

Нефть, газ - возобновляемые ресурсы.

В.П.Гаврилов
РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

Non progredi est regredi.
(Отсутствие прогресса означает регресс)

Проблема возрастания глобальной потребности в энергии с каждым годом все явственнее и тревожнее обозначается перед человеческой цивилизацией. По расчетам экспертов, через 30 лет необходимые объемы энергетических ресурсов должны увеличиться на две трети. Причем, более чем на 70% спрос будет удовлетворяться за счет углеводородов: поэтому прогрессивный рост добычи этого сырья неизбежен. По данным Международного энергетического агентства, к 2025 г. мировая добыча газа должна вырасти до 4,8 трлн м³, нефти - до 6,5 млрд т. Однако производство этих продуктов не безгранично. По оценке академика Р.И.Нигматулина, например, общемировое падение нефтедобычи начнется с 2006-2010 гг., а добычи газа - с 2040 г. По современным оценкам оба вида топлива относятся к **невосполняемым полезным ископаемым**. Если это так, то мы уже видим дно углеводородного колодца.

Идеи о медленном образовании и накоплении нефти и газа и, как следствие этого, об исчерпаемости и невозполнимости запасов углеводородов (УВ) в недрах Земли появились еще в начале прошлого века вместе с зачатками нефтегазовой геологии. Они базировались на умозрительном представлении о генерации нефти и газа как о процессе, связанном с отжиманием воды и углеводородов при погружении и возрастающем уплотнении осадочных пород с глубиной. Медленное опускание и постепенное прогревание нефтегазоматеринских свит, протекающее в течение десятков и сотен миллионов лет, и породили иллюзию об очень медленном процессе нефтегазообразования. Стало аксиомой, что чрезвычайно малая скорость образования залежей УВ несопоставима со скоростью извлечения нефти и газа при эксплуатации месторождений, поэтому углеводороды традиционно рассматриваются как невозполняемые минеральные ресурсы.

Данная «аксиома» получила всеобщее признание и была положена в основу как экономических концепций, так и теорий нефтегазообразования. Однако суммирование ряда известных фактов и новые наблюдения показывают, что процесс миграции и формирования (или переформирования) залежей, вопреки идиомам, происходит достаточно быстро, в течение нескольких лет.

Классическим примером в этом отношении являются месторождения в Терско-Сунженском районе (Чеченская Республика). Первые скважины там были пробурены в местах естественных нефтепроявлений в 1893 году неподалеку от г.Грозного и получили название Старогрозненского промысла.

В 1895 г. скв. 7 с глубины 140 м дала грандиозный фонтан нефти. Дебит

доходил до 1 млн пудов в сутки (6250 т/с). Через 12 дней фонтанирования рухнули стенки нефтяного амбара и поток нефти затопил вышки рядом расположенных скважин. Фонтан удалось укротить лишь спустя 3 года. Так началась история разработки нефтяных залежей в районе г.Грозного (М.Н.Смирнова, 2002).

За полвека эксплуатации из песчано-глинистых отложений неогенового возраста было извлечено около 100 млн т нефти, в результате чего продуктивные пласты были истощены и фонтанный способ добычи заменен насосным. Количество добытой нефти, по расчетам горного инженера Л.И.Баскакова – первооткрывателя грозненских залежей, не могло вместиться во всех известных структурах этого района и прилегающих к ним впадин. К началу Великой Отечественной войны (1941 г.) все скважины сильно обводнились и некоторые из них пришлось законсервировать. Весь военный период (1941-1945 гг.) они не работали. После наступления мира скважины были расконсервированы и добыча восстановлена. Оказалось, что практически все высокообводненные скважины, на которых перед войной осуществлялся форсированный отбор, начали давать безводную нефть, то есть в течение 3-4 лет простоя произошло переформирование залежей: вода образовала новый водонефтяной контакт за счет эффекта «оседания» (рис. 1).

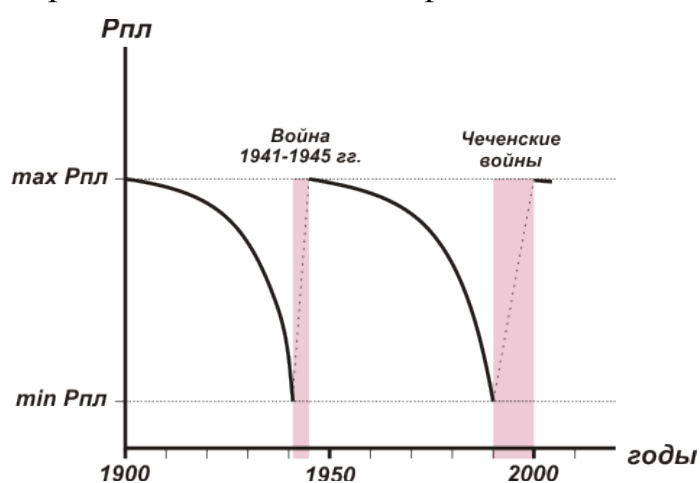


Рис. 1
Качественный график изменения пластового давления (Рпл.) на нефтяных месторождениях Терско-Сунженского района Северного Кавказа.

действия на территории республики, и эксплуатация месторождений прекратилась. Добыча нефти здесь не проводилась в течение 5-7 лет. За это время восстановилось аномально высокое пластовое давление в верхнемеловых известняках. Выровнялось положение водонефтяного контакта, и процент воды в ряде эксплуатационных скважин существенно снизился. Более того, в последние годы наблюдается уникальное явление в районе Старогрозненского и Октябрьского промыслов - первые, мелкие скважины глубиной от первых десятков до сотен метров, эксплуатировавшие неогеновые песчаники, стали через затрубное пространство высачивать нефть на дневную поверхность.

На одном из крупнейших в мире Ромашкинском нефтяном

В 50^{ых} гг. прошлого столетия в этом же районе были открыты залежи нефти в более глубокопогруженных меловых горизонтах, которые следующие почти полвека являлись главным объектом нефтедобычи. Разработка велась с применением контурного заводнения, и к концу 90^{ых} гг. ситуация повторилась: большинство скважин были сильно обводнены, пластовое давление упало, существенно снизились дебиты. К тому же начались военные

месторождении, которое разрабатывается уже более 60 лет, в последние годы у ряда старых скважин наблюдается своеобразное «второе дыхание». Практика показывает, что при разработке залежь в первую очередь отдает легкие фракции, а тяжелые выкачиваются последними. Поэтому в недрах Ромашинского месторождения нефть характеризуется повышенной вязкостью, преобладанием тяжелых фракций. Однако целенаправленное изучение физико-химических свойств нефтей этого месторождения в последние 10 лет показало, что на фоне общего увеличения плотности в ряде скважин отмечено поступление легкой газированной нефти (Р.Х.Муслимов, 2004).

Татарскими геологами были оценены масштабы нефтегенерации доманиковскими нефтегазоматеринскими породами, которые по традиционным представлениям являются главным источником нефти для всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. По данным И.Н.Плотниковой, Д.К.Нургалиева, Р.Х.Муслимова в пределах Татарстана доманикиты могли произвести лишь 709 млн т нефти. В то же время из недр месторождений этой республики уже извлечено около 2,7 млрд т нефти. В этом регионе имеются и другие несоответствия между наблюдаемыми фактами и классическими законами геологии нефти и газа. Так, на ряде залежей, по которым уже извлечены все балансовые запасы, добыча нефти продолжается. Некоторые скважины характеризуются пульсирующими режимами нефтедобычи: падение дебитов вдруг сменяется долговременным его ростом.

Татарский синдром отмечен и в других нефтедобывающих регионах России и прилегающих независимых государствах. Так, зафиксированы месторождения (в т.ч. и на Северном Кавказе), где первоначально подсчитанные запасы нефти были многократно превышены в процессе многолетней разработки этих месторождений. Известны случаи рекордно длительной эксплуатации нефтяных скважин. Например, два мелких месторождения в районе Цхенис-Цхали на границе Грузии и Азербайджана эксплуатируются уже с конца XIX века (со времени Нобеля) и до сих пор дают нефть.

