

УДК 622.323(470)

СКОЛЬКО НЕФТИ НАДО ДОБЫВАТЬ РОССИИ?

(открытое письмо Президенту России В.В.Путину)

К.С.Иванов

Институт геологии и геохимии УрО РАН, г. Екатеринбург, ivanovks55@ya.ru

АННОТАЦИЯ

России совершенно необходимо уменьшить добычу нефти, желательно договорившись со странами ОПЕК. Что вызовет значительный подъем цен на нефть. Нельзя отвергать инициативы стран ОПЕК в этом направлении, поскольку запасы нефти в России уже приближаются к истощению. Дается краткий обзор перспектив нефтеносности Арктики (отрицательный), Восточной Сибири (отрицательный), Каспия (слабо положительный), сланцевой нефти в РФ (пока отрицательный), глубинной нефти (положительный, но требующий изменений законодательства и еще много чего...).

Ключевые слова: нефть, Россия, Западная Сибирь.

HOW MUCH OIL SHOULD WE PRODUCE IN RUSSIA?

(an open letter to President of Russian Federation V.V. Putin)

K.S. Ivanov

Institute of Geology and Geochemistry UB RAS, Yekaterinburg, ivanovks55@ya.ru

ABSTRACT

It is an imperative for Russia to reduce oil production advisably making an agreement with Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC). This result in significant oil price rising. It is wrong to decline OPEC initiatives in this direction because reserves of oil in Russia is coming to depletion. The brief review to prospects of oil and gas bearing capacity in Arctic (negative), East Siberia (negative), Caspian Sea (weakly positive), shale oil in Russian Federation (so far negative), deep oil (positive, but it requires changes in the legislation, and a lot more things...).

Key words: oil, petroleum, Russia, West Siberia

Мы все (весь мир) живем в эпоху нефти. И к России это особенно относится. Поскольку нефтегазовые доходы (и главным образом – именно нефтяные) в предкризисном 2014 г. составляли 2/3 доходной части бюджета России. И даже при падении цен на нефть, нефтегазовые холдинги заработали 98% прибыли крупнейших компаний России – РБК, 23 сентября 2015. Таким образом, нефть является важнейшей частью нашего благосостояние и даже бытия.

27–28 октября 2016 г. в СМИ прошла тревожная информация, что Россия отклонила предложение Саудовской Аравии о взаимном одновременном снижении добычи нефти на 4 %. Вот, например, что писала Газета.ru [19]:

«Саудовская Аравия уже во второй раз предлагает России сократить добычу нефти, и Москва снова отказывается. ... В перспективе позиция России может сорвать наметившуюся договоренность стран ОПЕК, которые решили сократить производство, но не в одиночку, а параллельно с игроками, не входящими в картель. Россия отказалась сокращать добычу нефти. Об этом сообщает в четверг Reuters со ссылкой на свои источники. По данным агентства, предложение снизить производство на 4% поступило

со стороны Саудовской Аравии и ряда других монархий Персидского залива, входящих в Организацию стран – экспортеров нефти (ОПЕК). Reuters утверждает, что переговоры по этому вопросу состоялись 23 октября в Эр-Рияде, где проходила 35-я сессия министров нефти регионального содружества, в которой принял участие глава российского Минэнерго А.Новак. Российская сторона согласилась лишь заморозить уровень добычи, но не снижать его. ... В конце сентября страны ОПЕК заключили предварительную договоренность о заморозке добычи на уровне 32,5 млн баррелей в сутки. Учитывая, что в августе, по данным самого картеля, страны ОПЕК добывали в совокупности 33,23 млн баррелей в день, речь в данном случае идет именно о сокращении добычи. Кстати, в сентябре суточная добыча ОПЕК составляла уже 33,39 млн баррелей. В сентябре Россия добывала около 11 млн баррелей в сутки (20 сентября 2016 г. был поставлен исторический рекорд – 11,09 млн барр.). Если отталкиваться от этих показателей, добыча в РФ должна быть сокращена на 440 тыс. баррелей в день. Кстати, министр нефти Венесуэлы Эулохио дель Пино, побывавший в Москве с визитом во вторник, по итогам поездки заявил, что ОПЕК предлагает странам, не входящим в картель, снизить добычу на 400–500 тыс. барр. Таким образом, речь, видимо, шла как раз о России. Что касается Саудовской Аравии, она, по данным ОПЕК, в сентябре добывала 10,49 млн барр. в день. То есть саудиты должны сократить производство примерно на 420 тыс. барр. — если говорить о 4-процентном снижении. Ранее Алжир предлагал схему, по которой СА сократит добычу на 440 тыс. барр. Как стало известно «Газете.Ру», Саудовская Аравия предлагает России снизить собственное производство нефти на 5%, поддержав тем самым цены...Саудовская Аравия предлагала России сократить добычу на 5% еще в конце января. На тот момент это означало снижение примерно на 500 тыс. баррелей в сутки. Тогда информации о решении России не появлялось, но позднее возникла идея не сокращения, а фиксации добычи на январских уровнях, инициатором которой выступили опять-таки Россия, Саудовская Аравия и Венесуэла. Инициатива обсуждалась до середины апреля, когда заключение окончательного соглашения сорвалось. ... «Россия всегда была именно за заморозку уровня добычи, а не за снижение» – комментирует вице-президент Argus Мищенко. ... Но если в апреле соглашение о заморозке сорвалось из-за внутренних разногласий ОПЕК, то теперь оно под угрозой из-за позиции стран, не входящих в картель, в первую очередь — России. Участники ОПЕК могут отказаться от сокращения добычи, если на это не пойдут другие производители».

