

Фундаментная нефть осадочных бассейнов — альтернатива “сланцевого” сценария развития мирового ТЭК (на примере Западной Сибири)

А. И. Тимурзиев, 2019

АО Центральная геофизическая экспедиция, Москва, Россия

Поступила 12 декабря 2018 г.

Розглянуто уявлення про будову, склад і нафтогазоносність фундаменту осадового басейну Західного Сибіру. Наведено відомості про нафтогазоносність фундаменту у світі, розкрито його невичерпний потенціал. Дан критичний аналіз уявлень про генезис нафти у фундаменті Західного Сибіру і на родовищі Білий Тигр на засадах теорії органічного походження і низхідної міграції нафти під час формування покладів. Обговорено принципи альтернативного неорганічного бачення проблеми “фундаментної нафти” на основі ідей “глибинної нафти”. Розглянуто питання формування покладів нафти Західного Сибіру в аспекті історії розвитку регіону; особливості будови та методу пошуків і розвідки покладів у тріщинних колекторах фундаменту; геологічні ознаки і критерії картування локалізованих на тілах зрушень фундаменту каналів вертикальної міграції глибинної нафти. Запропоновано “Комплексну програму освоєння фундаменту Західного Сибіру на основі концепції глибинного генезису вуглеводнів”. Фундаментну нафту осадових басейнів розглянуто як головну альтернативу “сланцевого” сценарію розвитку світового паливно-енергетичного комплексу (ПЕК). Альтернативний сценарій розвитку і відродження від неминучої стагнації світового ПЕК передбачає невідкладну зміну органічної парадигми нафтогазової геології Губкіна—Вассоевича—Конторовича на її антагоністично-альтернативне неорганічне вчення Менделєєва—Кудрявцева—Порфір’єва. Інакше ніяка “сланцева революція” і альтернативна енергетика не допоможуть світовому паливному комплексу уникнути енергетичної кризи, а суспільство може повернутися у “кам’яне” (кам’яновугільне) століття, не встигнувши перейти на наступний рівень водневої енергетики.

Ключові слова: будова фундаменту осадового басейну Західного Сибіру, родовище Білий Тигр, “фундаментна нафта”, глибинний генезис нафти, перспективи нафтогазоносності фундаменту, методи пошуків “фундаментної нафти”, “Комплексна програма освоєння фундаменту Західного Сибіру на основі концепції глибинного генезису вуглеводнів”.

Закон Кудрявцева:

Если “... нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, то в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах ...”.

Введение. Дословно провидческое заключение Н.А. Кудрявцева, сформулированное им еще в 1967 г. и ставшее законом благодаря его всеобъемлющему подтверждению в практике нефтепоисковых работ во всем мире, звучит так [Кудрявцев, 1973]: “Во всех без исключения нефтегазоносных районах, где нефть или газ

имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах (хотя бы в виде следов миграции по трещинам) совершенно независимо от их состава и содержания в них органического вещества, в том числе и в кристаллическом или метаморфическом фун-

гаменте; в тех горизонтах, в которых имеются коллекторы и ловушки, возникают промышленные залежи".

По сути "Закон Кудрявцева" является теоретическим основанием по реализации авторской Программы освоения "фундаментальной нефти" Западной Сибири, озвученной нами на XVII научно-практической конференции "Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры" (г. Ханты-Мансийск, 11—15 ноября 2013 г.). Закон Кудрявцева является научным руководством для начала массового разворота геологоразведочных работ (ГРП) по изучению геологии, нефтегазоносности и ресурсного потенциала доюрского фундамента, нового высокоперспективного нефтегазового комплекса (НГК) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

Как известно [К 65-летию ..., 2013], первый фонтан газа (Березовский район, 21 сентября 1953 г., скв. № 15) и нефти (Шаимский район, 21 июня 1960 г., скв. № 6-Р) в Западной Сибири были получены из доюрского складчато-метаморфического и кристаллического фундамента, представленного на Березовском месторождении биотитовыми и биотит-роговообманковыми гнейсами верхнего протерозоя, инъецированными гранитами, а на Мулымьинской площади Шаимского мегавала — кристаллическими породами палеозоя.

Несмотря на длительную историю обсуждения и впечатляющие открытия залежей нефти и газа в фундаменте, несмотря на то, что первая нефть Западной Сибири была "фундаментальной", в нашей стране не произошло ни революционного перелома в умах геологов-нефтяников в вопросах генезиса углеводородов (УВ), ни активизации ГРП на поиски глубинной "фундаментальной нефти". Причиной такого неудовлетворительного положения теории и практики поисков "фундаментальной нефти" является господство в умах геологов-нефтяников, а теперь уже и менеджеров нефтяных компаний (НК), теоретических воззрений на органическое происхождение УВ, сдерживающих

развитие научных исследований и практики ГРП по освоению этого НГК.

В качестве альтернативы можно привести пример воплощения идей глубинного генезиса нефти, приведшего к открытию в 1985 г. крупной зоны нефтегазоаккумуляции в кристаллическом фундаменте на северном борту Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) по программе поисков нефтяных и газовых залежей в кристаллическом фундаменте, разработанной на Украине в советское время под руководством акад. В. Б. Порфирьева [Чебаненко и др., 2004]. Согласно устному сообщению В. А. Краюшкина, при размерах этой зоны 35—50 км в ширину и более 400 км в длину здесь выявлено до 50 месторождений нефти и газа в фундаменте, в том числе гигантское Марковское с запасами до 100 млн т нефти (тн). Газ и нефть с дебитами 3 млн м³/сут и 350 тн/сут фонтанируют из амфиболитов и плагиогранитов кристаллического фундамента.

Для Западной Сибири, большинство крупнейших месторождений которой давно вступило в позднюю стадию разработки, а новых крупных открытий, способных поддержать достигнутый уровень добычи нефти и газа на основе руководящей геологоразведочным процессом теории органического происхождения УВ, не ожидается. Сегодня единственной альтернативой стагнации ТЭК Западной Сибири и страны в целом является программа освоения "фундаментальной нефти" на основе теории глубинного абиогенно-мантийного генезиса УВ. Осуществляемые различными научными организациями страны работы по оценке перспектив нефтегазоносности фундамента Западной Сибири на основе теории органического происхождения нефти являются не более чем дискредитацией идей глубинной "фундаментальной нефти" с ничтожными для нефтегазовой теории и практики результатами исследований.

Представления о строении и составе фундамента Западной Сибири. Без достоверных представлений на природу и состав фундамента поиски "фундамент-

ной нефти" Западной Сибири обречены затянуться на десятилетия и не оправдать вложения сколь-либо эффективным раскрытием недр и отдачей его скрытого потенциала.

Приведем два альтернативных представления на состав и возраст фундамента Западной Сибири, напрямую определяемых воззрениями на генезис УВ и, таким образом, косвенно определившим ход развития и геологической мысли, и практики поисков "фундаментной нефти".

Согласно неорганическим воззрениям на генезис УВ [Порфирьев, Клочко, 1981], на раннем этапе освоения перспективы нефтегазоносности Западной Сибири ограничивались осадочным комплексом. Подстилающий "фундамент", представленный Pz отложениями, резко отличающийся от Mz-Kz покрова интенсивной дислоцированностью, высоким метаморфизмом и обилием вулканогенных и магматических пород, рассматривался бесперспективным. И не только в нефтяной геологии, но и в общегеологической практике утвердилось представление о "палеозойском" фундаменте Западной Сибири. Палеозойский комплекс назывался "фундамент", например, в работах В. Д. Наливкина [Сравнительный ..., 1965].