На ряде месторождений Западной Сибири также зафиксирован пульсирующий режим нефтедобычи в скважинах. В качестве примера приведем кривые дебитов скважин Усть-Балыкского месторождения, которые показывают, что за период с 1967 по 1991 гг. дебиты в скважинах неоднократно возрастали и убывали (рис. 2, а-г). Такой же эффект отмечен и в районах Терско-Сунженской зоны (Октябрьское месторождение, рис. 2, д).

Широкое распространение имеют факты естественного высачивания нефти на поверхности дна Мирового океана. Они установлены во многих районах мира: у берегов Австралии, Аляски, Венесуэлы, Канады, Мексики, США, в Персидском заливе, Каспийском море, у о.Тринидат и т.д. Суммарные объемы самопроизвольного выхода жидких УВ составляют иногда значительные величины. Так, в морском бассейне Санта-Барбара у берегов Калифорнии лишь с одного участка дна поступает до 11 тыс л нефти в сутки. Этот источник, действующий уже более 10 тыс. лет, был обнаружен в 1793 г.

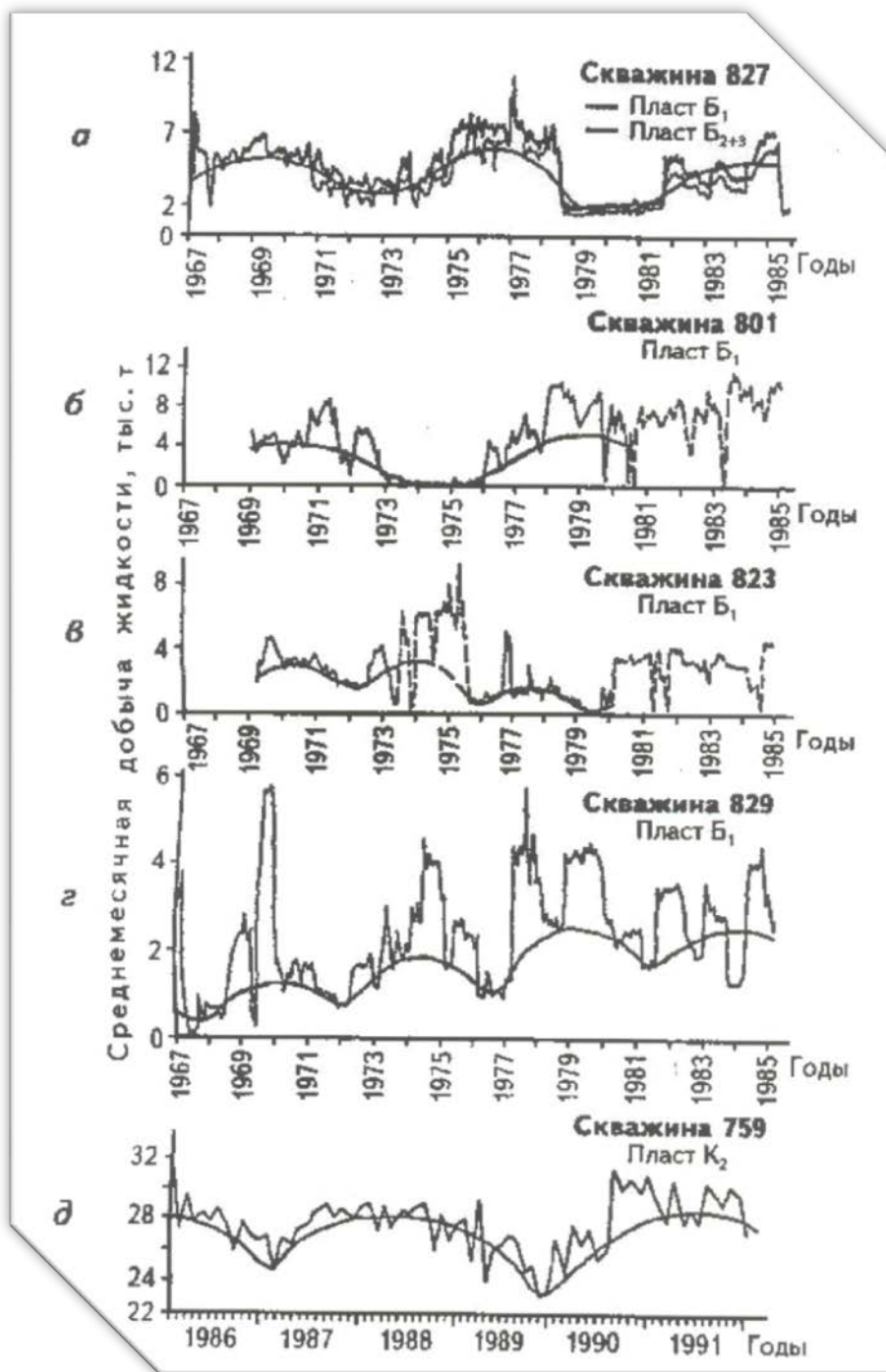


Рис. 2
 Динамика среднемесячной добычи нефти по месторождениям: Усть-Балык, Западная Сибирь (а-г); Октябрьское, Терско-Сунженская зона (д)
 (по Н.Касьяновой, 2004 г.)

Д.Ванкувером (Б.А.Соколов, А.Н.Гусева, 1993).

Подсчеты, проведенные Ф.Г.Дадашевым и др., показали, что в районе Апшеронского полуострова на дневную поверхность посредством извержения грязевых вулканов выходят миллиарды кубометров газа и несколько миллионов тонн нефти в год. Всемирную известность получил храм огнепоклонников в Сураханах, с XV в. из недр естественным образом истекает метановый газ.

Естественное выделение метана установлено в рифтовых долинах

Мирового океана через т.н. «черные курильщики» - конусообразные вершины высотой в десятки и сотни метров (рис. 3, 4, 5). Специфика этого феномена в том, что вокруг этих вершин отсутствуют осадочные породы. Считается, что образование метана происходит здесь минеральным путем в низах океанической коры за счет гидратации железосодержащих основных пород морскими водами с растворенным углекислым газом. Реакция идет по следующей формуле:

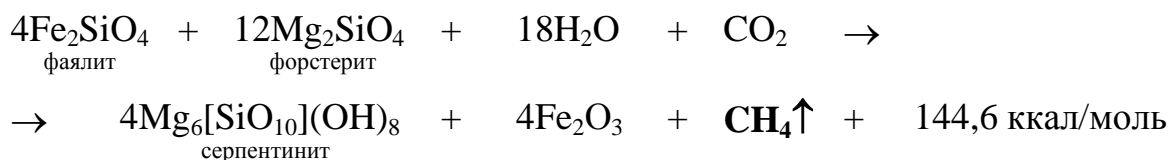


Рис.3
Трубы черных курильщиков
(Тихий океан).



Рис. 4
Темная, горячая, насыщенная минералами и метаном вода выбрасывается из чёрного курильщика около Галапагосских островов.

По данным ряда ученых масштаб этого явления оценивается в 10 млн т (10^9 м^3) метана в год (О.Г.Сорохтин, А.С.Ушаков, 2002).

В современных океанах abiогенный метан рассеивается в морских водах, а потом уходит в атмосферу. Но если допустить, что рифтовые долины океана окажутся перекрытыми осадочными породами, то метан минерального происхождения начнет скапливаться в осадочных толщах. Тогда только за 1 млн лет сможет накопиться 10^{15} м^3 метана, что соответствует всем выявленным запасам этого газа в мире.