Очевидно, есть смысл попробовать проанализировать, что же именно выгодно для нашей страны!? Стоит ли России и далее пытаться компенсировать упавшие цены на нефть увеличением объема ее добычи, как это фактически происходит сейчас? Есть правда всякие умные министры и др., которые анализируют, конечно, наверное, хорошо. Почему то вспоминается вопрос: *Если у нас всё так хорошо, а у “них” – всё так плохо, тогда почему же у нас всё так плохо, а у них всё так хорошо?!*

Согласно таким важным документам как, например, «Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.» [24] в России к 2030 году предусмотрен рост добычи нефти до 535 млн.тонн в год. Я, конечно, понимаю – «стратегии России» это весьма, наверное, серьезно всё. Но все же в работе надо стараться опираться на факты, а не на мифы. Они, к сожалению, очень далеки от действительности.

Я вынужден разочаровать читателей – в России с нефтью все обстоит совсем не так замечательно, как хотелось бы думать (с газом – всё гораздо лучше). В 2012 году запасы

нефти в России рассекретили и теперь это вполне нужно обсуждать (но давайте все же на случай будем сейчас пользоваться лишь “открытыми” источниками). А факты таковы – Россия по запасам нефти на 8 месте в Море, а по добыче постоянно делит 1–2 место с Саудовской Аравией с ее наиболее крупными в мире и высококачественными месторождениями (где добыча нефти к тому же стоит в 10–20 раз дешевле, чем в России). Численные оценки есть разные, вот одна из «средних»:

<http://www.ereport.ru/articles/commod/oilcount.htm>

Доказанные запасы нефти в странах мира

(в миллиардах баррелей /бочек/ по состоянию на 2012 год)

Rank	Country	Oil - proved reserves (bbl)
1	Saudi Arabia	262,600,000,000
2	Venezuela	211,200,000,000
3	Canada	175,200,000,000
4	Iran	137,000,000,000
5	Iraq	115,000,000,000
6	Kuwait	104,000,000,000
7	United Arab Emirates	97,800,000,000
8	Russia	60,000,000,000
9	Libya	46,420,000,000
10	Nigeria	37,200,000,000
11	Kazakhstan	30,000,000,000
12	Qatar	25,380,000,000
13	United States	20,680,000,000
14	China	14,800,000,000
15	Brazil	12,860,000,000
16	Algeria	12,200,000,000
17	Mexico	10,420,000,000
18	Angola	9,500,000,000
19	Azerbaijan	7,000,000,000
20	Ecuador	6,510,000,000

Не менее интересны данные о добыче нефти – мировыми лидерами по добыче нефти постоянно являются Россия и Саудовская Аравия – обычно около 10,5 млн. барт./сутки (сравните запасы этих двух стран!). Таким образом, мы уже кончающуюся нефть России гоним за границу изо всех сил. Разделите запасы на добычу – очень интересная арифметика в одно действие – получается, что к 2028 году нефть в России кончится. Понятно, что это произойдет не мгновенно, а постепенно, т.е. заметное падение наступит еще раньше, а в 2025 г., таким образом, добыча составит, по-видимому, 60-70% от сегодняшней, и будет продолжать падать. Существенно отсрочить этот катастрофический для России рубеж могли бы разумные ограничения на экспорт нефти и серьезные государственные вложения в геологию, прежде всего в поиски новых нефтяных месторождений. (Ну и естественно в работы, нацеленные на повышение КИН – коэффициент извлечения нефти). Причем делать это надо именно сейчас, а точнее

позавчера, пока еще были деньги и даже сверхдоходы от продажи нефти. Но, увы, среди нашей принимающей решения элиты видимо преобладают последователи Людовика XV с его известным «*после нас хоть потоп*». Тем более, что, очевидно, большинство из них собираются избежать этого потопа сев в свои яхты, размером где-то с нефтеналивные танкеры, и уехав в свои виллы где-нибудь на Мальдивах...

Так, например, месторождения Волго-Уральского региона во многом уже выработаны. По данным [3 и др.] выработаны на 85%, т.е. осталось здесь в 5,5 раз меньше нефти, чем уже ее добыто. В Западной Сибири (**а этот регион для России важнейший; это – это наше всё!; по газу ЯНАО, а по нефти – ХМАО, здесь добывается половина нефти всей страны**) добыча нефти также уже начала снижаться. См., например, материалы проходящих каждый ноябрь в г. Ханты-Мансийске совещаний «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» [23 и др.].

