикальной струйной фильтрации глубинных флюидов, служат поисковыми критериями зон аккумуляции УВ [10]. Локализуя реакционные объемы метасоматического выщелачивания (в присутствии глубинного CO_2), зоны растяжения контролируют одновременно вторичное порообразование, формирование гидротермально-стратиформных резервуаров и залежей УВ.

Важнейшими физико-геологическими предпосылками формирования структур растяжения земной коры являются условия, когда обогащенные газами высоконапорные флюиды достигают кровли фундамента ОБ. Обладая резким градиентом петрофизических и упругодеформационных свойств, эта структурная поверхность является критической для формирования градиента давления, вскипания газированных флюидов и взрывного (взрывного) увеличения объема внедряющегося флюидного диапира. При резком снижении давления во время прорыва флюидного диапира в пористую среду осадочного чехла и переходе сжатой смеси из надкритической в докритическую область, за счет адиабатического расширения газовых компонентов (H_2O , CO_2 и др.), газожидкая смесь способна привести к увеличению объема внедряющейся УВ системы до сотен раз. По данным А.Г. Бетехтина (1955), при снижении давления от 1000 атм до атмосферного давления (при постоянной температуре) объем CO_2 увеличивается в 500 раз. Область концентрации активных газов во фронтальной части внедряющегося флюидного диапира превращается в зону скрытой эксплозии и взрывных брекчий (Иванкин П.Ф., 1970). Форма структурного контроля структур растяжения предопределена геометрией подверженных сдвиговым деформациям гетерогенных выступов фундамента, на апикальных и сводовых частях которых формируются структуры механодеформационного разрушения и флюидодинамического прорыва нефтяных диапиров.

Каналами вертикальной фильтрации флюидов при формировании ореолов метасоматической и гидротермальной переработки в поровых и трещинных коллекторах служат трещины (зоны) отрыва или другие генетические типы разрывов, находящиеся в условиях растяжения на телах СГС. Таким требованиям отвечают гипсометрически приподнятые, изгибающиеся участки структур, совпадающие с простираемостью осей максимальных сжимающих напряжений. Вне зависимости от структурного фактора активизирован-

ные структуры растяжения являются очагами прорыва УВ флюидов в осадочный чехол и фундамент, зонами аккумуляции и пластово-жильного насыщения УВ в залежах гидротермально-стратиформного типа.

Петрофизическая изменчивость и слоистость осадочных, эффузивных и интрузивных пород обеспечивает избирательное проявление эпигенеза (метасоматоза) по определенным интервалам и типам пород в проницаемых приразломных зонах. Вертикальная зональность проявления метасоматической переработки в толще литологически однотипных пород контролируется первичной неоднородностью петрофизических свойств, структурно-текстурными особенностями, типом цементирующего материала, интенсивностью трещиноватости и другими факторами, определяющими избирательный характер горизонтального гидроразрыва и метасоматической переработки пород. Таким образом, с неотектонически активными СГС связаны интенсивный флюидодинамический импульс скрытоэксплозивного характера и эпигенетические преобразования (метасоматические и гидротермальные) пород чехла и фундамента на локальных участках растяжения, глубинная фильтрация и аккумуляция УВ с формированием залежей УВ на гидродинамических барьерах и эпигенетических экранах различного типа.

В соответствии с представлениями о высоком напряженно-деформированном состоянии нефтегазоконтролирующих структур, высоком энергетическом потенциале гидродинамических флюидных систем и неоднородно-анизотропном строении коллекторов и резервуаров залежей УВ в коллекторах чехла и фундамента необходимо строить стратегию и тактику поисковых работ.