Все эти примеры доказывают, что в современное время в земной коре активно протекают процессы миграции углеводородных флюидов и образования их новых скоплений. Классическая геология нефти и газа учит, что миграция углеводородов в породах происходит путем фильтрации,

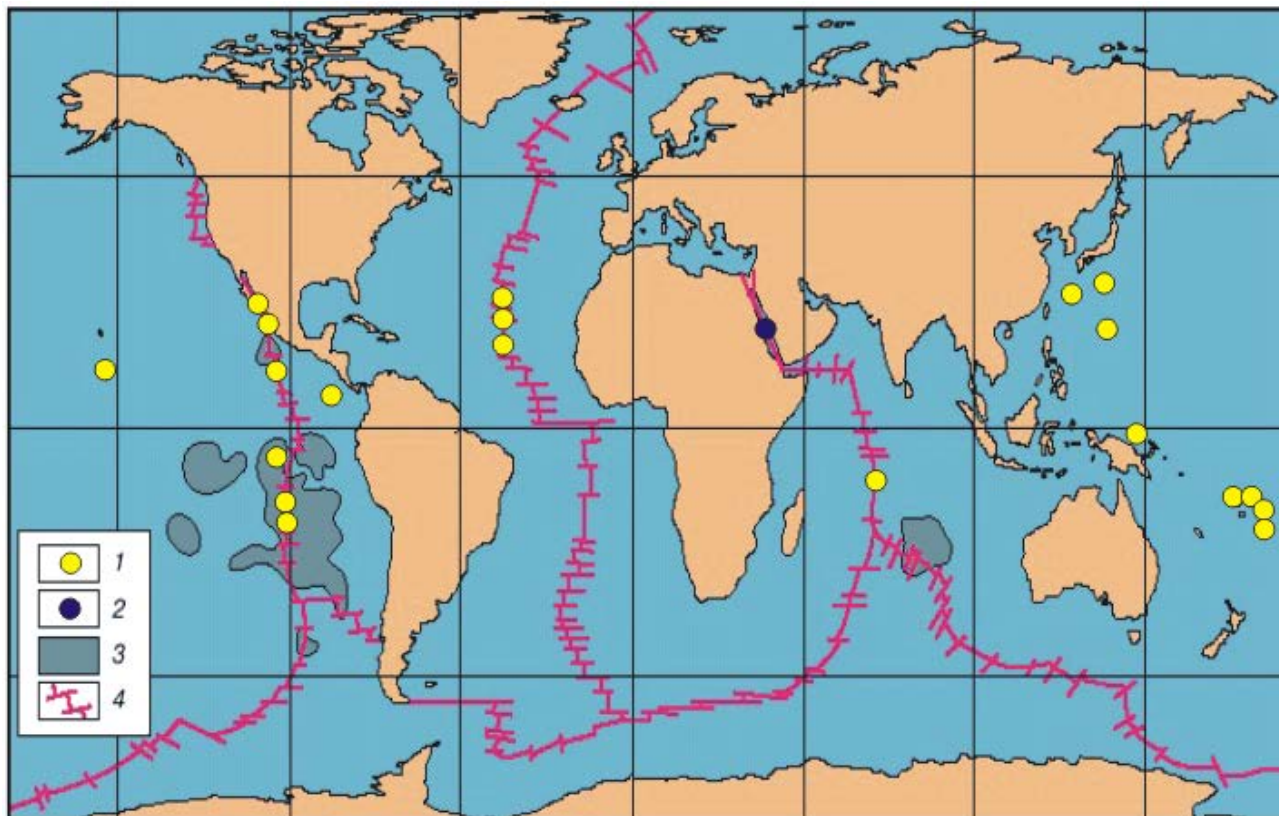


Рис. 5

Распространение современных гидротермальных построек и металлоносных осадков в океанах.

1 - гидротермальные постройки и сульфидные руды, 2 - илы с сульфидами (стратиформные залежи), 3 - металлоносные осадки (по данным Дж.П. Кеннета и С.Г. Краснова), 4 - рифтовые зоны

отжатия, диффузии и т.д. Процесс этот медленный и заметное продвижение флюида происходит в течение тысяч и миллионов лет.

Однако наблюдения и опыты последних лет показывают, что движение флюида в пористых и трещинных пластах может происходить гораздо быстрее. Так, эксперименты, проведенные на Талинском месторождении Западной Сибири установили, что скорость перемещения нефтяного флюида от скважины к скважине составляет почти 6 км в сутки (Н.П.Запивалов, И.П.Попова, 2003). В Терско-Сунженском регионе быстрота вертикальной миграции нефти достигает сотен метров в год, или примерно 1 м в сутки. Скорость движения жидких углеводородов на дневную поверхность в масштабах всей планеты оценивается как $3,8 \times 10^6$ т в год. При такой интенсивности миграции только за четвертичный период (т.е. за последний миллион лет) из недр планеты естественным путем высочилось около 4×10^{12} т нефти, что в 2 раза превышает известные на сегодняшний день ее геологические запасы, и в 7 раз больше извлекаемых запасов (В.Д.Скарятин, М.Г.Макарова, 2005).

Эти и другие данные свидетельствуют о том, что движение углеводородного флюида в земной коре происходит с гораздо большей скоростью, чем это предполагалось ранее, процесс идет постоянно и продолжается в настоящее время. В соответствии с этим и формирование скоплений нефти и газа – постоянно действующий процесс: залежи углеводородов формировались и переформировывались в прошлые

геологические эпохи, они формируются и сейчас, буквально на наших глазах. Причем скорость формирования залежей исчисляется не миллионами лет, а годами, она вполне сопоставима с жизнью человека. Так, например, в рифтовой впадине Калифорнийского залива, который начал раскрываться только 3-5 млн лет назад, накопилась толща осадков мощностью до 4 км и с высоким содержанием органики. Под действием высокотемпературных гидротерм здесь уже образовалась жидкая незрелая нефть, чей возраст оценивается в несколько сотен лет (Б.А.Соколов, Н.А.Гусева, 1993).

Каковы же причины активного и быстрого современного образования и миграции углеводородов? Сторонники неорганической теории происхождения нефти и газа видят ее в дегазации мантии Земли. Вместе с другими газами, такими, как водород, углекислый газ, гелий, мантия «выдыхает» и углеводородные газы. Истечение минерального метана из низов коры и мантии посредством «черных курильщиков» отрицать нельзя. Однако нигде в рифтовых долинах Мирового океана не было обнаружено нефтяных источников. Кроме того, нефть – это сложное природное соединение, состоящее из смеси углеводородов, углеводородных соединений, различных минеральных добавок, порфиринов и т.д. При температуре в 300-400⁰С многие составные части нефтей разрушаются, например, порфирины. Сама нефть становится термодинамически неустойчивой и распадается до метана. Поэтому вряд ли нефти могли образовываться и сохраняться в мантии Земли, где температура составляет от 1300 до 3000⁰С. Следовательно, надо искать другое объяснение феномену современного и быстрого «рождения» нефти. По нашему мнению, это результат стремительного по геологическим меркам процесса нефтегазообразования в специфических и ныне действующих **очагах рождения углеводородов.**

Где же именно сегодня образуются углеводороды и каким образом?

В соответствие с геодинамической концепцией нефтегазообразования, разработанной на кафедре геологии РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, образование нефти и газа может происходить различным путем: в крупных впадинах земной коры по классической схеме; в рифтовых прогибах, возникающих при раскрытии океанических бассейнов; в зонах субдукции, где происходит столкновение литосферных плит, когда тонкая океаническая кора погружается под толстую кору материков (В.П.Гаврилов, 1998).