За последние 25 лет в России в среднем находят 50 месторождений в год. Крупнейшее за 25 лет месторождение имени Филановского было открыто ЛУКОЙЛом в 2005 году на российском шельфе Каспия, извлекаемые запасы – 129 млн тонн нефти и 30 млрд кубометров газа [17 и др.]. Средний же размер вновь открываемых месторождений нефти в России неуклонно снижается, и в прошлом году он составил 2,7 млн. тонн (включая сюда и запасы категории С2, т.е. весьма ненадежные) [2 и др.]. По большинству классификаций по запасам такие месторождения относятся к категории мелких (до 10 млн. тонн). Чтобы читателю было понятней – насколько мелких, можно привести размер ряда месторождений основного нефтедобывающего региона страны – Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Западной Сибири:

Запасы открытого в ХМАО в 1965 г. Самотлорского месторождения нефти составляли 7,1 млрд. тонн, Приобского (1982 г.) 5 млрд тонн, Лянторского (1966 г.) 2 млрд тонн, Федоровского (1971 г.) 1,8 млрд тонн, Тевлинско-Русскинского (1971 г.) 1,8 млрд тонн, Мамонтовского (1965 г.) 1,4 млрд. тонн, Вать-Еганского (1971 г.) 1,3 млрд. тонн, Красноленинской группы нефтяных меторождений (1962 г.) 1,2 млрд. тонн. И так далее. Увы, как известно, все эти месторождения, найденные и введенные в эксплуатацию героическим трудом советских геологов и нефтяников, озолотили сначала ходорковского с компанией (а Россия этим милым людям еще и 50 млрд \$ каким то непостижим образом осталась как бы должна...), а потом и других их “коллег”. **Запасы же вновь открываемых сейчас месторождений нефти в России в среднем на 3 порядка, т.е. в тысячу раз меньше.** В общем то и вполне понятно, почему в начальный период освоения, например, Западной Сибири открывались самые крупные месторождения – скажем в роще обнаружить огромного слона существенно легче, чем маленькую мышку. Но по мере истощения запаса слонов, увы, приходится мышковать, причем употребляя всё более глубоко спрятавшихся в землю зверушек.

Чем же предполагается заместить когда-то громадные, но, увы, постепенно истощающиеся месторождения нефти Западной Сибири в разного рода Стратегиях России, предполагающих увеличение добычи?

Обычно называются **Арктика, Восточная Сибирь, шельф Каспия, сланцевая нефть и глубинная нефть**. О них немного и поговорим.

Так иногда фигурируют оценки, что в морских и океанических бассейнах Российской части **Арктики** (и той территории, на которую РФ пока лишь претендует) содержатся ресурсы УВ от 80 до 100 млрд. тонн. Однако, даже не говоря об западных санкциях на поставку технологий, такие оценки пока в лучшем случае можно назвать

экспертными (и мало на чем основанными...), да и ресурсы, это еще далеко совсем не запасы. Говоря же не столь “политкорректно”, эти фантастические цифры вообще ни на чём серьезном не основаны. Кроме как на желании получить финансирование. Немаловажно, что стоимость бурения даже на шельфе северных морей (не говоря уж о более глубоководном бурении) превышает среднюю в 12 и более раз. И нефть – это не только маслянистая жидкость, но и экономическая категория. Лишь очень крупные, но компактные и высокодебитные месторождения имеют хоть какие-то отдаленные перспективы быть коммерчески рентабельными при разработке в Арктике. По оценке ВГУП «ВНИГРИ» (Всероссийский нефтяной...) [2 и др.] для достижения рентабельности запасы месторождений здесь должны быть не менее 50 млн. тонн нефти (я думаю, что не менее 100-150 млн. тонн), при дебите скважин от 1000 тонн в сутки и выше. Пока даже такой арктический гигант как Штокмановское месторождение похоже не очень актуален, во всяком случае прогнозы по его сдаче в эксплуатацию постоянно отодвигаются на более дальний срок. Хотя это месторождение (газа!) вероятнее всего конечно еще заработает. В общем, сейчас здесь добывает нефть одна только платформа «Приразломная». Кроме того, экологические и прочие риски в Арктике существенно выше, равно как и стоимость ликвидации их возможных последствий.

Восточная Сибирь – регион во многом сходный с Арктикой, во всяком случае, по своей не освоенности, труднодоступности и холоду. Чтобы ее покорить (освоить и цивилизовать) по-видимому, необходимо затратить усилия и средства в количествах значительно больших, чем было героически затрачено всей страной на освоение Западной Сибири. Поскольку почти бесплатный героический труд сегодня уже совсем не в моде. Кроме того, в отличие от гигантских месторождений Западной Сибири, обнаруженные пока месторождения Восточной Сибири относятся, как правило, к категории мелких или средних. Так что далеко не очевидно – *стоит ли овчинка выделки?* Наиболее известно здесь открытое в 1982 году Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение. Оно приурочено к рифейским, существенно доломитовым каверно-трещинным породам в нижней части осадочного чехла на западе Сибирской платформы. Извлекаемые запасы Юрубчено-Тохомского месторождения оцениваются по категории С1 – 64,5 млн тонн нефти, С2 – 172,9 млн тонн, газа (С1+С2) – 387,3 млрд кубометров. Ну, или, говоря проще, этому месторождению далеко до гигантов Западной Сибири. (Отмечу, что С2 – это в принципе не надежные, отчасти иногда «виртуальные» запасы, которые, как правило, резко уменьшаются – иногда до нуля – при попытках перевести их в запасы более высоких категорий). Залежи этого месторождения распространены на глубине около 2,5 км и отличаются существенной неравномерностью продуктивности (приточности). Добыча в 2014 г. составляла лишь около 50 тысяч тонн нефти (т.е. 0,01% всероссийской). И хотя продажа лицензий в Восточной Сибири продолжается [14 и др.]¹, происходит и обратный процесс – сдачи лицензий. И экспортный нефтепровод Китай – Восточная Сибирь, видимо, не спроста было решено протянуть и в Западную Сибирь. Чтобы было чем эту трубу пока наполнять.