Положение дел изменилось после знаменитого Малоичского фонтана, показавшего, что не только газ, но и нефть могут образовывать в "фундаменте" промышленные залежи. Термин "фундамент" с этого времени исчез в работах западно-сибирских геологов и появился "парафундамент", "переходный, промежуточный, тафрогенный комплекс" и другие определения.

В современном представлении нефтяников, разделяющих представления об органическом (полигенезе) происхождении УВ [Шустер, Дмитриевский, 2010], доюрский комплекс Западной Сибири состоит из переходного (промежуточного) подкомплекса (верхняя пермь—триас), складчатого основания (палеозой), консолидированного (архей—протерозой—палеозой) и субокеанического (триас) в

центре Западно-Сибирского бассейна фундамента. Как видим, во избежание крайности признания глубинного генезиса УВ, помимо включения в состав "фундамента", так называемого переходного (промежуточного) подкомплекса, мы имеем дело с необоснованным усложнением представлений на природу и состав "фундамента" Западной Сибири. Понятно, что для практики нефтяной геологии такие представления запутаны и вредны.

Наши представления на природу и состав "фундамента" Западной Сибири сводятся к следующему. В состав осадочного выполнения (платформенный чехол) входят исключительно породы до подошвы нижней юры включительно. Никакого переходного (пермско-триасового) комплекса в составе осадочного чехла в нашем представлении не существует. Ниже нормально осадочного, не дислоцированного и не интродуцированного выполнения осадочных бассейнов Западной Сибири (платформенного чехла), мы выделяем двухъярусный (двучленный) фундамент, образующий верхнюю часть консолидированной коры в составе верхнего герцинского складчатого комплекса (палеозойский складчатый фундамент) и нижнего докембрийского кристаллического основания (кристаллический фундамент).

Таким образом, в состав молодой Западно-Сибирской эпигерцинской плиты входит три структурных комплекса (этажа). Нижнюю часть разреза слагает двухъярусный фундамент, представленный интродуцированными, регионально метаморфизованными и интенсивно дислоцированными докембрийскими (кристаллический фундамент), и интродуцированными, слабо метаморфизованными и дислоцированными палеозойскими (складчатый фундамент) породами различного возраста и гетерогенного состава. Докембрийский кристаллический фундамент со стратиграфическим и угловым несогласием перекрывает комплекс герцинского складчатого фундамента, включаемого органиками и обслуживающими их тектонистами в состав промежуточного структур-

ного этажа (ПСЭ) или тафрогенного комплекса платформенного чехла, представленного эффузивно-осадочной пермско-триасовой толщей.

Герцинский складчатый фундамент имеет гетерогенный состав и сложен метаморфическими и/или в различной степени метаморфизованными осадочными породами (глинистые сланцы, орто- и метасланцы, карбонатные породы), прорванные интрузиями основного и кислого состава (магматические серии андезитов-базальтов, интрузии гранитов, базитов и ультрабазитов). Наконец, венчают разрез земной коры нормально-осадочные неинтродуцированные и неметаморфизованные терригенные породы мезозойско-кайнозойского чехла, представленные переслаиванием песчаников, алевролитов и глин юрской, меловой и палеоген-неогеновой систем, перекрытых четвертичными нелигифицированными осадками.

Таким образом, говоря о "фундаментальной нефти" Западной Сибири, будем говорить о доюрском складчато-кристаллическом фундаменте в полном его стратиграфическом объеме.

Общие сведения о нефтегазоносности фундамента. Установление промышленной нефтегазоносности базальных континентальных отложений осадочного чехла и фундамента в пределах более чем 50 НГБ Земли является не только прямым доказательством глубинного абиогенного происхождения нефти, но и свидетельством огромного потенциала этого глобального в масштабах Земли НГК, сопоставимого и даже превышающего потенциал чехла осадочных бассейнов (ОБ) (В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко и др.).

Так, по данным [Гожик, Краюшкин, 2000], в пределах около 450 открытых к 2000 г. месторождений в фундаменте ОБ сосредоточено почти 3,3 трлн м³ газа и более 20,5 млрд тн, что составляло почти 15 % в мировом балансе запасов нефти и газа в 2000 г. Невероятно, но 15 % общемировых разведанных запасов УВ сосредоточено в фундаменте!

Это — фантастика, учитывая, что практически все месторождения в фундаменте открыты случайно, а объем поисково-разведочного бурения в фундаменте на 6 порядков меньше, чем в осадочном чехле.

Совершенно очевидно, что лидеры теории органического происхождения нефти дезинформируют мировую общественность, замалчивая этот факт. В научной литературе содержатся данные о том, что 99 % нефти и газа связаны с осадочными породами, что и служит, по представлениям органиков, главным аргументом в пользу их органического происхождения. Например, в работе [Вассоевич, Амосов, 1967] написано: *"Огромное большинство нефтяных залежей и сколько-нибудь значительных нефтигопроявлений (по-видимому, не менее 99 %) приурочено к осадочной оболочке Земли — стратосфере. В случае нахождения нефти (или вообще нефтигов) в сильно метаморфизованных, метаморфических и магматических породах обычно угается отчетливо установить ее вторичность, алохтонность, а также то, что первоисточником УВ являлись нормальные осадочные породы"*. Н.Б. Вассоевичу вторят все идейные последователи органического происхождения УВ, что в наше время уже не иначе, как близорукостью и откровенной фальсификацией назвать нельзя.

Особенностью месторождений в фундаменте ОБ, вопреки общепринятым представлениям, основанным на элементарном незнании и замалчивании официальной наукой фактов, является исключительное богатство и продуктивность скопленных "фундаментальной нефти" (табл. 1).

Для понимания, что представляют собой объекты "фундаментальной" нефти в сравнении с объектами "сланцевой" нефти, приведем наиболее типичные признаки и параметры залежей нефти и газа в фундаменте: большие запасы (Хасси-Муссауд — 3,6 млрд тн); высокая плотность запасов; большие объемы добычи нефти, достигающие сотни млн тн; огромная высота залежей (Белый Тигр — 1,5 ÷ 2,0 км); высокие дебиты скважин и фон-

танный способ добычи (скв. 4 Ренью — 4600 тн/сут); высокая рентабельность и экономическая эффективность освоения.

Таким образом, можно подытожить: 1) залежи нефти и газа в фундаменте ОБ известны почти во всех странах мира и до недавнего времени открывались случайно; 2) фундамент — высокоэффективный резервуар неисчерпаемых ресурсов мантийной неорганической нефти; 3) ресурсную базу фундамента никто и никогда не оценивал на генетической основе — препятствием служит господствующая теория органического происхождения нефти.

Освоение "фундаментной" нефти связано с большими глубинами и предполагает изучение глубокопогруженных горизонтов ОБ, тормозом чего, опять же, выступает теория органического происхождения нефти. В условиях, когда в мире в большом количестве (табл. 2) открываются крупные и гигантские месторождения УВ в пределах разновозрастных ОБ Земли значительно ниже главной фазы нефтеобразования — ГФН (1,5—3,5 км) на глубинах 8—10,5 км, "запрещенных" органической теорией происхождения нефти, требуется директивный переход на

подсчет прогнозных ресурсов УВ и осуществление поисков нефти и газа в России на глубинах, значительно превышающих 7 км, что является предельной глубиной, до которой традиционно рассчитываются величины прогнозных ресурсов УВ в России [Тимурзиев, 2013а, б, 2014].