Применительно к Северному Кавказу и Терско-Сунженскому району, где и расположены месторождения Чеченской республики, действует субдукционный механизм образования углеводородов. Вдоль всей Крымско-Кавказской сутуры – границы столкновения мелких плит с Восточно-Европейским континентом, в настоящее время происходит внутриконтинентальная субдукция, которая выражается в том, что нижний ярус литосферы как бы подтекает под встречные припятствия – толстую материковую литосферу, а верхний ярус коробится, трескается и образует нагромождение разномасштабных блоков коры, известных нам как горноскладчатые сооружения. На рис. 6 приведен разрез через Кавказские горы. Видно, как нижний ярус литосферы заглубляется под Скифскую плиту,

а верхний дробится и принимает участие в образовании Кавказского хребта (см. рис. 6). Нечто подобное происходит и в Южно-Каспийской впадине (рис. 7). Особенно она заметна в Южно-Каспийской впадине. Последняя

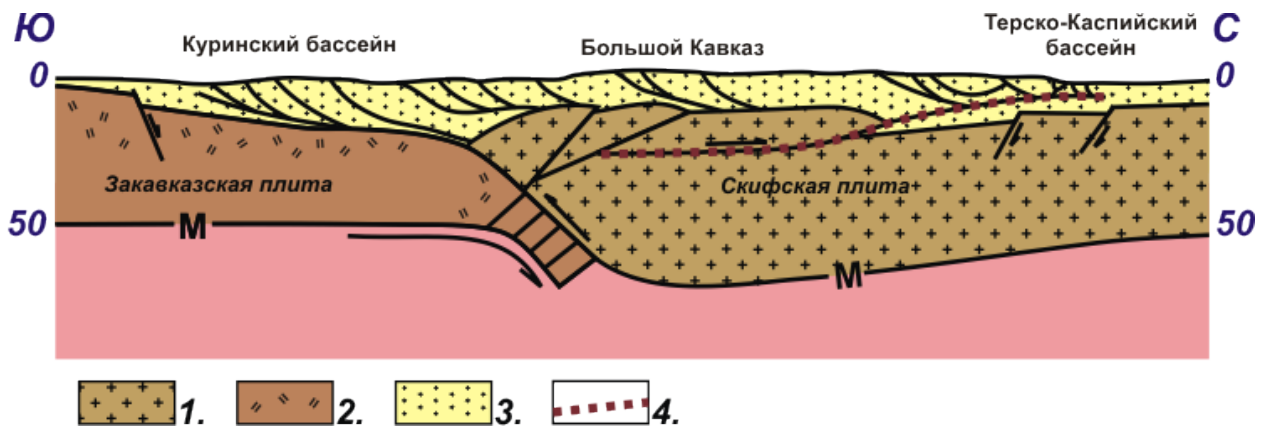


Рис.6

Геологический разрез через Кавказскую горноскладчатую область.

1 – континентальная кора, 2 – нижний ярус Закавказской плиты, «подтекающий» под континентальную кору Скифской плиты, 3 – верхний ярус плит, участвующий в образовании Кавказских гор, 4 - волновод

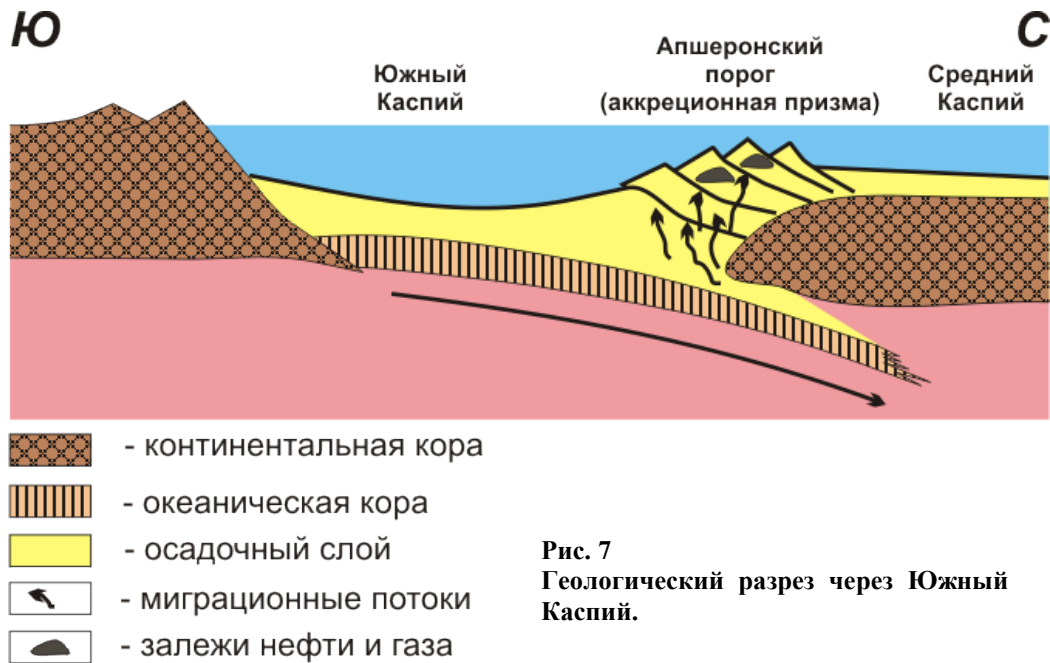


Рис. 7

Геологический разрез через Южный Каспий.

представляет собой оставшийся от океана Тетис внутриконтинентальный морской бассейн с мощной толщей пластичных плиоценовых отложений, обогащенных рассеянной органикой. Вместе с нижней частью литосферы часть этих осадков затягивается в верхнюю мантию Земли, где в условиях высоких температур и давлений происходят достаточно быстрые процессы деструкции органики и синтеза новых углеводородных молекул. Процессы имеют, по-видимому, скачкообразный характер и протекают с большой скоростью, то есть относятся к категории анастрофических. Их можно сравнить с искусственной перегонкой органики в лабораторных условиях, когда за короткое время, но при высокой температуре из органического материала получали синтетическую нефть (опыты Н.Д.Зелинского, Г.Гёффера,

К.Энглера и др.). Вместе с водяным флюидом, который возникает при дегидратации осадков, затянутых в зону подвига, нефть и газ устремляются вверх по разломам, трещинам, порам и капиллярным каналам, мигрируют в осадочный чехол, пока не аккумулируются в залежь (см. рис. 7). Не перехваченные ловушками флюидные потоки в ряде мест выходят на дневную поверхность и образуют грязевые вулканы, которые извергают, как уже отмечалось выше, довольно большое количество углеводородного газа и нефти. Располагаются они, как правило, вдоль зон столкновения литосферных плит и являются очагами разгрузки флюидов, образующихся при погружении и дегидратации коры (рис. 8). В пределах Южного Каспия и прилегающих