В общем, ни Арктика, ни Восточная Сибирь реальной полноценной заменой выбывающим месторождениям нефти Западной Сибири являться, увы, не могут.

¹ Месторождения нефти на севере Красноярского края продали за 2 млрд руб. .. Ресурсы нефти на Верхнекубинском участке оцениваются в 11,2 млн тонн, газа — в 1,158 млрд куб. м, а на Посойском участке в 18 млн тонн и 41,2 млрд куб. м.

Прикаспийская впадина имеет по нефти существенно более реальные перспективы. Что и подтверждают новые открытия ЛУКОЙЛа. Во всяком случае, толщина осадочного чехла этой котловины (до 20 км и более) наибольшая в Мире. Здесь же, в его казахской части расположены два нефтяных супергиганта – месторождения Тенгиз (открыто в 1979 г., запасы составляли 3,1 млрд. тонн) и Кашаган (2000 г., запасы около 6 млрд. тонн – входит в десятку крупнейших месторождений Мира). Стоит упомянуть и такие месторождения Каспия как Карачаганак, Азери-Чираг-Гюнешли, Шах-Дениз и др. Есть, однако, и отрицательные моменты. *Во первых*, наибольшая часть территории Прикаспийской впадины принадлежит Казахстану. Распределение же нефтяных и газовых запасов Каспия между 5 прикаспийскими странами (по западным оценкам, на начало 2002 года): Казахстан – 75% по нефти и 45% по газу. Туркменистан имеет почти столько же газа, нефти – 6%. У Азербайджана нефти – 17% и газа – 10%, у Ирана – 0%. Доля России весьма скромна – 2% нефти и 1% газа (сейчас она, благодаря работам ЛУКОЙЛа, существенно повысилась, но порядок цифр не изменился). *Во вторых*, каспийские месторождения нефти (особенно в российском секторе) зачастую содержат высокосернистую нефть, вредную и даже опасную (в случае выбросов сероводорода). Бурение в пределах акватории стоит примерно в 5 раз больше его средней стоимости.

Сланцевая нефть. По западным оценкам Россия находится на первом месте в Мире (причем с большим отрывом) по запасам сланцевой нефти. Что, казалось бы, замечательно. Однако почти все эти “запасы” (не запасы, а ресурсы!) связаны с баженовской свитой Западной Сибири. Моя лаборатория интенсивно изучает эту свиту в течение 5 лет. Как известно, эту свиту слагают позднеюрские черные битуминозные аргиллиты и силициты, которые распространены на огромной территории, около 1 млн км², откуда и получают такие огромные ресурсы, оценки которых разнятся на порядок и более, и в максимуме доходят до совершенно фантастических 300 млрд. тонн. Основные отрицательные факторы:

- 1) Толщина свиты, как правило, очень небольшая, в среднем около 20 м.
- 2) Глубина залегания баженовской свиты весьма велика, обычно 2–3 км. Этим она резко отличается от основных нефтесланцевых формаций Северной Америки, которые, как правило, залегают на глубине первых сотен метров. Это совершенно радикально (более, чем на порядок) меняет стоимость бурения, даже без учета трудностей подъезда к буровым в условиях тундры и болот и нашей сильной отсталости в буровых технологиях (в Северной Америке пробурено больше скважин, чем во всем остальном мире). А ведь добыча сланцевой нефти требует очень больших объемов бурения и гидроразрыва пластов, более чем на порядок превосходящих объемы при добыче традиционной нефти. Поскольку из “сланцевой” скважины добывается 80-90% всей извлекаемой нефти уже за первые два года. А дальше необходимо бурить новую. И вся эта технология может работать лишь при близкой к нулю банковской ставке на кредиты (а не 12% в год и более, как у нас) и налоговых льготах, обеспеченных Законом об Энергетической Политике США 2005 г. и дальнейшими поправками.
- 3) Пока отсутствует рентабельная технология добычи трудно извлекаемой нефти, содержащейся в баженовской свите. Пока можно отметить лишь один пример опытно-промышленной добычи на Средне-Назымском месторождении [18 и др.], проводившейся

ОАО «РИТЕК» (“дочка” ЛУКОЙЛа) при помощи термогазового воздействия на пласт 2-3 года назад, т.е. при цене за баррель около 100\$.

Таким образом, баженовская свита (как, впрочем, и другие нефтесланцевые формации России) это пока «вещь в себе», и рассчитывать на их успешное освоение возможно лишь в достаточно отдаленном будущем, причем при условии значительного развития технологий и весьма высоких ценах на нефть. Не говоря уж здесь о связанных со сланцевой нефтью больших экологических проблемах.