За чертой изученности и по сути брошенными и выведенными из процесса освоения остались огромные территории европейской части и юга России в интервале глубин залегания осадочного чехла ниже 3 км, редко 5 км (рис. 1), а также фундамент всех ОБ по всей их площади, включая складчатое обрамление и выходы щитов на поверхность. Огромные территории Московской синеклизы и другие территории России с маломощным или сильно дислоцированным и метаморфизованным чехлом выведены из планов ГРР и активных поисково-разведочных работ, не имея перспектив на открытия новых месторождений в рамках органической теории происхождения нефти (рис. 2).

Всего в табл. 2 представлено 54 месторождения с запасами 4,11—5,48 млрд тн НЭ (нефтяного эквивалента) на глубинах от 6100 до 10 700 м намного ниже ГЗН, согласно органической теории.

Т а б л и ц а 1. Запасы крупнейших месторождений нефти и газа в фундаменте

Месторождение	Страна	Запасы
Пис-Ривер	Канада	> 8 млрд тн
Ауджила	Ливия	~ 600 млн тн
Белый Тигр	Вьетнам	> 600 млн тн
Ла-Пас	Венесуэла	> 200 млн тн
Пенхендл	США	> 2200 млн тн
Уилмингтон	США	400 млн тн
Кармополис	Бразилия	150 млн тн
Ренджин	Китай	160 млн тн
Джатибаранг	Индонезия	~ 100 млн. тн
Гиджеалла	Австралия	~ 150 млрд м ³

Т а б л и ц а 2. Сверхглубокие газовые и нефтяные месторождения Мексиканского залива (по данным В. А. Краюшкина)

Но- мер	Месторождение	Глубина, м	Запасы, млн т	Но- мер	Месторождение	Глубина, м	Запасы, млн т
1	Луций (газонефтяное)	6100	60,0	28	К-2 Норг (нефтяное)	8144	14,0
2	Ойгер (нефтяное)	6100	29,5	29	Льяно (газонефтяное)	8159	33,5
3	Марс (газонефтяное)	3050—6100	94,0	30	Тандер Хорс Норг (газонефтяное)	6640—8235	68,5
4	Бэй Маршан-Тимбалье Бэй Кайю Айленд (нефтяное)	305—6100	460,0	31	Мэнса (газонефтяное)	8320	28,5
5	Миссисипи Каньон-941 (газонефтяное)	6113	—	32	Шенцзы (нефтяное)	8320	55,0
6	Трайдект (нефтяное)	6253	109,5	33	Пэтфайндер (нефтяное)	8540	—
7	Дрожки (нефтяное)	6463	12,0	34	Дэйви Джонс (газонефтяное)	8620	45,0
8	Фуази (нефтяное)	6466	11,5	35	Тандэр Хорс Саут (газонефтяное)	6634—8672	130,0
9	Мертансер (газовое)	6487	11,5	36	Гейдельберг (нефтяное)	8692,5	14,0
10	Мираж (нефтяное)	6632	17,0	37	Стоунс (нефтяное)	8711	—
11	Мэд Дог (газонефтяное)	6832	60,0	38	Джэк (нефтяное)	8845	68,5
12	Рэд Хок (газовое)	7042	14,0	39	Дэс Бамп (нефтяное)	8862 (ВНК)	—
13	Рэдрокк (газонефтяное)	7126	13,0	40	Сен-Мало/Дэйна Пойнт (нефтяное)	8862 (ВНК)	—
14	Телемарк (газонефтяное)	6100—7320	—	41	Ганфлинт (нефтяное)	8930	—
15	Блайнд Фейт (газонефтяное)	7412	14,0	42	Бакскин (нефтяное)	8960	—
16	Макарони (газонефтяное)	7478	10,5	43	Фрисизн (нефтяное)	8971	—
17	Дэвилз Айленд (газонефтяное)	7480	—	44	Сизар (нефтяное)	9065	27,5
18	Мишн (нефтяное)	7625	7,5	45	Шенандоа (нефтяное)	9150	685—2055
19	Юджин Айленд-330 (газонефтяное)	1281—7625	160,0	46	Джулия (нефтяное)	9500	—
20	Чэмплейн (газонефтяное)	5764—7625	12,5	47	Кодяк (нефтяное)	9501	—
21	Биг Фут (нефтяное)	7664	—	48	Вито (нефтяное)	9760	—
22	Бушвад (газовое)	7716	—	49	Пони (нефтяное)	9897	60,0
23	Каскад (нефтяное)	7732	—	50	Каскида (газонефтяное)	9912	475,0
24	Тонга Уэст (нефтяное)	7832,5	27,5	51	Блекберд Уэст (газонефтяное)	10 064	85,0
25	Таити (газонефтяное)	7995	70,0	52	Нотти Хэд (нефтяное)	10 428	68,5
26	Чингиз Хан (нефтяное)	8003	—	53	Безымянное аварийное (нефтяное)	10 500	550,0
27	Озона Дип (нефтяное)	8037	17,0	54	Тайбер (нефтяное)	10 692	475,0