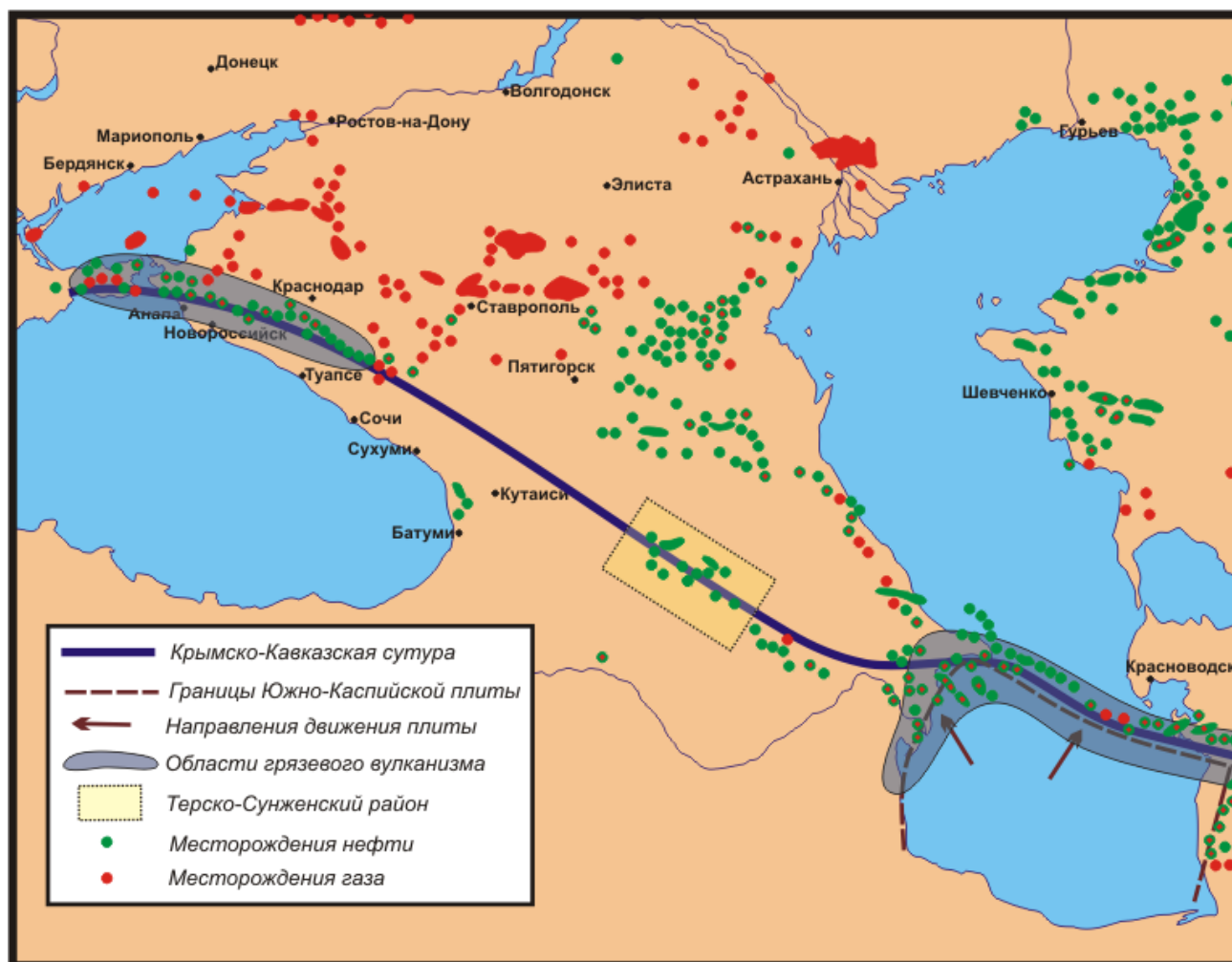


Рис. 8
Обзорная карта нефтегазоносности Предкавказья.

районов Восточного Азербайджана закартировано более 200 грязевых вулканов, а их корни, по данным сейсморазведки, лежат на глубинах до 20 и более километров.

По мнению А.И.Алиева (2006 г.) грязевулканическая деятельность Южного Каспия свидетельствует об интенсивной генерации УВ-газов, которая наиболее активно протекает в низах осадочного чехла.

От Апшеронского полуострова до Челекенского по дну Каспийского моря протянулось крупное валообразное поднятие - т.н. Апшеронский порог.

К нему то и приурочено большинство знаменитых месторождений нефти Южного Каспия (см. рис. 7). По нашей модели это не что иное, как аккреционная призма, т.е. комплекс осадочных пород, которые не «проскочили» в зону субдукции, а оказались «содраны» и собраны в своеобразную кучу. В ее пределах и создались благоприятные условия для накопления блуждающих углеводородных флюидов в залежи.

На Ромашкинском месторождении действует другой механизм пополнения запасов. Здесь, в толще кристаллических пород земной коры, в фундаменте, лежит мощный пласт высокоглиноземистых гнейсов (толщиной до 5-6 км), так называемая большечеремшанская серия. Ее возраст более 3 млрд лет (архейская эра), в составе древних пород содержится много графита (до 15%). Графит же состоит из углерода, изучение изотопного состава которого указывает на его биогенное происхождение. Под действием высоких температур и водородного флюида недр из углерода происходит образование углеводородных соединений, которые по разломам и трещинам мигрируют в пористый осадочный слой коры. Интересно, что практически все месторождения нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции лежат в ареале действия этого графитового пласта (рис. 9). На западе и северо-западе Татарстана, где графитосодержащие толщи отсутствуют, исчезает и

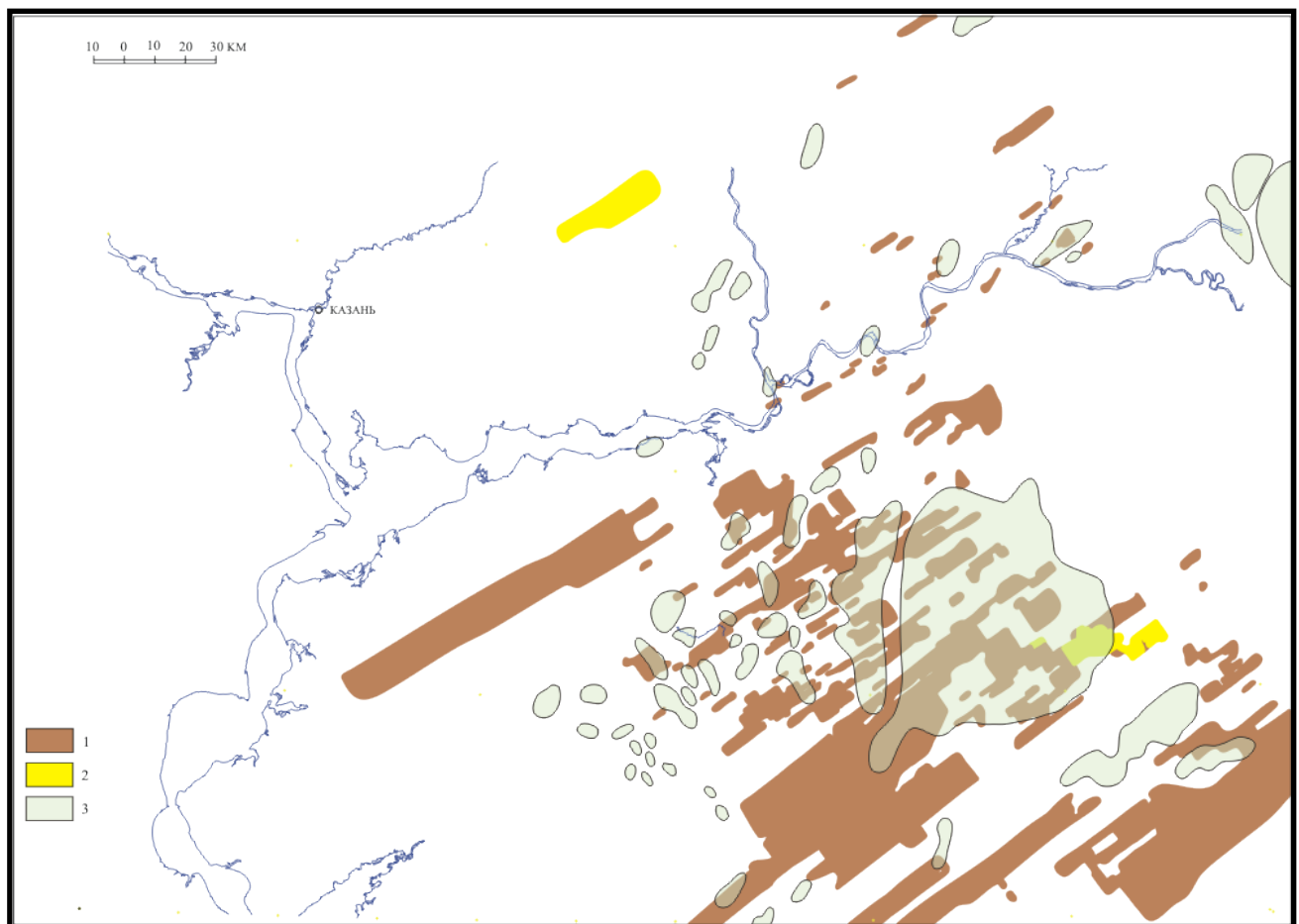


Рис. 9
Распространение пород большечеремшанской серии Татарстана
(Т.А.Лапинская, Л.П.Попова, А.В.Постников, 2002 г.)

нефтегазоносность осадочного чехла (Т.А.Лапинская, Л.П.Попова, А.В.Постников, 2002).