Вопросы формирования залежей УВ как основа новой поисковой парадигмы. Для эффективного поиска нефти необходимо признание геолого-физических процессов и механизмов, определяющих формирование скоплений УВ на основе синтеза представлений:

- 1) о ведущей роли глубинных очагов в генерации УВ известных скоплений нефти, газа, битума (тяжелых нефтей), газогидратов, других УВ;
- 2) о зависимости фильтрационных путей в процессе формирования залежей УВ от проницаемости трещинных систем, определяемой типом разрывных нарушений (трещиноватости) и типом напряженно-деформированного состояния (НДС) земной коры;
- 3) о новейшем времени проявления последней фазы фильтрации УВ, молодом (неоген-четвертичном) возрасте и продолжающемся формировании (релаксации) залежей нефти и газа в пределах современных геотектонических активных структур.

Без признания глубинных внеосадочных очагов генерации в качестве источника УВ и вертикальной концентрированной формы фильтрации (в отличие от латеральной рассеянной миграции) в формировании залежей УВ невозможно объяснить нефтегазонос-

ность недр в целом и формирование отдельных месторождений в частности.

Изучение структурных признаков проницаемости и динамики НДС земной коры в процессе структурообразования – необходимое условие исследований процессов вертикальной фильтрации УВ. Последнее обусловлено генетической связью типов и интенсивности проявления трещин различных генераций (сколы, отрывы) с ориентировкой осей напряжений и должно сопровождать любые модели формирования залежей УВ.

Положение о новейшем (четвертичном) времени проявления последней фазы фильтрации и формирования залежей УВ обосновывается как данными о молодом возрасте современных скоплений УВ, так и выводами о новейшем времени формирования нефтегазоконтролирующих структур (включая ловушки и питающие разломы) подавляющего большинства НГБ мира.

Таким образом, формирование залежей УВ необходимо исследовать в тесной взаимосвязи с процессами структурообразования и рассматривать как динамический процесс в эволюционном ряду структурной дифференциации земной коры.

Структура проницаемости земной коры и технологическое решение проблемы картирования очагов локализованной разгрузки глубинных УВ. Со времен Всесоюзных совещаний по генезису нефти разломам земной коры отводится важная аргументирующая роль в вопросах миграции и формирования залежей УВ. Наличие или отсутствие разломов в пределах месторождений рассматривалось косвенным признаком проявления вертикальной или горизонтальной миграции УВ при формировании залежей. Ранние исследования по изучению связей нефтегазоносности структур с разломами (Н.А. Кудрявцев, В.П. Гаврилов, Л.Н. Розанов и др.) не привели к доказательству или отрицанию таковых и, в зависимости от убеждений, воспринимаются геологами неоднозначно. При кажущейся неоспоримой роли разломов на структурообразование связь их с продуктивностью не столь очевидна. Причиной тому методология подходов, разноуровневность объектов исследований и их связей с нефтегазоносностью структур (в масштабной иерархии от микротрещин коллектора до глубинных разломов, контролирующих зоны и пояса нефтегазоаккумуляции, 10 порядков), объективные причины технологических ограничений при изучении разломов. Природа разлома – дуализм кинематики: сдвиговая компонента (тангенциальные напряжения) ответственна за деформацию формы геосреды (формирование сдвигов и присдвиговой складчатости), сбросовая компонента (нормальные напряжения) ответственна за объемную деформацию пород (дилатансия, формирование трещин отрыва и проницаемых каналов), не могла быть познана на основе двумерных наблюдений.

Только с внедрением технологии сейсморазведки 3D появилась возможность изучения объемной геометрии разломов, осложняющих его структурно-

деформационных парагенезов, расшифровки кинематики деформаций и НДС горных пород, механизма дискретно-прерывистого и амплитудно-резонансного возбуждения земной коры вдоль разломов фундамента, что позволило объяснить факты пространственной и временной дискретности в реализации свойств проницаемости разломов в условиях, когда 95 % поверхности Земли в верхней части земной коры находится в условиях интенсивного горизонтального сжатия (Кропоткин П.Н., 1987). Учитывая, что дегазация Земли имеет рассеянную (диффузионную) и локализованную (фильтрационную) формы (вторая ответственна за формирование концентрированных форм УВ), обоснование структурных признаков растяжения земной коры, идентификация (локализация) очагов и картирование каналов вертикальной разгрузки глубинных УВ флюидов имеют важное научно-практическое значение.