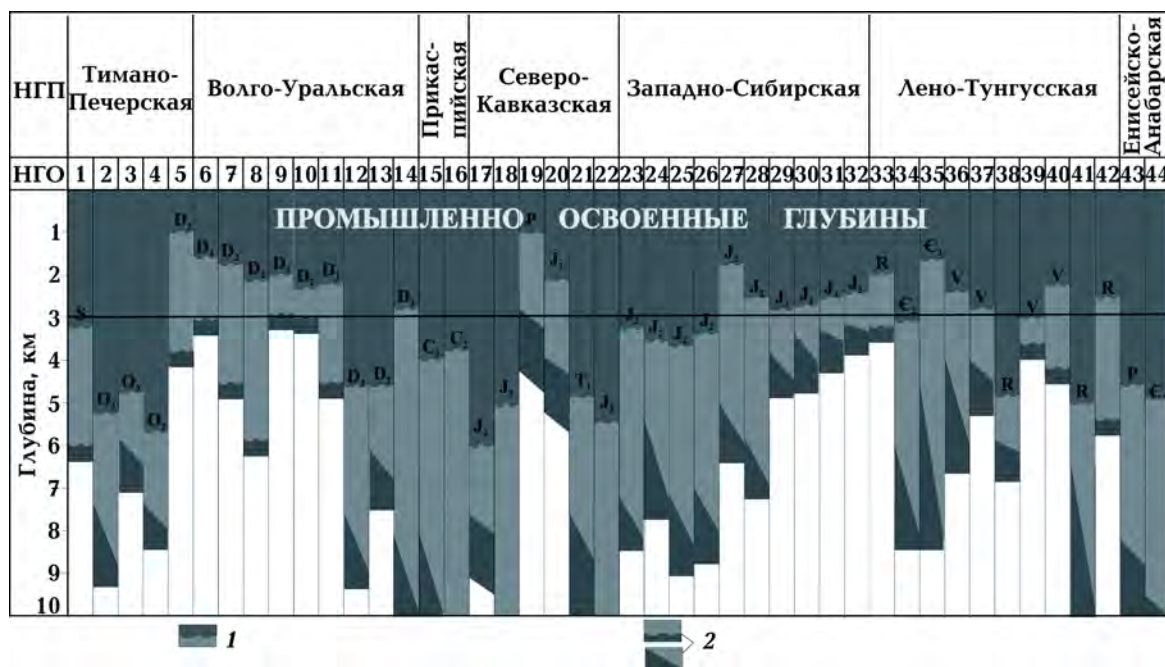


Рис. 1. Глубины освоения основных НГО России (по данным АО "КамНИИКИГС"). Нефтегазоносные области: 1 — Ижма-Печорская, 2 — Печоро-Колвинская, 3 — Хорейвер-Морейюская, 4 — Северо-Предуральская, 5 — Тиманская, 6 — Коми-Пермяцкая, 7 — Пермско-Башкирская, 8 — Верхнекамская, 9 — Южно-Татарская, 10 — Мелекесская, 11 — Средневожская, 12 — Бузулукская, 13 — Оренбургская, 14 — Южно-Предуральская, 15 — Западно- и Северо-Прикаспийские, 16 — Астраханско-Калмыцкая, 17 — Западно-Предкавказская, 18 — Западно-Кубанская, 19 — Центрально-Предкавказская, 20 — Кряжа Карпинского, 21 — Восточно-Предкавказская, 22 — Терско-Каспийская, 23 — Ямальская, 24 — Гыданская, 25 — Надым-Пурская, 26 — Пур-Тазовская, 27 — Приуральская, 28 — Фроловская, 29 — Среднеобская, 30 — Каймысовская, 31 — Васюганская, 32 — Пайдугинская, 33 — Анабарская, 34 — Северо-Тунгусская, 35 — Южно-Тунгусская, 36 — Байкитская, 37 — Катангская, 38 — Присаяно-Енисейская, 39 — Ангаро-Ленская, 40 — Непско-Ботуобинская, 41 — Западно-Вилуйская, 42 — Северо-Алданская, 43 — Предверхоаянская, 44 — Вилуйская. В большинстве регионов с большой мощностью осадочного чехла (до 8 км и более) добыча нефти и газа ведется до глубины 3—4 км.

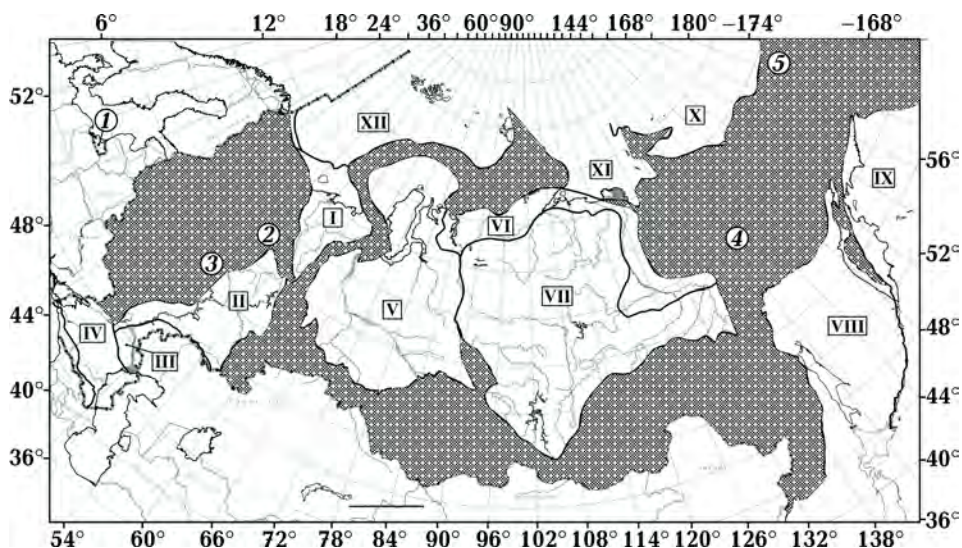


Рис. 2. Нефтегазогеологическое районирование территории и акваторий России (В.Б. Арчев, 2014). Римские цифры в квадратах — нефтегазоносные провинции (НГО): I — Тимано-Печорская НГО, II — Волго-Уральская НГО, III — Прикаспийская НГО, IV — Северо-Кавказско-Мангышлакская НГО, V — Западно-Сибирская НГО, VI — Хатангско-Вилуйская НГО, VII — Лено-Тунгусская НГО, VIII — Охотская НГО, IX — Притихоокеанская НГО, X — Вос-

И если в рамках традиционного "сланцевого" сценария развития ТЭК России, основанного на органической теории происхождения нефти, главными источниками восполнения минерально-сырьевой базы (ВМСБ) УВ-сырья являются нетрадиционные источники УВ (глинисто-сланцевые породы — неколектора нефтематеринских пород: хадумиты, бажениты, доманикиты), связанные с традиционными структурными условиями (впадины и прогибы), то в рамках альтернативного "фундаментного" сценария, основанного на неорганической теории, это — традиционные источники УВ (традиционная, легкоизвлекаемая нефть) в нетрадиционных структурных условиях (фундамент ОБ, склоны щитов и антиклинорий, горно-складчатые области, моноклинали, синеклизы, другие нетрадиционные структурные элементы за пределами ОБ).

Ограничимся перечнем основных генетических типов объектов и контролируемых ими залежей, определяющих нетрадиционные направления ГРП с традиционной (легкоизвлекаемой) нефтью в нетрадиционных структурных условиях:

- 1) антиклинальная нефть (нефть антиклинальных ловушек в и за пределами ОБ);
- 2) неантиклинальная нефть (нефть неантиклинальных ловушек в и за пределами ОБ);
- 3) моноклиальная нефть (нефть моноклиальных склонов);
- 4) синклиальная нефть (нефть синклиальных ловушек);
- 5) фундаментная нефть (нефть складчатого и кристаллического фундамента);
- 6) присдвиговая нефть (приразломная нефть);
- 7) поднадвиговая нефть (нефть поднадвиговых автохтонных ловушек);

- 8) горная нефть (нефть горно-складчатых областей);
- 9) глубокозалегающая нефть (нефть глубоких горизонтов чехла до 20 км и более);
- 10) коромантийная нефть (нефть коромантийных волноводов, нефть срединно-океанических хребтов — СОХ и океанического базальтового слоя).

Ресурсный потенциал нетрадиционных направлений ГРП, продемонстрированный выше (см. табл. 1, 2), охарактеризуем на примере Западно-Канадского НГБ. По данным [Гожик, Краюшкин, 2000], суммарные геологические запасы нефтяных песков Атабаски, Уобаски, Колд-Лейк и Пис-Ривер (гигантские неантиклинальные скопления на моноклиальном склоне Канадского щита), согласно данным Министерства энергетики Канады, оцениваются в 480 млрд тн. Здесь же, но глубже, в нижекаменноугольных — девонских известняках и доломитах, залегают 215 млрд тн нефти месторождения "Карбонатный Треугольник", а вниз по падению осадочной толщи уже в месторождениях Милк-Ривер и Дип-Бэйсн — еще соответственно 225 млрд м³ и 12,5 трлн м³ природного газа в условиях синклиального залегания.

Нефтегазоносность фундамента Западной Сибири — различные взгляды. В интервью Агентству нефтегазовой информации о перспективах разработки баженовской свиты, а также о будущем нефтегазовой отрасли в Западной Сибири на вопрос: "Каковы перспективы освоения *трудных трудноразведываемых и трудноизвлекаемых запасов, например доюрского комплекса?*", акад. А. Э. Конторович рассказал: "**Я считаю, что доюрский комплекс не так перспективен, как некоторым кажется. Где есть нефть, там ее открывают.** Разговоры о доюрских отложениях идут с 30-х годов прошлого века. С

→

точно-Арктическая НГП, XI — Лаптевская НГП, XII — Баренцево-Карская НГП. Арабские цифры в кружках — отдельные перспективные нефтегазоносные (ПНГО) и нефтеносные области (НО): 1 — Балтийская НО, 2 — Мезенская ПНГО, 3 — Московская ПНГО, 4 — Момо-Зырянская ПНГО, 5 — Южно-Чукотская ПНГО.