Изучение подземных вод фундамента Татарстана показало, что его газонасыщенность (390-450 см³/л) не уступает водам девонских отложений (298-476 см³/л). В составе газов до 16% углеводородов, что сопоставимо со значениями этого показателя для девонских вод Ромашкинского месторождения (И.Н.Плотникова, 2006). В фундаменте этого региона установлены в большом количестве битумоиды, в которых присутствуют углеводороды от C₁₄ до C₃₃. Исследователи пришли к выводу, что битумоиды фундамента Татарии – это следы миграции нефтенасыщенных флюидов, так называемые битумы миграционных потерь (Г.Н.Гордадзе, 2003). Сравнение углеводородного состава битумоидов фундамента и нефтей Ромашкинского и Новоелховского месторождений позволило установить сходство углеводородного состава экстрактов и нефтей.

Говоря о современных процессах образования нефти и газа и формирования их залежей нельзя обойти молчанием Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию, где концентрируется половина всех начальных суммарных ресурсов углеводородов России и половина всех перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа. Согласно геодинамической модели нефтегазообразования, в пределах Западно-Сибирской провинции действовал рифтогенный режим, предопределивший масштабы генезиса углеводородов в этом регионе. В конце перми - начале триаса (примерно 230 млн лет назад) земная кора Западной Сибири испытала мощный удар подземных сил в виде



Рис. 10
Положение Палеообского океана в пермо-триасовое время (Б.А.Соколов, 2001).
Жирная линия – ось палеоокеана (рифтовая долина).

глубинного плюма. Кора треснула, разошлась и на месте континентальной суши возникли рифты, а потом и узкий Палеообский океан, напомилавший современное Красное море (рис. 10). Причем максимальное раскрытие океана было на севере (современные полуострова Гыдан и Ямал). Энергия недр относительно быстро иссякла и настоящий океан на месте современной Западной Сибири так и не раскрылся. Поэтому Западную Сибирь иногда называют несостоявшимся океаном. Однако последствия этих событий оказались решающими для последующего нефтегазообразования и нефтегазонакопления в этом регионе.

Во-первых, мантийный плюм принес огромную тепловую энергию, которая хорошо прогрела недра центральной части Западной Сибири. До сих пор они здесь более нагреты, чем в соседних районах. Следовательно, именно здесь

создавались наиболее благоприятные условия для преобразования рассеянной органики в углеводороды.

Во-вторых, в рифтовой долине Палеообского океана, по-видимому, протекали процессы минерального образования углеводородных соединений по приведенной выше схеме. Процесс этот продолжается и поныне. Однако, в отличие от современных рифтовых долин Мирового океана, рифтовая долина Палеообского океана оказалась сравнительно быстро перекрыта осадками, которые воспрепятствовали рассеиванию метана и принуждали его концентрироваться в породных резервуарах (рис. 11). Истечение метана из

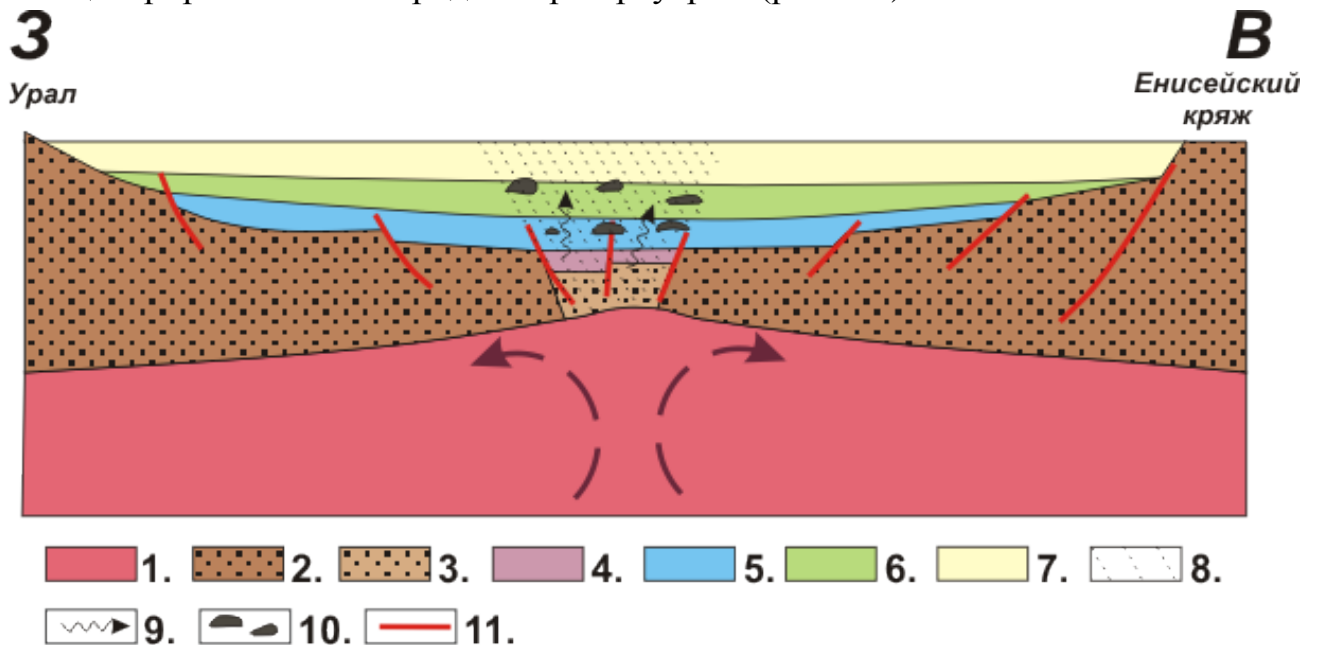


Рис. 11

Геологический разрез через Западно-Сибирский мегабассейн.

1 – мантия, 2 – складчатая кора палеозойского возраста, 3 – новая кора Палеообского океана (перм-триасового возраста), 4-7 – осадочный чехол (триас, юра, мел, кайнозой соответственно), 8 – области более высокой прогретости чехла и наибольшей концентрации запасов УВ, 9 – направления движения флюида, 10 – месторождения УВ, 11 – некоторые разломы.

погребенной рифтовой долины подпитывало и подпитывает углеводородами всю Западно-Сибирскую провинцию. Последняя представляет собой огромный водонапорный мегабассейн, в песчаных и глинистых породах которого находится $5 \cdot 10^{14}$ м³ пластовых вод. В этих водах растворено $1,5 \cdot 10^{15}$ м³ метанового газа, что на порядок превышает все выявленные и невыявленные ресурсы нефти и газа в этом регионе (Л.М.Зорькин, 1973).

К центру и к северу провинции, т.е. там, где находится погребенная рифтовая долина Палеообского океана, возрастает газонасыщенность пластовых вод всех водоносных комплексов до 3000 см³/л, возрастает жирность метановых газовых, их упругость и т.д. (рис. 12). В этих же районах существенно повышается и концентрация запасов нефти и газа Западной Сибири (рис. 13). Не является ли это свидетельством того, что погребенная рифтовая долина Палеообского океана служит постоянно действующим источником углеводородов, который подпитывает весь Западно-Сибирский мегабассейн вот уже не один миллион лет? Причем углеводороды могут быть