Глубинная нефть вещь дорогая, но вполне реальная. Еще сравнительно недавно, исходя из гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти, считалось, что нефть вообще не может существовать ниже так называемого «нефтяного окна», т.е. глубины 2–4 км. В последнее время и у нас в стране, и за рубежом исследования по тематике глубинной нефти резко активизировались. С 2012 г. в Москве на базе Центральной геофизической экспедиции ежегодно проходит Всероссийская конференция с международным участием по глубинному генезису нефти – «Кудрявцевские чтения». Так, в [1] приведен обзор углеводородного потенциала глубокозалегающих отложений осадочного чехла. В половине из 226 нефтегазоносных бассейнов мира выявлены залежи углеводородов на глубинах более 4 км. В России по состоянию на 01.01.2011 г. на глубинах более 4 км открыто более 250 месторождений и залежей на «старых» месторождениях (80% из них составляют залежи с нефтяной составляющей). Характерной особенностью нефтегазоносности глубокозалегающих отложений является отсутствие смены нефтяных скоплений газовыми, как можно было бы предположить, исходя из гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти и газа. Сообщается [1 и др.], что на глубинах 4,5-8 км уже разрабатывается более 1000 зарубежных месторождений нефти и газа.

В последние годы сделан ряд сенсационных открытий крупных нефтяных месторождений на максимальных глубинах. В 2009 г. на площади Тибер в Мексиканском заливе на глубине 10,5 км (максимальной из всех выявленных на больших глубинах месторождений) открыто крупнейшее нефтяное месторождение с предварительно оцененными запасами 400-550 млн. тонн нефти. Продуктивны палеоценовые отложения. В ранее открытом нефтяном месторождении Каскида продуктивны те же отложения (глубина 9750 м, глубина водного слоя 1770 м, запасы – более 400 млн.т). Всего в палеоценовых отложениях здесь открыто 18 месторождений нефти на сверхглубинах. Нефтегазоносный комплекс, представленный песчаниками с высокими коллекторскими свойствами, характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями. Это крупная зона нефтегазонакопления на сверхглубинах [28 и др.].

В провинции Сантос (Бразилия) в 2008 г. найдено месторождение Тьюпи. С учетом водного слоя (2 км) продуктивные песчаные горизонты залегают на глубине 5 км и более. Предварительно оцененные запасы (по 15 пробуренным скважинам) – 680-960 млн.т нефти. Предполагается, что Тьюпи является составной частью крупной зоны нефтегазонакопления – 800 км на 200 км. В 2008 г. на бразильском шельфе Атлантики было найдено крупнейшее месторождение Кариока Шугар Лоуф. Предварительно оцененные извлекаемые запасы нефти составляют 5,7 млрд.т, геологические – 11 млрд.т, глубина залегания продуктивных горизонтов – свыше 5500 м. Приведенные данные свидетельствуют о возможности существования нефтяной фазы углеводородов на сверхглубинах при высоких температурах и аномально высоких пластовых давлениях.

Эти результаты геологоразведочных работ на нефть и газ нельзя однозначно трактовать, исходя из осадочно-миграционной гипотезы образования нефти. Они скорее подтверждают абиогенный синтез углеводородов нефти и ее сохранность при высоких температурах, чем «главную фазу» нефтеобразования, когда стадия катагенеза МК₃ (температуры не выше 150°C) является предельной для существования нефти [1 и др.].

Выдающийся русский ученый-нефтяник Н.А.Кудрявцев отметил «закономерность в размещении залежей нефти и газа – многоэтажность их месторождений и приуроченность последних к определенным участкам земной коры, ограниченными глубинными разломами» [11 и др.]. Современные данные глубокого бурения подтверждают это положение. В России при доразведке месторождений открываются залежи на глубинах более 4 км, за счет чего увеличивается этаж нефтегазоносности ряда месторождений Тимано-Печорской, Северо-Кавказской, Западно-Сибирской и др. нефтегазоносных регионов. Характерным является большой этаж нефтегазоносности (до 2-4 км) месторождений на больших глубинах, приуроченных к тектонически активным приразломным зонам, где возможны перетоки углеводородов из глубоких в верхние части разреза. Открытие крупных нефтяных месторождений в интервале глубин 8-10,5 км при высоких стадиях катагенеза (АК₁ – АК₃), высоких температурах и аномальных пластовых давлениях расширяет глубинный интервал существования жидкой фазы УВ, повышает перспективы нефтеносности до глубин 10 км и более и заставляет пересмотреть существующие традиционные представления о процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре. Приведенные данные свидетельствуют в пользу глубинного источника нефти и газа в земной коре [1].

Гипотеза глубинного происхождения нефти берет начало с работ Д.И.Менделеева и П.Бертло и развивалась учеными России, Украины, США и др. [2, 6-8, 10-13, 15, 16, 20-22, 25-27 и др.]. Эта концепция основана на представлениях о том, что образование УВ (углеводородов) происходит в мантийных очагах вследствие неорганического синтеза. Образовавшиеся в мантии Земли УВ по глубинным разломам проникают в земную кору, где и образуют нефтегазовые месторождения. В последнее время получены новые факты. И эксперименты и термодинамические расчеты показали [25, 12, 27 и др.], что метан не может полимеризоваться в более тяжелые углеводороды при давлениях ниже 5 кбар ни при каких температурах, а для синтеза углеводородных систем, сходных по составу с природными, необходима температура не менее 700°К и давление 15-80 кбар. Такие условия существуют в верхней мантии Земли на глубинах 50-200 км. Изучение неорганической геохимии нефти [21 и др.] Западной Сибири и Татарстана с помощью современной аппаратуры (ICP-MS; Element 2) показывает, что нефти обладают крайне специфическим микроэлементным составом, не присущим более никаким другим веществам Земли. Главная геохимическая особенность нефти заключается в предельно низких содержаниях большинства микроэлементов. Важной геохимической чертой нефти является постоянная и ярко выраженная положительная европиевая аномалия. По данным [28] положительная европиевая аномалия характерна для глубинных образований, т.е. геологических объектов, сформированных в нижних частях земной коры и ниже. На основании повышенных содержаний Ni, Co, Cr, V и платиноидов рядом ученых также был сделан вывод об «ультрабазитовой» геохимико-металлогенической специализации нефти [13 и др.] и поддержано предположение об её глубинном происхождении.