Анализ строения месторождений, осложненных СГС, на основе трехмерных геологических моделей показал, что формирование залежей УВ на барьерах глубинного массопереноса связано с фильтрацией флюидных потоков, локализованных в вертикальных "сверхпроводящих" колоннах на телах горизонтальных сдвигов и на сводах растущих поднятий, обеспечивающих растяжение и раскрытие недр. Месторождения УВ в пределах СГС характеризуются сквозным насыщением чехла и многопластовым строением. Нефтегазоносность их связана с зонами растяжения приразломных структур в условиях новейшего сдвигового поля напряжений. В соответствии с принципами фрактальности и дискретности первичной блоковой делимости и механизмом дискретно-прерывистого и амплитудно-резонансного возбуждения земной коры вдоль разломов фундамента, СГС, картируемые сейсморазведкой 3D в пределах локальных поднятий, рассматриваются элементарными фрагментами шовных сдвиговых зон межблоковой делимости более высокого ранга структурной иерархии. В пределах поднятий они представляют собой механодеформационные структуры скрытой флюидодинамической эксплозии, обеспечивающие через первичный дислокационный эпигенез связь чехла и фундамента с глубинными недрами Земли и формирование вторично наложенных инъекционно-диапировых и гидротермально-стратиформных парагенезов "нефтяных тел". Многочисленные примеры таких парагенезисов подтверждают этот вывод и позволяют выработать единый взгляд на формирование генетически связанных с "окнами проницаемости" залежей УВ. В основе этого подхода представления о глубинном источнике УВ, комплексном механодеформационном и флюидодинамическом механизме формирования нефтегазоносных структур и их связи с новейшим этапом активизации земной коры и дегазации недр Земли.

От технологии поисков локальных структур к новой парадигме прямых поисков нефти. В условиях, когда гипотеза ОМП нефти потеряла идеологическую силу и руководящую роль, а эффективность

поисково-разведочных работ остается по-прежнему крайне низкой, методология поисков нефти не изменилась. Со времен зарождения антиклинальной теории Абиha, независимо от гипотез нефтеобразования, нефть ищут в пределах локальных поднятий ОБ. Среди ловушек УВ по доле выявляемых и опойсковываемых поднятий и открываемых месторождений преобладает структурный тип (~95 %). Подобная статистика связана не с преобладающей распространенностью и нефтегазоносностью антиклинальных ловушек над другими типами ловушек, а с преимущественной выявляемостью их сейсморазведкой – основным методом подготовки объектов.

В этих условиях методология поисков нефти построена на разбурировании фонда поднятий на основе критериев нефтегазоносности, выработанных опытным путем для каждого нефтегазоносного района. При этом методы локального прогноза, декларируемые различными авторами (в том числе и нами [4, 5, 7, 8, 10, 11]) как эффективный инструмент повышения успешности поисков, на практике, за редким исключением, не применяются. Основной критерий очередности ввода структуры в бурение – его размеры как концентрированное ожидание масштабов открытия. В соответствии с законом геолого-разведочного фильтра наиболее крупные ловушки выявляются и опойсковываются в первую очередь. И наиболее крупные месторождения открываются в первую очередь согласно логарифмическому закону распределения месторождений УВ по крупности для каждого НГБ. На поздних стадиях освоения НГБ в условиях структурного голода методология поисков сводится к тотальному опойскованию всего фонда поднятий с последовательным переходом к нижним нефтегазоносным комплексам до технически доступных глубин осадочного выполнения НГБ. Фундамент НГБ вскрывают случайно (попутно с базальными толщами чехла на ограниченную глубину предполагаемой толщины коры выветривания). На доступных глубинах это делается для достоверного документирования толщины осадочного чехла. Сознательное вскрытие фундамента на глубину больше 50 м каралось в советское время судебными преследованиями. Целенаправленные поиски нефти в фундаменте начались лишь в последнее время в странах Юго-Восточной Азии, в Украине, Татарстане вопреки учению ОМП нефти как следствие структурного голода или случайно установленной нефтегазоносности. Таким образом, анализ показывает, что практика поисков нефти развивается независимо от господствующих гипотез нефтегазообразования, а успехи поисков нефти связаны не с развитием теорий нефтегазообразования, а с развитием технологий сейсморазведки, бурения и компьютерного моделирования.