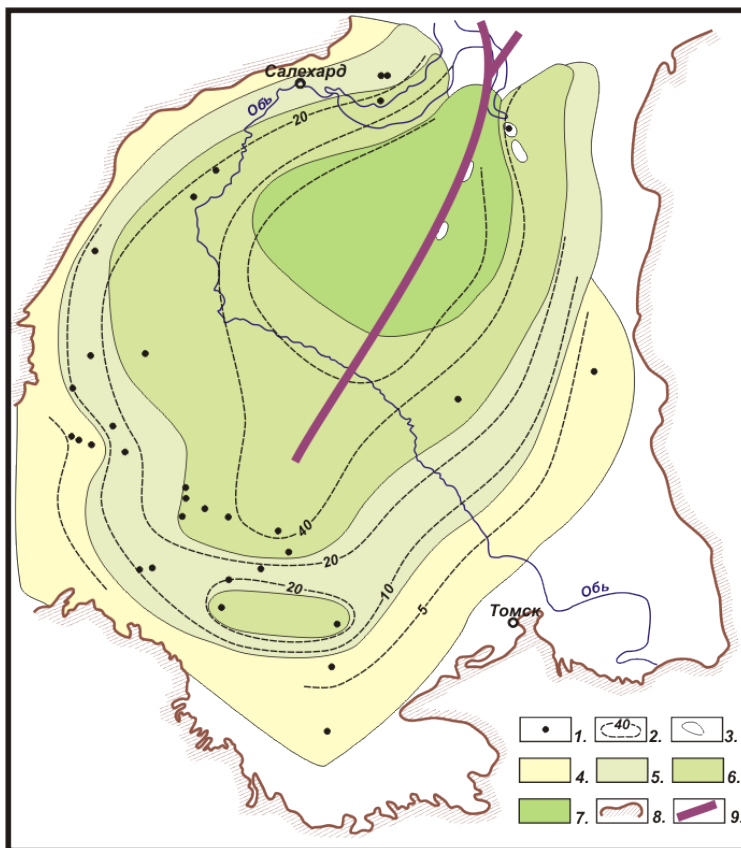


Рис. 12
Схематическая карта уругости растворенных газов и газонасыщенности пластовых вод апт-альб-сеноманского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна (Л.М.Зорькин, 1973).

1 – скважины, в которых исследована газонасыщенность; 2 – изолинии уругости растворенных газов в кг/см²; 3 – газовые залежи; количество растворенного газа в см³/л: 4 – до 200, 5 – от 200 до 500, 6 – от 500 до 1000, 7 – более 1000; 8 – границы Западно-Сибирского артезианского бассейна; 9 – осевая линия палеообского океана.

как органического, так и минерального происхождения.

Без допущения постоянно действующего очага нефтегазообразования не обойтись при оценке баланса углеводородной системы Западной Сибири. Весь объем углеводородной сферы этого региона можно оценить сложив содержания метановых газов в подземных водах ($1,5 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$), количество метана сорбированных глинистыми породами (по Ф.Г.Гурари - $2 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$) и количество нефти и газа в установленных залежах и в невыявленных ресурсах (примерно $2 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$). В сумме это составит $2 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$, т.е. две тысячи триллионов м³ УВ. По данным А.Э.Конторовича, в соответствии с классическими канонами теории нефтегазообразования, примерно такое же количество углеводородов

могло произвести все органическое вещество, рассеянное во всех осадочных породах Западно-Сибирской провинции. Вроде бы углеводородный баланс сходится. Однако при этом не учитывается фактор рассеивания углеводородных газов через толщу пород в атмосферу. Все нефтегазоносные бассейны – это открытые системы, постоянно теряющие в атмосферу различные газы, в т.ч. и углеводородные, за счет их ухода по разломам, трещинам, путем диффузии и просачивания через покрывки, даже если они сложены такими плохо проницаемыми породами, как каменная соль. В Западной Сибири же – это глинистые пласты мощностью порой всего 25-30 м. Геохимическая съемка, проведенная в этом регионе, показала, что практически на всех месторождениях происходит естественное просачивание углеводородов на поверхность. В ряде случаев зафиксирована сквозная дегазация западно-сибирских недр – это районы Усть-Порта, Байдарацкая, Обская и Тазовская губы, поселок Ныда и др. Общие масштабы этих потерь не установлены. Однако, если ориентироваться на данные Г.И.Войтова, то

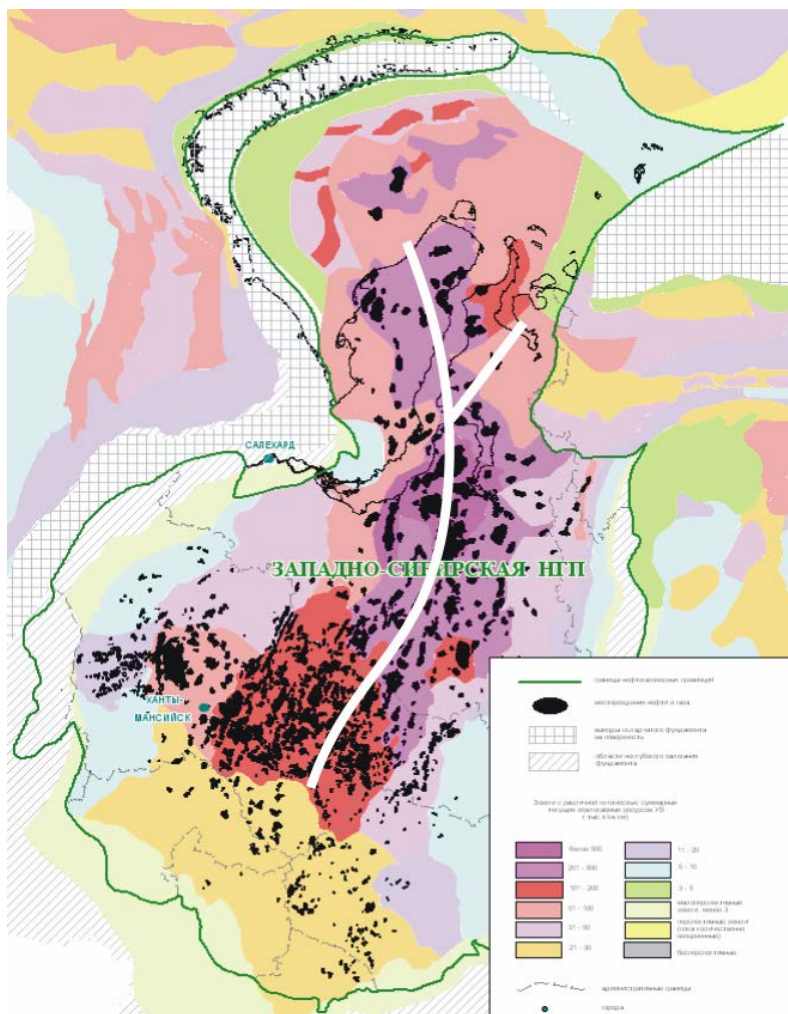


Рис. 13
 Распределение НСР нефти и газа в Западно-Сибирской НГП
 (К.А.Клещев, 2006)
 Жирная белая линия – осевая линия Палеообского океана.

ежегодно с поверхности Западно-Сибирской низменности в атмосферу уходит порядка $0,44 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ углеводородных газов. А это означает, что только за неоген-четвертичный период (т.е. последние 25-30 млн лет) недра Западной Сибири должны были бы потерять $13 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$ газа, что примерно в 60 раз больше всех выявленных и невыявленных ресурсов углеводородного сырья региона. Этого, однако, не произошло только потому, что залежи Западной Сибири не только все время теряют газ или нефть, но и постоянно получают новые восстановительные порции углеводородов.

Таким образом, **любая залежь жидких или газообразных углеводородов – это некая динамически равновесная, но в то же время**

открытая, диссипативная система, способная к самовосстановлению в относительно короткое время, измеряемое годами.

Эксплуатация залежи нарушает установившееся динамическое равновесие в пласте, возбуждая естественный подток углеводородных флюидов, которые начинают компенсировать величину отбора. Если при этом скорость извлечения (т.е. форсированный отбор) в разы превышает скорость естественного пополнения, то залежь истощается.

Мы рассмотрели на реальных примерах только три возможных механизма образования новых объемов нефти и газа, но в природе их может быть гораздо больше. В каждом конкретном случае действует свой источник углеводородов. В геологической истории Земли углеводородные соединения образовывались всегда, рождаются они и сейчас, на наших глазах, и процесс этот будет происходить и в будущем. Этим тезисом мы подтверждаем фундаментальные представления академика И.М.Губкина о том, что нефтегазообразование имеет глобальный и постоянный характер.