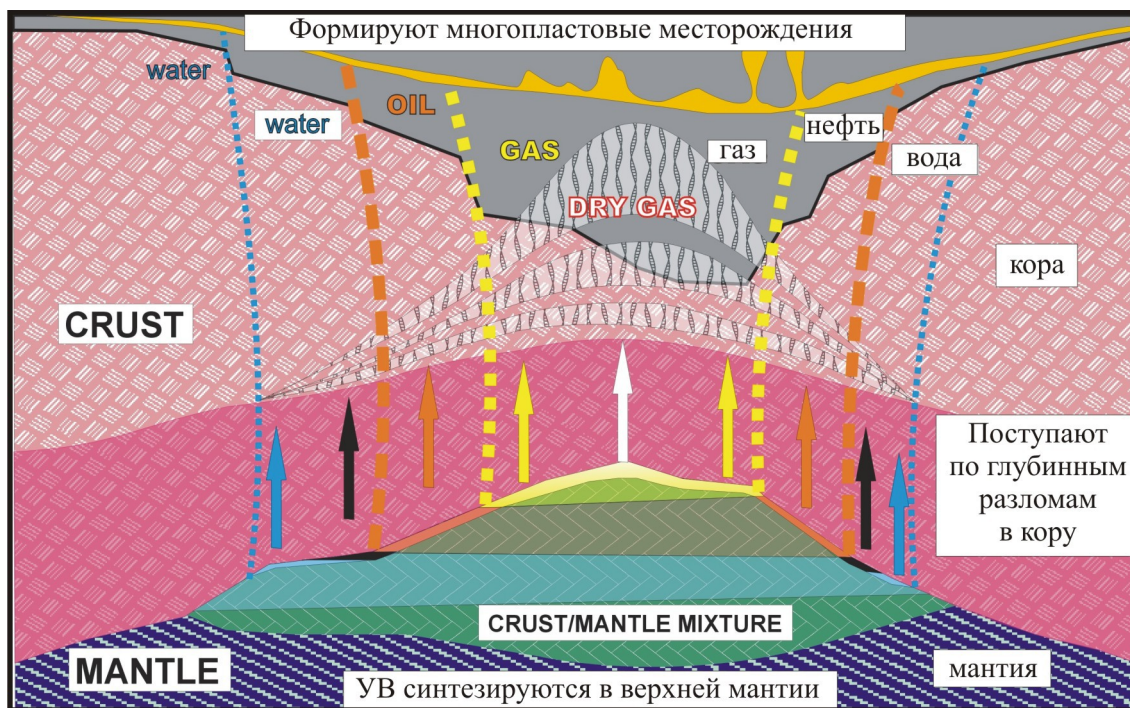


Рис. 1. Принципиальная схема глубинного происхождения нефти (по данным К.С.Иванова, В.Г.Кучерова, Ю.Н.Федорова, А.Кички, В.А.Краюшкина).

Исходя из глубинного происхождения нефти, весьма важным является картирование разломов фундамента. По сути уже сейчас развиваемые нами представления [21, 4-8, а также 2, 20, 27 и др.] дают основания отказаться от такого, еще сравнительно недавно казавшегося незыблемым требования, как обязательное наличие «нефтематеринских толщ» в разрезе конкретного района для его промышленной нефтегазоносности.

Особо необходимо отметить, что из представлений о неорганической природе нефти никоим образом не следует необходимость и целесообразность поисков ее месторождений в фундаменте Западной Сибири (как, впрочем, и других нефтегазоносных бассейнов) на обширных площадях вне известных нефтеносных районов. Если бы там существовали значимые нефтеподводящие глубинные разломы, то нефть, благодаря ее легкости, должна была проявиться и в чехле (а как показывает история поисков нефти [9 и др.] – быть может, даже и на поверхности). Таким образом, основной вывод совершенно другой: представления о неорганической природе нефти обуславливают весьма высокую вероятность многоэтажности залежей в пределах ее месторождений, особенно крупных и суперкрупных (что указывалось и в работах Н.А.Кудрявцева, П.Н. Кропоткина и других классиков нефтегазовой геологии). Поэтому первоочередными поисковыми объектами являются нижние горизонты осадочного чехла и фундамента в пределах нефтеносных полей, особенно крупных месторождений.

В этой связи можно лишь еще раз призвать правительство нашей страны отказаться от совершенно бесполезной (и более того – весьма вредной!) повсеместной практики передачи нефтедобывающим компаниям лицензионных участков с установленными ограничениями по глубине. Этого нет в большинстве стран и “логика” принятия решений здесь непонятна – трудно предполагать, что после завершения выработки месторождения нефтяной компанией, на эту уже в значительной степени истощенную территорию придет другая компания и будет заново оформлять и оплачивать лицензию, проводить разведку,

налаживать инфраструктуру и т.п. Если посмотреть на карты нефтеносности Западной Сибири, где вынесены уже выданные лицензионные участки, покрывающие почти все перспективные территории, то становится понятно, что проблему глубинной нефти изучать просто негде и невозможно без решения этого юридического тупика.