Поисковая парадигма – альтернативы. В соответствии с четырьмя необходимыми условиями (генетическими критериями) формирования залежей нефти (генерация, миграция, аккумуляция, консервация) могут быть реализованы четыре парадигмы поисков

нефти. Существующая практика поисков основана на антиклинальной парадигме Абиha, эксплуатирующей критерий "аккумуляция". И смысл ее сводится к поиску и тестированию по описанному выше алгоритму ловушек УВ (преимущественно антиклинального типа), обеспечивающих аккумуляцию УВ при прочих благоприятных условиях (соблюдение трех других необходимых условий нефтегазоаккумуляции: генерация, миграция, консервация). Соответственно могут быть приняты на вооружение и реализованы еще три парадигмы поисков нефти, основанные на научном и техническом решении вопросов картирования очагов генерации УВ, каналов миграции УВ и условий консервации (сохранности) залежей нефти и газа. Развиваемая нами фильтрационная парадигма поисков нефти основана на методике прогнозирования структурных признаков проницаемости земной коры, технологии картирования каналов поступления УВ из глубинных очагов генерации в ловушки различного типа и опойскование их на путях концентрированных флюидопотоков к земной поверхности [17].

Современные технологии сейсморазведки 3D, позволяя картировать очаги скрытой разгрузки УВ в осадочном чехле и фундаменте ОБ, обеспечивают тем самым переход к новой парадигме поисков нефти: от поисков локальных структур, как возможных ловушек УВ, к прямым поискам нефти в верхней части земной коры на путях (гидродинамических барьерах) вертикальной струйной фильтрации УВ [14, 16]. Технология сквозного (от фундамента до земной поверхности) морфокинематического и динамического анализа трещинных систем, тектонофизическое моделирование на основе сейсморазведки 3D и структурно-геоморфологических исследований (метод анализа линейментов) позволяют определять тип и природу осложняющих их разрывов, выполнять реконструкции НДС земной коры, осуществлять генетическую классификацию и оценивать относительную проницаемость различных систем трещин для фильтрации УВ. Реконструкции НДС в условиях анизотропных сред чехла и фундамента служат основой для геометризации резервуаров, построения фильтрационной модели залежей УВ и прогнозирования параметров трещинных систем (естественных и искусственных) на основе технологии "управления трещиноватостью" [19].

Следствием флюидодинамической парадигмы нефтегазовой геологии стало создание новой методики и технологии поисков нефти, а именно переход от антиклинальной (картирование поднятий как потенциальных ловушек УВ) к фильтрационной (картирование проницаемых каналов в чехле и фундаменте на путях флюидопотоков) парадигме поисков нефти. Изучение структурно-деформационных и флюидодинамических парагенезов в зонах динамического влияния горизонтальных сдвигов фундамента позволило нам обосновать развитие на телах СГС локальных структур растяжения земной коры, контролирующей концентрированную форму и локализованные каналы

фильтрационных флюидных. В этой связи прогноз каналов поступления УВ в осадочный чехол и фундамент получает теоретическое обоснование и технологическое решение.