1964 г. провели множество программ по палеозою, но **до сих пор не открыто ни одного крупного месторождения**. Споры идут до сих пор, один из сторонников палеозойской нефти — акад. Андрей Трофимук, выдающийся ученый. Много о палеозойской нефти сказал известный геолог Николай Запивалов. Но мы за последнее десятилетие выполнили огромную геологическую работу и с керном, скважинным материалом и сейсмическими данными. Все это приводит нас к выводу, что **палеозой в Западной Сибири если и будет перспективным, то только на востоке, на границе с Красноярским краем**" [Конторович, 2018].

Согласно данным, обобщенным в работе [Дмитриевский и др., 2012], "в палеозойских отложениях выявлено около 100 нефтегазопроявлений и открыто 49 залежей: 23 — в Васюганской, 16 — в Приуральской, 4 — в Красноленинской НГО. В кровле фундамента открыто 11 залежей в Приуральской, 4 — в Красноленинской НГО". В работе [Гожик, Краюшкин, 2000] утверждается, что "в Васюганской НГО в отложениях юры—палеозоя залежи нефти образовались за счет прилегания всех горизонтов юры к выступам фундамента. Открытые залежи нефти и газа в основном мелкие и реже средние по запасам".

В работе [Шустер, Дмитриевский, 2010] авторы приводят "совокупность необходимых благоприятных геологических факторов для формирования и сохранения скоплений нефти и газа в породах фундамента: наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупора, прилегающих к выступу фундамента обогащенных РОВ осадочных пород (нефтегазообразующих толщ), благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановка для формирования и сохранения УВ в залежи", свидетельствующих об органических воззрениях на генезис УВ в фундаменте Западной Сибири и нисходящую (комбинированную: латерально-нисходящую) миграцию при формировании их залежей.

Однако еще в 1981 г. работами укра-

инской школы неоргаников [Порфирьев, Ключко, 1981] проблема нефтегазоносности фундамента Западной Сибири рассматривалась совершенно иначе. По результатам выполненного обобщения к этому времени было установлено, что в Западной Сибири на 120 площадях установлены промышленные притоки нефти и газа (97 площадей) и нефтегазопроявления (23 площади). Открыто 58 месторождений в породах фундамента: 36 нефтяных и 22 газовых. При этом 40 из 58 месторождений находится в магматических и сильно метаморфизованных породах фундамента. В остальных 18 коллектора — метаморфизованные образования доюрского комплекса.

Памятуя, что открытые в фундаменте Западной Сибири залежи нефти и газа в основном мелкие и реже средние по запасам [Дмитриевский и др., 2012], приведем в опровержение данные по Рогожниковскому месторождению. Запасы нефти на 1 января 2011 г. составили: 145,9 млн тн по категории С1; 250,3 по категории С2 и 32,1 по категории С3; суммарные запасы по категории С1 + С2 + С3 составили 428,3 млн тн, что в соответствии с градацией месторождений (залежей) нефти и горючих газов по величине извлекаемых запасов (Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов) позволяет отнести Рогожниковское месторождение к крупному по категории С1 и уникальному по категории С1 + С2.

Газоконденсатные залежи в палеозойском комплексе Новопортовского месторождения (п-ов Ямал) свидетельствуют о промышленной нефтегазоносности доюрского фундамента на всей территории Западно-Сибирской НГП.

Таким образом, в условиях отсутствия программы изучения и целенаправленного освоения доюрского комплекса количество и масштабы случайно открытых в фундаменте Западной Сибири залежей нефти и газа позволяют отнести его к богатейшему промышленно нефтегазоносному комплексу, освоение которого искус-

ственно сдерживается усилиями организованных, осуществляющих информационную блокаду и определяющих стратегию и тактику освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири.

Сегодня ставка на бажен, закрепленная в Стратегии развития ТЭК-2035, является не просто данью моде и заимствованием американского опыта (примером экспорта "сланцевой революции"), растиражированной СМИ, а политикой заинтересованного в освоении бюджетных средств научного генералитета от официально-директивной органической нефтегазовой науки, обслуживающей ТЭК страны.

Данные по распределению запасов и прогнозных ресурсов нефти и газа Западно-Сибирской НГП, опубликованные в работах [Бурштейн и др., 2004; Закономерности ..., 2007], позволяют оценить долю и место доюрского комплекса в общем ресурсном потенциале Западно-Сибирской НГП. Согласно [Бурштейн и др., 2004; Бочкарев и др., 2007], большая часть начальных ресурсов нефти сосредоточена в неокомском комплексе — примерно 50% от всех ресурсов нефти провинции. Вторым по значимости является ниже-среднеюрский комплекс — чуть менее 20%. Верхнеюрский (васюганский) комплекс содержит около 10%, баженовский — 8% и апт-альб-сеноманский — 7%. Начальные ресурсы свободного газа распределены следующим образом: в апт-альб-сеноманском комплексе сосредоточено 50% начальных ресурсов, в неокомском — почти 30%, в ниже-среднеюрском комплексе — более 12% (рис. 3). Как видно, на долю доюрского (палеозойского) комплекса в расчетах [Бурштейн и др., 2004; Бочкарев и др., 2007] отводится не более 5% начальных ресурсов нефти и 8% газа. Таким образом, согласно официальным оценкам прогнозных ресурсов нефти и газа Западно-Сибирской НГП, выполненным на основе методологических подходов и положений органической теории, ресурсный потенциал доюрского комплекса по нефти почти вдвое ниже такового верхнеюрского (васюганского), баженовско-

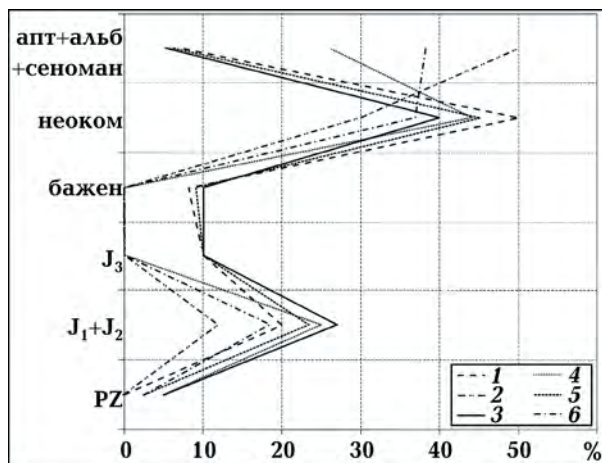


Рис. 3. Условные обозначения: 1 — запасы нефти, %; 2 — запасы газа, %; 3 — ресурсы нефти, %; 4 — ресурсы газа, %; 5 — сумма нефти, %; 6 — сумма газа, %.

го или апт-альб-сеноманского комплекса (см. рис. 3).

Представления на генезис нефти в фундаменте Западной Сибири. Рассмотрим несколько примеров наиболее типичных взглядов и представлений на генезис нефти и газа в фундаменте Западной Сибири. Начнем с цитированной уже работы [Дмитриевский и др., 2012]. Анализ фактического материала и опубликованных работ позволил авторам присоединиться к точке зрения ученых [Конторович и др., 1998], считающих, что основным источником залежей нефти в ловушках фундамента является ОВ нефтематеринских осадочных толщ, облегающих фундамент или примыкающих к нему.