В качестве первого значимого шага, причем (что важно!) не требующего никаких затрат гос.бюджета, следовало бы разрешить изучение недр и поиски месторождений в пределах лицензионных участков **без ограничений по глубине**, законодательно закрепив преимущественное право на разработку вновь найденных объектов за компаниями, проводившими глубинное изучение.

Таким образом, для реализации потенциала глубинных месторождений нефти весьма важны исследования доюрского фундамента Западно-Сибирского нефтегазосного мегабассейна в районах крупных нефтяных месторождений в стратиграфическом чехле. Необходимо картирование фундамента, изучение и выделение глубинных разломов. Необходимо безоговорочно и без каких-либо дополнительных финансовых взносов безотлагательно отменить ограничения по глубине всех действующих лицензий. Следует развивать геолого-геофизические технологии, а также технологии глубокого бурения и снижать его стоимость.

Уже сейчас доизучение старых месторождений даёт до 80% прироста запасов нефти в России (еще около 10% прироста дают новые месторождения, и столько же – переоценка запасов) [2 и др.].

Уважаемый Владимир Владимирович, Вы можно сказать профессионал в управлении полезными ископаемыми. Лет 15 назад я читал главную статью Вашей кандидатской диссертации в трудах Санкт-Петербургского Горного института «Минерально-сырьевые ресурсы в стратегии развития российской экономики». В этой статье, как мне тогда показалось, было два главных посыла. Первый (огрубляя...), *иметь полезные ископаемые – это хорошо. И, второй, но главное – ими правильно распоряжаться.* Думается, пора это сделать. По имеющимся оценкам, на рынке нефти ее переизбыток составляет сейчас примерно 1%. Именно этот 1 процент и мешает ценам подняться к гораздо более справедливым 60-80\$ за бочку. Россия сейчас занимает примерно 12% мирового рынка нефти, более, чем какая-либо другая страна Мира. Таким образом, даже одностороннее сокращение добычи нефти нашей страной на 8-10% может убрать с рынка этот злосчастный один процент. Или хотя бы ограничение экспорта нашей нефти через налоги и квоты.

Конечно, при повышении цены нефти, начнет расти и добыча сланцевой нефти в США. Но, может, и пусть себе добывают на здоровье?! Ведь это в целом трудный и затратный бизнес, проходящий близ границы рентабельности. Это ведь не доллары печатать, себестоимостью по 7 центов за 100\$ купюру (вот это “бизнес” – более 100000% прибыли в час!), да впаривать их по всему миру, скупая реальные ценности и всё увеличивая астрономический долг США, который, понятно, никогда не будет выплачен.

Пока я писал несколько дней эту заметку, нефть подешевела почти на 12%, и опять стала ниже 50\$ за бочку (с 51,5\$ за баррель 27 октября, до 45,57\$ – 4 ноября 2016 г.). По оценкам аналитиков, подешевела преимущественно именно на слухах, что Россия не поддержит страны ОПЕК и не согласится на уменьшение добычи. А ведь наша добыча всё равно так или иначе скоро будет уменьшаться, природу приказом не изменить.

И еще один важнейший для страны момент. Исходя из сказанного мной выше про то, что российская нефть, увы, уже на исходе, становится достаточно понятно, что

заключать сейчас длительные договора об ежегодных поставках больших и фиксированных объемов нефти в Китай, Индию, Евросоюз и пр. – КРАЙНЕ РИСКОВАННО И НЕДАЛЬНОВИДНО! Особенно по нынешним ценам. И еще гораздо более особенно, если в таких договорах прописаны штрафные санкции за недопоставки нефти. А ведь, наверное, прописаны. Как и чем Россия будет потом (через 5 – 10 лет и более) эти договора выполнять?! Как бы наоборот не пришлось наши нефтепроводы потом использовать для прокачки нефти уже в нашу страну. Если к тому времени сможем научиться, как и чем зарабатывать для покупок иностранной нефти... Когда накопленные за последние 15 лет яхты уже уплывут из России.

Остается гадать, отдаёт ли себе отчет Президент нашей страны, что в разных «Энергетических стратегиях..» и пр. желаемое принимается за действительное? И почему его верхние чиновники снабжают его такой информацией и принимают именно такие решения – от глупости, жадности, желания во что бы то ни стало (вне зависимости от объективной реальности...) потрафить начальству, или же потому что у них основные счета и недвижимость находятся за рубежом?! Или от всех причин сразу? – вопрос конечно интересный, но отдельный.

Думаю ли я, что один доктор наук может что-то изменить в геэкономике огромной страны? – нет, я не настолько глуп. Ну, опять же – делай, что должен, и будь, что будет. Остаётся пожалеть, что Вы, Владимир Владимирович, это письмо не прочитаете. А так то бы до встречи стран ОПЕК 30 ноября 2016 г. время еще есть.

Господа чиновники, пересылать моё письмо в Минэнерго или Мин.природных ресурсов смысла нет; проще выбросить.

Наши исследования выполняются при поддержке Российского научного фонда (проект №16-17-10201 «Фундамент Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна: геодинамическая история, оценка перспектив нефтеносности»).

5 ноября 2016 г., Екатеринбург.