ПРОГРАММА ДАЛЬНЕЙШИХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В планы наших научных исследований по развитию теории глубинно-фильтрационной модели онтогенеза нефти входит продолжение работ по совершенствованию методов прогнозирования и количественной оценки перспектив нефтегазоносности недр, нефтегазогеологического районирования территорий, методов и технологий поисков нефти – важнейших теоретических и практических задач нефтегазовой геологии, от успешного решения которых зависит возможность выхода из системного кризиса, в котором геология нефти оказалась на рубеже XXI в.

Формулировка проблемы. В условиях продолжающегося противоборства крайних точек зрения на генезис нефти* и выработки единой концепции формирования залежей УВ как формы проявления "холодной" ветви глубинной дегазации Земли (Дегазация Земли. 2002, 2006), на повестку дня встал практический вопрос разработки методов прогнозирования и технологий картирования очагов скрытой разгрузки глубинных УВ в верхней части земной коры. Теоретическое и технологическое решение этой задачи подводит нас не только к решению вопроса об источниках и формах миграции УВ, но и к прямому прогнозу нефтегазоносности недр.

Цели научных исследований:

1. Создание на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции новой теории онтогенеза нефти как частной формы рудогенеза [17];

2. Обоснование структурных признаков проницаемости земной коры и разработка научных основ технологического решения проблемы картирования очагов скрытой локализованной разгрузки глубинных флюидов и прямого прогноза нефтегазоносности недр на вертикальных колоннах глубинного массопереноса [19, 21];

3. Распространение закона пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры (модель распределения УВ в ОБ на основе связей новейших деформаций и проницаемости земной коры с закономерностями пространственного размещения и стратиграфической локализации залежей УВ) на крупнейшие нефтегазоносные бассейны мира [9, 13, 18];

4. Разработка методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности территорий и локальных структур как флюидодинамической основы бассейнового моделирования [17];

5. Программная реализация методов прогнозирования нефтегазоносности недр и нефтегазогеологического районирования на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции [17].

Методы и средства исследования. Благодаря установленному на основе интерпретации сейсморазведки 3D глобальному проявлению сдвиговой тектоники в пределах разновозрастных ОБ Земли [2, 20] и разработанной новой кинематической модели СГС [21] как основы деформационной ячейки для механизма формирования зон сдвига в условиях кинематической модели чистого сдвига, нами впервые обоснованы структурные признаки проницаемости земной коры для очаговой разгрузки глубинных флюидов и разработаны научные основы модели фильтрационной ячейки для механизма вертикальной фильтрации флюидов.

Важное научно-прикладное значение имеют полученные количественные связи нефтегазоносности с активностью новейших деформаций земной коры [6, 9, 13, 17], сформулированные как закон пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры [18], равно как и связи проницаемости земной коры с новейшими деформациями и структурами ОБ [6, 9, 13, 17], а также установленная структуро- и нефтегазоконтролирующая роль СГС, обеспечивающие в совокупности новые методологические и технологические решения в области прогнозирования нефтегазоносности недр и поисков нефти.

На основе глубинно-фильтрационной модели онтогенеза нефти [17] мы приблизились к пониманию природы и законов, по которым нефть формирует залежи, к пониманию того, как искать нефть, наконец мы овладели методологией и инструментарием (техническими способами), обеспечивающими решение прикладных задач нефтяной геологии на всех этапах освоения нефтегазоносных территорий. Авторская прогнозно-поисковая система (ППС) – это основанная на тектонофизических, механодеформационных и фильтрационных законах векторной флюидодинамики технические способы решения задач нефтяной геологии на всех этапах поисково-разведочных работ. ППС обеспечивает решение триединого вопроса нефтегазовой геологии: что искать (нефть или газ), где искать (по площади и по разрезу), как искать (технологии прикладной геологоразведки). На практике реализацию ППС ограничивает только полнота исходных для прогноза данных, а для торжества идей недостает статистики тестирования методов и технологий ППС.