Существует и иная точка зрения — о полигенной природе источника нефти [Дмитриевский и др., 2012]: "Нефтегазообразование возможно как в собственно палеозойских отложениях, где обнаружены УВ скопления "in situ", так и в юрских нефтематеринских осадочных породах, облегающих выступы фундамента. Границы нефтегазоносного комплекса фундамента контролируются сверху надежным флюидоупором, нижнее ограничение залежи контролируется ... нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фунда-

менту. По геохимическим данным, максимальные глубины вероятного обнаружения УВ скоплений в пределах фундамента Шаимского, Красноленинского и Березовского НГР составляют 3200 м для нефти и 4050 м для ГЗК".

Приведенные представления авторов [Дмитриевский и др., 2012] на генезис нефти и газа в фундаменте Западной Сибири являются очень вредными для нефтяной геологии и практики, так как ограничивают поиски "фундаментной нефти" глубинами распространения эфемерных зон (или фаз) нефте- и газообразования (ГЗН, ГЗГ или ГФН, ГФГ) в осадочном чехле и экстраполяцией этих глубин на контактирующие с чехлом выступы фундамента. Вариант "*in situ*" не рассматриваем, так как кроме исторического этот вариант происхождения нефти не представляет интереса. Добавим, что рассматривать палеозойские отложения в качестве нефтематеринских нельзя по двум причинам: степень метаморфизма пород не позволяет, но даже допуская генерацию УВ палеозойскими отложениями, признаем, что их скопления были бы уничтожены на этапе герцинского диастрофизма.

О.А. Шнип при обосновании критериев наличия зон нефтегазообразования приводит несколько точек зрения относительно способов образования промышленных скоплений УВ в породах фундамента [Шнип, 2000]: 1) УВ образовались в нефтематеринских осадочных породах горизонтов чехла, примыкающих к выступам основания; впоследствии эти УВ перетекали в трещиноватые и кавернозные зоны фундамента; 2) УВ сформировались неорганическим путем в земной коре; 3) УВ образовались при термической переработке ОВ первично-осадочных пород в зонах субдукции или рифтогенеза. При этом расстояние возможной миграции УВ от мест их образования до мест аккумуляции оценивает, ссылаясь на В.П. Гаврилова, в первые сотни километров. Таким образом, согласно [Шнип, 2000], одним из критериев оценки перспектив нефтегазоносности фундамента является наличие зон неф-

тегазообразования (в осадочном чехле — АИТ) на доступном для миграции УВ расстоянии. Эти представления так же типичны, как и вредны для оценки перспектив нефтегазоносности пород фундамента в интерпретации органиков, поскольку требуют признания нефтесборных площадей в сотни тысяч кв. км, существование которых для низкопроницаемых толщ палеозоя и континентальной терригенной юры, даже теоретически допуская их нефтематеринский потенциал, недопустимо.

В.Л. Шустер и А.Д. Дзюбло, оценивая геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири, приходят к выводу [Шустер, Дзюбло, 2012]: "Палеозойские отложения, вскрытые на Бованенковском и Новопортовском месторождениях, отнесены к газонефтематеринским (НМТ) по аналогии с юго-восточным и восточным обрамлением Западно-Сибирского НГБ. На большей части территории эти НМТ относятся к нефтегазопроизводящим. Однако на юго-востоке Ямала, в районе Новопортовского месторождения, степень катагенеза снижается и их возможно отнести к нефте- и газопроизводящим. Залежи в фундаменте на севере Западной Сибири, по аналогии с открытыми мировыми месторождениями (Белый Тигр, Ауджила-Нафура, Ла-Пас, Мара), могут быть сформированы за счет нефтегазообразующих осадочных толщ юрского/палеозойского возраста, облекающих выступы фундамента, по механизму перетока флюидов из областей высокого давления (осадочные толщи) в сторону низкого давления (породы фундамента) под действием капиллярных сил за счет поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [Шустер и др., 2011]. Таким образом, фактические и опубликованные материалы позволяют сделать вывод о существовании благоприятных геологических предпосылок для открытия залежей нефти и газа на севере Западной Сибири в перспективных нижне-среднеюрских, триасовых, палеозойских отложениях и образованиях фундамента,

залегающих на доступных для бурения глубинах. По данным бурения сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7 дан прогноз глубинной границы существования нефтей (4,7—5,0 км). По данным геохимических исследований по ХМАО (В.Л. Шустер, С.А. Пунанова, 2011) [Шустер и др., 2011] аналогичная граница установлена на глубине 4,2 км.

Опять же, считаем крайне вредным такие представления для нефтяной геологии, которые искусственно ограничивают глубины поисков нефти в фундаменте 5 км при открытых нефтяных залежах в Мексиканском заливе (см. табл. 2) на глубинах 6—10,5 км, значительно ниже теоретически допустимых границ ГФН (ГЗН) в шкале катагенеза ОВ.

Объяснение формирования залежей в фундаменте на севере Западной Сибири по механизму перетока флюидов из областей высокого давления (осадочные толщи) в сторону низкого давления (породы фундамента) под действием капиллярных сил за счет поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз свидетельствует об отсутствии у авторов представлений о законах глубинной гидродинамики и безответственности таких заключений, не подкрепленных расчетами. Для понимания глубины пропасти, в которой оказались органики в попытке обосновать нефтегазоносность фундамента ложными вымыслами о нисходящей миграции под действием капиллярных сил за счет поверхностного натяжения, рекомендую авторам ознакомиться с работой [Тимурзиев, 2009б], освещающей современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти относительно возможности реализации физических процессов миграции УВ.

Цитирование работ с аналогичными псевдонаучными представлениями на генезис УВ в фундаменте Западной Сибири можно продолжать бесконечно [Лобова, 2014; Шустер, 2010]. Основная их идея сводится к оценке генерационного потенциала осадочных пород, облекающих образования фундамента, которые, как мы пока-

жем ниже на примере месторождения Белый Тигр, не в состоянии обеспечить разведанные запасы залежей даже в осадочном чехле. При отсутствии таких условий авторы прибегают к обоснованию гипотетической, физически необоснованной, нисходящей капиллярной пропитки фундамента из вышележащих предположительно НМТ базальных континентальных пород осадочного чехла.

Генерационный потенциал осадочных отложений месторождения Белый Тигр. Покажем на примере месторождения Белый Тигр научную несостоятельность представлений о формировании залежей нефти в фундаменте за счет вышележащих "фантомов" НМТ базальных горизонтов осадочного чехла.

По данным [Серебренникова и др., 2012], *"накопленный к настоящему времени материал об особенностях состава рассеянного органического вещества и нефтей месторождения Белый Тигр показал, что геохимические параметры углеводородбиомаркеров для рассеянных органических веществ пород и нефтей фундамента имеют большие различия. Полученные данные свидетельствуют, что породы фундамента не имеют никакого отношения к генерации нефти, заполняющей каверны в фундаменте. Важную роль для нефтеобразования на месторождении Белый Тигр играют породы нижнего олигоцена и верхнего олигоцена и нижнего миоцена, и эоцена. Анализ состава нефтей месторождения Белый Тигр показал наличие двух групп нефтей различного генезиса. Первый — нефти из фундамента и олигоцена, а второй — из миоцена"* [Савиных, 2009, с. 134].

В конце статьи [Савиных, 2009, с. 137] авторы заключают: *"Таким образом, газожидкостная хроматография анализа проб нефти и образцов кернов месторождения Белый Тигр показывает, что нефтематеринское вещество для всех нефтей слогал преимущественно фитопланктон с примесью донных водорослей и незначительной долей наземных растений. Нефть миоцена генерирована органичес-*

ким веществом отложений, накапливавшихся в восстановительной среде, а нефти из коллекторов олигоцена и фундамента — в слабоокислительной и окислительной обстановках. Наиболее вероятным источником нефтей месторождения Белый Тигр являются полифацальные отложения миоцена, достигшие главной фазы нефтеобразования и способные генерировать нефть".