Факты, о которых говорилось, были известны сравнительно давно, но на

них не обращали должного внимания, поскольку умы ученых истощались схоластическими спорами о том, каким образом образовались углеводороды: органическим или же неорганическим путем? Геодинамическая модель нефтегазообразования допускает смешанный (микстгенетический, полигенный) генезис. Скорее всего нефть – это результат природной «перегонки» рассеянной органики, а газ может иметь и минеральное происхождение. В наше время, когда мотив об исчерпаемости ресурсов нефти и газа звучит всё настойчивее, новые подходы к теории нефтегазообразования заслуживает большего уважения. Если их учитывать, то оценку ресурсов нефти и газа и разработку их месторождений надо строить на новых принципах.

Во-первых, в теории геологии нефти и газа должно найти достойное отражение существование действующих поныне очагов нефтегазообразования, с которыми связаны узлы или полюса

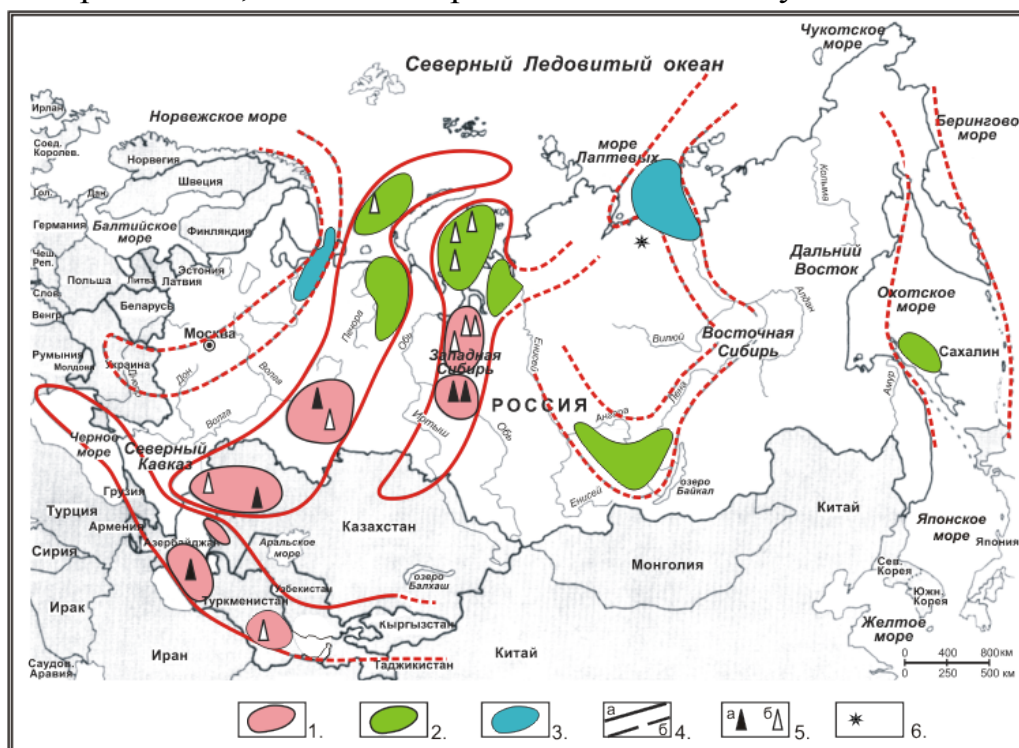


Рис. 14
Пояса и полюса нефтегазонакопления России и прилегающих стран СНГ.

1 - установленные и освоенные центры (полюса) нефтегазонакопления; 2 - выявленные, но в полной мере не освоенные центры (полюса) нефтегазонакопления; 3 - прогнозируемые центры (полюса) нефтегазонакопления; 4а - контуры поясов нефтегазонакопления; 4б - контуры прогнозируемых поясов нефтегазонакопления; 5а – некоторые месторождения нефти, 5б – некоторые месторождения газа, 6 – Оленекское месторождение тяжелой нефти и битумов.

нефтегазонакопления (рис. 14). В задачу изучения нефтегазоносных бассейнов и областей необходимо включать не только выявление нефтегазоматеринских пород, коллекторских толщ, покрышек и ловушек, но и очагов нефтегазообразования, оценку их потенциальных возможностей по производству углеводородов, возможных путей миграции новых порций нефти и газа, установление месторождений, которые лежат на этих

миграционных путях и имеют современную подпитку углеводородами.

Во-вторых, при эксплуатации залежи следует отказаться от «насильственных» технологий извлечения нефти и газа из продуктивных пластов, и, прежде всего, от форсированного отбора флюида, чем мы сейчас сильно грешим. Скорость отбора должна находиться в определенном соотношении со скоростью поступления УВ из очагов генерации. При этом условия одни месторождения будут определять уровень добычи, другие - находиться в естественном состоянии покоя для пополнения своих запасов. Таким образом скорректированные нефтегазодобывающие районы будут действовать сотни лет, давая устойчивую и сбалансированную масштабам генерации добычу нефти и газа. Из этого следует, что в технологический цикл разработки месторождений надлежит вводить **специальные реабилитационные периоды**, когда залежь или месторождение выводится из эксплуатации и пополняет свои ресурсы за счет естественной энергии пласта и подтока углеводородного флюида. Именно такой принцип «щадящей» разработки, подобно принципу культивации лесных угодий, должен стать, на мой взгляд, важнейшим в дальнейшем развитии теории и практики разработки нефтяных и газовых месторождений.

В-третьих, при разработке месторождений следует учитывать возможность переформирования залежи, как естественным путем, так и искусственным за счет воздействия на пласт различными методами (вибрацией, гидравлическим импульсом и т.д.). В связи с этим понятие «разработка продуктивного объекта» целесообразно заменить понятием «управление процессом извлечения нефти или газа» со всеми вытекающими последствиями.

В-четвертых, назрела необходимость организации с самого начала разработки месторождений геофлюидодинамического мониторинга с определенным набором параметров, построения геофлюидодинамических моделей залежей нефти или газа. Главная цель этого – обеспечить максимальные коэффициенты нефте- и газоизвлечения за счет эффективного использования естественной пластовой энергии и своевременной корректировки системы разработки.

Наконец, в-пятых, сделанные утверждения следует рассматривать как принципиальную постановку проблемы. Далеко еще не все ясно, многое не доказано, ряд положений требует проверки, дополнительного и целенаправленного изучения. Отсюда вытекает необходимость организации и проведения комплексных фундаментальных исследований по данной проблеме, включая создание натурального полигона для организации мониторинговых наблюдений.

Таким образом, в результате и на основании изложенного выдвигается тезис о том, что **нефть и газ - возобновляемые природные ископаемые, освоение их месторождений должно строиться, исходя из научно обоснованного баланса объемов естественной генерации УВ и отбора в процессе эксплуатации месторождений.**

Литература:

Алиев А.И. Грязевые вулканы – очаги периодической газогидродинамической разгрузки быстропогружающихся осадочных бассейнов и важные критерии прогноза газоносности больших глубин//Геология нефти и газа - №5 – 2006 –с.126-134.

Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и её следствия // Геология нефти и газа - №6 – 1998 – с.2-12.

Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новороссийск, Изд-во СО РАН, 2003, с.197

Зорькин Л.М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М., Недра, 1973, с. 224

Лапинская Т.А., Попова Л.П., Постников А.В. Древнейшие метаморфические толщи фундамента как возможный источник углеводородов осадочного чехла. В кн. «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов», М., РГУНГ, 2002, с. 65-75

Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов. ТЭК, №2, 2004, с. 44-46

Плотникова И.Н. Зоны разуплотнения кристаллического фундамента Волго-Уральской антеклизы как потенциальные нефтегазовые объекты. Автореферат дис. на соискание уч. степ. докт. г.-м.н., Казань, 2002, с.46

Скарятин В.Д., Макарова М.Г. Геофлюидодинамика углеводородов и восполнение залежей. В кн. «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов», М., РГУНГ, 2002, с. 213-219

Смирнова М.Н. Грозненская школа геологов-нефтяников, сторонников глубинного происхождения нефти. В кн. «Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений», М., Геос, 2002, с. 36-367

Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа, Вест. МГУ, сер. Геология, №3, с. 39-46

Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Развитие Земли. М., Изд-во МГУ, 2002, с. 559