Сведения об авторе: Иванов Кирилл Святославич, 1955 г.р., доктор геолого-минералогических наук (с 1998 года), зав.лаб. региональной геологии и геотектоники Института геологии и геохимии УрО РАН, автор и соавтор более, чем 750 публикаций и отчетов по геологии, геофизике и полезным ископаемым, имею государственные и профессиональные награды. Тел.8(343)2879053; ivanovks55@ya.ru

ЛИТЕРАТУРА

1. Варламов А.И., Лоджевская М.И. Углеводородный потенциал глубоко-залегающих отложений осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов мира // Материалы Всероссийской конференции «Современное состояние теории происхождения, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти (1-ые Кудрявцевские чтения)». М: ЦГЭ, 2012.

2. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти «5-ые Кудрявцевские чтения)». Материалы конференции. М: ЦГЭ, 17-19 октября 2016 г.

3. Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // «Геология нефти и газа» 2012. № 5, С.30-38.

4. Иванов К.С., Коротеев В.А., Печеркин М.Ф. Федоров Ю.Н., Ерохин Ю.В. История геологического развития и строение фундамента западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Геология и геофизика, 2009. Т. 50. № 4. С. 484-501.

5. Иванов К.С., Кучеров В.Г., Федоров Ю.Н. К вопросу о глубинном происхождении нефти // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 2008. С. 160-173.

6. Иванов К.С., Панов В.Ф., Писецкий В.Б., Костров Н.П., Манушко Е.А. Глубинная нефть и разломы: геологическое применение некоторых геофизических технологий // Глубинная

нефть, 2013. Т. 1. № 10. С. 1545-1555.

7. Иванов К.С., Панов В.Ф., Федоров Ю.Н. Глубинная природа нефти: смена научной парадигмы и следствия для нефтегазовой геологии // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 2013. Т. 1. С. 64-73.

8. Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Петров Л.А., Шишмаков А.Б. О природе биомаркеров нефти // Доклады РАН, 2010. Т. 432. № 2. С. 227-231.

9. История геологического поиска (к 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции). (ред. Карасев В.И., Агафонов Ю.К., Волков В.А., Кулахметов Н.Х., Панов В.Ф., Решиков Г.М. и др.). М.: Пента. 2003. 288 с.

10. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. Киев: Наук. думка, 1984. 176 с.

11. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.

12. Кучеров В.Г., Бенделиани Н.А., Алексеев В.А., Кенней Дж.Ф. Синтез углеводородов из минералов при давлении до 5 ГПа // Доклады РАН, 2002. Т.387, № 6. С.789-792.

13. Маракушев А.А. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // Доклады РАН. 2004. Т. 398. № 6. С. 795-799.

14. Месторождения нефти на севере Красноярского края продали за 2 млрд руб. ...ресурсы нефти ... 11,2 млн. тонн. // АиФ-Красноярск. РИА-Новости. 30 октября 2016 г.

15. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Смирнов А.С. Нефтегазоносность Западно-Сибирского бассейна с позиций глубинного генезиса углеводородов // Материалы конференции «Современное состояние теории происхождения, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти (1-ые Кудрявцевские чтения)». М: ЦГЭ, 2012.

16. Порфирьев В.Б. Природа нефти, газа и ископаемых углей. Избранные труды. Том 2. Абиогенная нефть. Киев: Наукова думка, 1987. 216 с.

17. Путин запустит в Астрахани нефтяное месторождение // Российская газета 31.10. 2016.

18. Результаты реализации технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты (Кокорев В.И., Боксерман А.А., Дарищев В.И. и др., ОАО «РИТЕК») // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Ханты-Мансийск: изд. ОАО «Тюменский дом печати», 2014. Т.1. С.59-65.

19.Россия добычу не понизит. Москва может сорвать договоренность о сокращении добычи нефти. // Газета.ru. 27.10.2016.

20. Тимурзиев А.И. Закономерности пространственно-стратиграфического распределения залежей нефти и газа Западно-Сибирской НПП на основе представлений об их глубинном генезисе, молодом возрасте и новейшем времени формирования // Горные ведомости. 2014. №5 (120) С.24-46.

21. Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS) // Доклады РАН, 2007. Т. 414. № 3. С. 385-388.

22. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных углеводородов. М.: ГЕОС, 2001, 72 с.

23. Шпильман А.В. Актуальные задачи геологоразведочных работ в Югре в XXI веке // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Ханты-Мансийск: изд. ОАО «Тюменский дом печати», 2014. Т.1. С.33-43.

24.ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА // Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 13 ноября 2009 г. N 1715-р.

25. Chekaliuk E.B., Kenney J.F. The stability of hydrocarbons in the thermodynamic conditions of the Earth // Proc. Amer. Phys. Soc., 1991, 36, 347.

26. Kitchka A. Juvenile petroleum pathway: from fluid inclusions via tectonics and outgassing to its commercial fields // Геолог Украины. Наука: новый взгляд. 2004. С. 37-47.

27. Kolesnikov A., Kutcherov V., Goncharov A. Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions // Nature Geosciences. 2009. V.2, P.566-570.

28. Operators report string of Gulf of Mexico discoveries. Oil & Gas Journal / Feb.16. 2009. P. 35.

29. Taylor S. R., McLennan S. M. The continental crust: its composition and evolution. Blackwell, Oxford. 1985. 312 p.