В выводах [Савиных, 2009, с. 137] авторы противоречат самим себе на с. 134, не говоря уже о том, что эти выводы противоречат выводам Е.Г. Арешева, В.П. Гаврилова, В.В. Донцова (2004) и В.К. Бурлин, В.В. Донцова, В.В. Харахинова (2004), которые приводим ниже.

По данным Е.Г. Арешева, В.П. Гаврилова, В.В. Донцова [Арешев и др., 2004]: "Формирование уникальной нефтяной залежи в гранитном фундаменте месторождения Белый Тигр (Вьетнам) традиционно рассматривается как результат миграции нефти и газа из прилегающих терригенных отложений нижнего и верхнего олигоцена (Тиен, 1999; Шустер, 2001).

С целью проверки реальности предлагаемого механизма формирования залежи нами был выполнен контрольный подсчет потенциальной массы углеводородов, продуцируемой нижнеолигоценными и нижней толщей верхнеолигоценных отложений в пределах нефтесборной площади, прилегающей к исследуемому выступу гранитного фундамента.

По нашим данным, в прилегающей к выступу фундамента нефтесборной площади из нижнеолигоценных и верхнеолигоценных отложений могло быть "произведено" не более 127,5 млн т жидкой нефти. В то же время начальные геологические запасы залежи фундамента месторождения Белый Тигр оценивались в 513,0 млн тн, а олигоценных отложений — 114,86 млн тн, что в сумме составляет 628,15 млн т нефти. Таким образом, наши расчеты свидетельствуют, что за счет реализации генерационного потенциала олигоценных отложений в пределах нефтесборной площади вокруг мес-

торожения Белый Тигр могут сформироваться залежи нефти лишь в самом олигоценном комплексе.

Полученные данные опровергают устоявшиеся традиционные представления о механизме формирования залежи нефти в фундаменте Белого Тигра только за счет ресурсов олигоценных отложений".

По данным В.К. Бурлин, В.В. Донцова и В.В. Харахинова [Бурлин и др., 2004], "... значения Исходного и Миграционного УВ потенциалов олигоценного материнского комплекса нефтегазосборной площади структуры Белый Тигр, полученные на базе последних геолого-геофизических и пирологических данных, показали, что их величины ... практически способны обеспечить лишь 5-ю часть запасов нефти залежи фундамента, составляющую около 500 млн тн".

Таким образом, все попытки объяснения нефтегазоносности месторождения Белый Тигр, в том числе на основе геохимических исследований РОВ и нефтей с позиций теории органического происхождения нефти, не находят подтверждения. А учитывая приведенные количественные расчеты [Арешев и др, 2004; Бурлин и др., 2004], рассуждения на тему формирования залежей нефти в фундаменте за счет миграции из НМТ осадочного чехла следует рассматривать как неудачные декларации, не подлежащие даже серьезному восприятию и обсуждению.

Как же тогда объяснить органикам нефтегазоносность месторождений в фундаменте? Например, на месторождении Белый Тигр это делается очень просто, сам гранитный фундамент признается нефтеродящим (!!!). Отнести гранитные породы фундамента к нефтематеринским — смело, если не сказать, очень смело. К сожалению, для нефтегазовой науки сегодня в жесточайших условиях необходимости сведения балансовых расчетов в обеспеченности разведанных запасов УВ содержанием ОВ в ранг НМТ попали метаморфические и магматические породы фундамента (Е.Г. Арешев, В.П. Гаврилов; 2004 и др.), что приводит к раз-

мыву содержательной части учения о нефтематеринских свитах классической теории осадочно-миграционного происхождения нефти и дискредитирует органическое учение в целом. Так, по В.П. Гаврилову [Гаврилов, 2007], *"образование УВ может происходить ..., когда присутствие нефтегазоматеринских свит вовсе необязательно"*.

Фундаментальная нефть — альтернативное видение. Как показал Н.А. Кудрявцев [Кудрявцев, 1973], *"доказывать, что нефть в фундаменте и базальных горизонтах осадочного покрова имеет один источник, а остальные залежи — другой (а именно, органическое вещество) — задача неблагоприятная, так как в ряде случаев нефти сходны ... Поэтому сторонники органической теории просто отрицают глубинное происхождение залежей нефти и газа в фундаменте и непосредственно над ним, ссылаясь на то, что к выступам фундамента, с которыми связаны эти залежи, прилегают сбоку и сверху осадочные породы, из которых нефть и газ и мигрировали в фундамент"*. Как видно из этой цитаты Н.А. Кудрявцева, современные ученые-органики по прошествии 45 лет ничего нового не придумали для объяснения "феномена" фундаментальной нефти.

Н.А. Кудрявцев же неоднократно указывал [Кудрявцев, 1967], что подобные чисто формальные декларации совершенно неубедительны и никакого доказательного значения не имеют. В противовес тому анализу геологических условий конкретных месторождений, который дан в работах сторонников абиогенной гипотезы, органиками должны быть указаны столь же конкретные факты и аргументированные соображения, в каких именно породах образовались нефть и газ, какие имеются основания принимать эти породы за нефтепроизводящие (ведь и по теории микронепти далеко не каждая порода могла осуществить свои потенциальные способности генерировать нефть, и есть породы, к этому неспособные), каким образом возникшие углеводороды попали в фун-

дамент, не нарушая элементарных законов физики. Однако никто из авторов, выступающих в печати в поддержку органической теории, даже не пытался этого сделать. Еще более естественно и необходимо было рассмотреть этот вопрос в работах, специально посвященных критике абиогенной гипотезы [Двали, 1968; Калинин, 1968]. Но их авторы ограничились в своих высказываниях по нему лишь общими фразами.

М.Ф. Двали писал: *"Наличие нефтяных залежей в фундаменте ... рассматривается некоторыми исследователями как безусловное доказательство глубинного неорганического происхождения нефти ... Но недостаточно декларативного утверждения, что в этих случаях имеет место миграция сверху вниз из покрывающих нефтеносных отложений. В интересах развития органической гипотезы необходимо дать однозначную трактовку формирования залежей в фундаменте с позиций органической теории хотя бы для нескольких, наиболее типичных примеров"* [Двали, 1967]. Из этой цитаты следует, что М.Ф. Двали полностью согласен с нашим мнением по этому вопросу.

Тем не менее, по поводу залежей нефти и газа в кристаллическом фундаменте он пишет [Двали, 1968]: *"Однако во всех этих случаях над фундаментом залегают нефтеносные осадочные отложения, а ловушки в фундаменте представляют собой выступы и выдвинутые блоки трещиноватых выветрелых пород фундамента (например, месторождения Ла-Пас, Мара и др.) ... Геологические условия залегания этих скоплений, геохимические данные по нефтям в фундаменте и в покрывающих осадочных отложениях говорят о более вероятном насыщении ловушек в фундаменте из покрывающих осадочных отложений"*. На с. 34, повторив снова характеристику условий залегания нефтяных залежей в фундаменте, М.Ф. Двали добавляет: *"В этих условиях вполне вероятна миграция нефти в фундамент из примыкающих или по-*

крывающих осадочных нефтеносных отложений". Никаких соображений, связанных с конкретным геологическим материалом по ряду указанных нами, Н. С. Бескровным, П. Н. Кропоткиным примеров, а также о том, в каких именно породах образовались нефть и газ и как они отсюда попали в фундамент, М. Ф. Двали не высказывает. Приведенные выше высказывания М. Ф. Двали по поводу залежей нефти в фундаменте, конечно, не могут быть приняты за "однозначную трактовку" этих залежей с позиций органической гипотезы на наиболее типичных примерах, необходимость которой он сам признает. Абиогенная природа нефти и газа в их залежах в кристаллическом фундаменте подобными высказываниями ничуть не поколеблена. Эти залежи являются одним из убедительных геологических доказательств, что нефть и газ образуются абиогенным путем не в незначительных, минералогических, количествах, как это считают некоторые органики, а в огромных массах, формирующих не только эти, но и все залежи в осадочном покрове.