Все эти научно-методические и практические разработки автора, в том числе запатентованные и подтверждающиеся сегодня многочисленными фонтанирующими скважинами, являются следствием длительного (с 1978 г.) и непрерывного поиска геоструктурных признаков, определяющих нефтегазоносность недр, как формы реализации физических условий проницаемости земной коры. Современный уровень знаний, основанный на изучении новейшей сдвиговой

* Мнимое сближение крайних взглядов на основе идей полигенеза нефти, наблюдаемое с рубежа XX в., не более чем иллюзии теряющих идейную чистоту сторонников гипотезы ОМП нефти.

тектоники ОБ [20], приблизил нас к пониманию связанных с новейшими структурами растяжения геоструктурных признаков проницаемости земной коры и созданию основ новой фильтрационной парадигмы поисков нефти на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели СГС [19]. Результаты исследований позволяют утверждать, что установленные структурные признаки проницаемости земной коры, связанные со структурами растяжения земной коры на телах горизонтальных сдвигов фундамента новейшей активизации, и найдено практическое решение проблемы прогнозирования каналов скрытой разгрузки глубинных флюидов (в том числе УВ) в чехле и фундаменте ОБ, обеспечивающее технологическое решение проблемы прямых поисков нефти [16].

Заключение. По информации Геологической службы США [22] суммарные ресурсы газогидратов достигают 113 сотен квадриллионов м³ метана, что в 66000 раз больше суммарных мировых доказанных запасов природного газа. Более того, газогидратные поля, формирующиеся сегодня на основе концентрированных форм разгрузки метана на дне океана, представляют собой выходы естественных газопроводов, подключившись к которым, мы приобретаем неисчерпаемый источник УВ. Мы не обсуждаем эти цифры в рамках школы "нефтяного пика", комментарии здесь просто лишние. Учитывая, что эти громадные ресурсы УВ имеют четвертичный возраст, в сфере технологических решений встает вопрос о возобновляемых ресурсах УВ и традиционных месторождений. Но и это не все. Ресурсы УВ вне ОБ Земли никто не оценивал, равно как и потенциал фундамента ОБ. Потенциал Мирового океана только раскрывается. Существующим прогнозным оценкам можно верить и не верить одновременно. Они далеки от реальности. Открытие только месторождения Кариока на шельфе Бразилии (33 млрд баррелей) перечеркивает любые оценки, выполненные на основе гипотезы ОМП нефти. Резерв верхней части континентальной (гранито-метаморфический слой) и океанической (базальтовый слой) коры литосферы вообще *terra incognita*.

В то же время не секрет, что произвольное отступление от догм гипотезы ОМП нефти приводило к открытию "фундаментной нефти" ОБ и древних щитов, "поднадвиговой нефти" складчатых областей, теперь уже и "сдвиговой нефти" ОБ [20], угольного, сланцевого газа и газогидратов. Нефть и газ обнаруживают и будут обнаруживать везде, куда проникает пылкий ум геолога. В этой связи нельзя не вспомнить слова Н.А. Кудрявцева (1967) – нашего великого соотечественника, утверждавшего в своем пророчестве: "Если нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, то в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах".

Зададимся наконец вопросом: что будет делать современное поколение геологов, нефтяников и что будет со всей нефтяной индустрией, когда будет изучен

последний ОБ Земли*? Вопрос не риторический, для большинства старых районов нефтедобычи это вопрос жизни или смерти отрасли, и является он не менее актуальным, чем головоломка о происхождении нефти. Понятно, что, согласно постулатам гипотезы ОМП нефти, это конец туннеля, тупик, куда привели геологию нефти отцы-основатели и идейные преемники гипотезы ОМП нефти. Пришло время собирать камни для возведения нового здания геологии нефти на руинах заблуждений и обмана прошлого. Геологи здравого смысла должны объединяться. В противном случае (если будем мыслить и искать по-старому) нашей стране после 2020–2030 гг. не останется места даже в списке сырьевых приращков цивилизации (см. рис. 2, б, в).

ЛИТЕРАТУРА

1. Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа // *Геология нефти и газа*. – 2007. – № 2. – С. 41–47.
2. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. – 2007. – № 3. – С. 3–11.
3. Пути повышения экономической эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ / В.В. Семенович [и др.] // *Советская геология*. – 1975. – № 1. – С. 1–15.
4. Тимурзиев А.И. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа в низкопроницаемых коллекторах (на примере Южного Мангышлака) // *Геология нефти и газа*. – 1985. – № 1. – С. 9–16.
5. Тимурзиев А.И. Неотектонические условия размещения и методы прогнозирования нефтегазоносности (на примере Южного Мангышлака): автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Ленинград: ВНИГРИ, 1986. – 24 с.
6. Тимурзиев А.И. Влияние неотектонических факторов на нефтегазоносность Мангышлака // *Изв. АН СССР. Сер. геологическая*. – 1988. – № 4. – С. 98–108.
7. Тимурзиев А.И. Методика оценки нефтегазоносности локальных структур (на примере Южного Мангышлака) // *Геология нефти и газа*. – 1988. – № 2. – С. 13–16.
8. Тимурзиев А.И. Строение и формирование резервуаров и ловушек в доюрском комплексе Мангышлака // *Геология нефти и газа*. – 1989. – № 9. – С. 16–21.
9. Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации УВ в недрах Мангышлака // *Докл. АН СССР*. – 1989. – Т. 309. – № 6. – С. 1438–1442.
10. Тимурзиев А.И. Обоснование структурно-геоморфологического метода прогноза локальных зон новейшего растяжения // *Советская геология*. – 1989. – № 1. – С. 69–79.
11. Тимурзиев А.И. Методика количественной оценки нефтегазоносности локальных структур // *Геология нефти и газа*. – 1993. – № 4. – С. 17–21.
12. Тимурзиев А.И. Прогнозирование нефтегазоносности на основе связей физических полей с новейшими структурами земной коры // *Геология нефти и газа*. – 2004. – № 4. – С. 39–51.

* Заверения о том, что к концу XX в. потребность в нефти исчезнет в связи с развитием альтернативных источников энергии и о необходимости ее максимального извлечения мне, будучи молодым специалистом, уже довелось слышать в Тюмени на научно-технической конференции молодых ученых и специалистов (1988 г.) из уст известного академика.

13. Тимурзиев А.И. Модели распределения ресурсов УВ и новые подходы к принципам нефтегазогеологического районирования // Дегазация Земли. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 254–258.

14. Тимурзиев А.И. Структура и флюидодинамика очагов разгрузки глубинных геофлюидов в земной коре // Дегазация Земли. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 258–261.

15. Тимурзиев А.И. Структура проницаемости земной коры и технологическое решение проблемы картирования очагов локализованной разгрузки глубинных флюидов // Тез. докл. Всерос. конф. "Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Теоретические и прикладные аспекты". – М.: ГЕОС, 2007. – С. 238–239.

16. Тимурзиев А.И. От технологии поисков локальных структур к новой парадигме прямых поисков нефти // Тез. докл. Всерос. конф. "Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Теоретические и прикладные аспекты". – М.: ГЕОС, 2007. – С. 239–240.

17. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 49–60.

18. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты // Геология нефти и газа. – 2006. – № 1. – С. 32–44.

19. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора (на примере месторождения Белый Тигр) // Геофизика. – 2008. – № 3. – С. 41–60.

20. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук. – М.: МГУ, 2009. – 40 с.

21. Тимурзиев А.И. Новая кинематическая модель сдвигов // Докл. Академии наук. – 2009. – Т. 428. – № 4. – С. 542–546.

22. Syntroleum unveils hydrate recovery process // Oil and Gas J. – 1999. – 97 (44). – P. 40–42.