Как видно из приведенных выдержек из монографии Н. А. Кудрявцева [Кудрявцев, 1973], за прошедшие полвека не изменилась не только аргументация органиков относительно нефтегазоносности фундамента, но не получили должного ответа и критика Н. А. Кудрявцева по этому животрепещущему вопросу теории происхождения нефти.

Как мы убедились, объясняя нефтегазоносность фундамента, теория органического происхождения нефти объясняет образование месторождений в фундаменте латеральной миграцией УВ из осадочных толщ, которые находятся рядом с поднятыми выступами фундамента, ниже их либо прилетающих к ним. Но наличие нефти внутри фундамента на глубине до 2 км ниже кровли фундамента на месторождении Белый Тигр трудно объяснить нисходящей или латеральной миграцией УВ из осадочных толщ.

В вопросах нефтегазоносности фундамента "налицо стагнация геологии неф-

ти как организующий и направляющий геологоразведочный процесс в нашей стране на поиски нефти и газа. Слабо изучены процессы образования, сохранения и разрушения нефтегазовых месторождений в кристаллическом фундаменте, а также природа коллектирующих емкостей в породах фундамента и время их образования. Эти емкости не локализованы по площади и разрезу фундамента в границах нефтегазоносных провинций, областей, районов. Неизвестны пути, вид и характер миграции и аккумуляции нефти, газа и воды в фундаменте. Не изучено влияние температуры и давления на физическое состояние нефти в фундаменте на глубине 7—10 км и больше. Было непонятно, какие породы служат покровом или экраном в залежах нефти и газа в фундаменте. Не были разработаны методики поисков в фундаменте геофизическими методами физических полей, отображающих реальные зоны или участки, благоприятные для аккумуляции нефти и газа. Даже известные нефтяные и газовые месторождения (за исключением Ла-Пас и Мара) были открыты в кристаллическом фундаменте случайно" [Чебаненко и др., 2002].

В этих условиях альтернативой застою является переход на новую парадигму нефтегазовой геологии на основе теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти и газа, что предполагает внедрение в практику теоретических основ и методов решения задач: 1) картирования глубинных (коромантийных) очагов генерации УВ; 2) выделения каналов локализованной вертикальной миграции и разгрузки УВ из глубинных очагов генерации в осадочный чехол и фундамент НГБ; 3) выявления и подготовки ловушек различного типа на путях вертикальной разгрузки УВ в чехле и фундаменте ОБ (переход от антиклинальной к фильтрационной парадигме поисков нефти). Для реализации новой нефтепоисковой парадигмы, обеспечивающей выход на методы и технологии прямых поисков нефти, необходимо принятие государственной (корпоратив-

ной) программы научно-исследовательских, опытно-конструкторских и производственных работ по обеспечению поисков и освоению глубинной "фундаментальной" нефти. Наконец, памятуя пресловутое "кадры решают все", необходим перевод образовательного процесса в ВУЗах на обучение студентов нефтяного профиля в рамках альтернативного учения о глубинном генезисе УВ.

Особенности строения и методика поисков и разведки залежей нефти и газа в трещинных коллекторах фундамента.

Для залежей нефти и газа нижних горизонтов осадочного чехла и фундамента НГБ установлены специфические особенности строения, обусловленные их генетической связью с проницаемыми зонами земной коры и глубинными источниками энерго- и массопереноса. Наиболее характерные особенности строения залежей фундамента Западной Сибири:

1) резкая изменчивость коллекторских свойств пород по площади и разрезу;

2) локально-пятнистое (островное) распространение трещинных коллекторов на фоне низкопроницаемых нормально-осадочных, метаморфических и магматических пород;

3) столбообразное (цветковое) строение проницаемых зон в соответствии с морфологией структур горизонтального сдвига и пластово-жильное строение связанных с ними коллекторов в разрезе благоприятных для поро-(каверно-)образования пород;

4) связь залежей с приразломными локальными зонами разуплотнения пород;

5) гидротермально-метасоматическая природа эпигенетических коллекторов.

Характерной особенностью УВ скоплений, связанных с трещинными коллекторами фундамента, является отсутствие полного контура нефтегазоносности и горизонтальных ВНК; превышение высоты залежи амплитуды структуры; резкие колебания дебитов нефти и газа в контуре продуктивности; резкое падение давле-

ния и продуктивности скважин в процессе разработки; однофазное состояние и незавершенность гравитационной сепарации газоводонефтяной флюидной системы; отсутствие законтурных пластовых вод; пестрота химического состава и типов пластовых вод, связанная с гидрохимической инверсией; аномальные температуры и пластовые давления; совпадение в плане ареалов развития глубинных гидродинамических и гидрохимических аномалий, резервуаров метасоматического выщелачивания и залежей с локальными зонами растяжения земной коры, контролирующими очаги гидротермальной деятельности и глубинного массопереноса.

Зональность в строении трещинных коллекторов и насыщающих их флюидов является следствием неоднородности новейших (современных) деформаций земной коры, определяющих узколокальное проявление процессов дислокационного и гидрохимического эпигенеза. Новейшие деформации земной коры, выступающие как причинная основа формирования физической неоднородности (в первую очередь, фильтрационной) коллектирующих толщ, являются наложенными на породно-слоевую структуру осадочных бассейнов. Форма структурного контроля залежей связана с особенностями фильтрации флюидов, подчинена закону минимальной энергии (наибольшей проницаемости) и векторной пластовой проницаемости [Поспелов, 1963] и предопределена характером деформации пород на структурах различного типа.

В соответствии с особенностями строения трещинных коллекторов, совершенствование методов поисков и разведки залежей нефти и газа в фундаменте должно сводиться к разработке способов выявления и картирования проницаемых зон земной коры. Актуальность и специфичность этой составной комплекса нефтепоисковых задач состоит в отсутствии технических средств прямого картирования проницаемых зон, контролирующих миграционные потоки глубинных геофлю-

идов. Большие возможности в изучении морфологии и параметров проницаемых зон земной коры представляет аппарат проективной и дифференциальной геометрии, в том числе реализованный в методах динамического (атрибутного) анализа сейсморазведки МОГТ-3D, в комплексе с изучением деформационных свойств и напряженного состояния горных пород и новейших деформаций земной коры. Необходимость указанного комплекса обосновывается неоднородностью проявления деформаций и разрушения пород в условиях неравномерного напряженного состояния земной коры на вещественно-порядном и структурно-слоевом уровнях.

Геологические признаки и критерии картирования локализованных на телах сдвигов фундамента каналов вертикальной миграции глубинной нефти. Это большая, самостоятельная тема, которой мы только коснемся вскользь для завершения общей картины альтернативного подхода к поискам "фундаментной нефти".

Как было показано на примере строения тектонических структур ОБ Земли [Тимурзиев, 2009а], контролирующих крупнейшие и гигантские месторождения нефти и газа по результатам интерпретации объемной сейсморазведки МОГТ-3D, нефтегазоносность недр в своем подавляющем большинстве обусловлена парагенетическими связями: горизонтальный сдвиг фундамента (вертикальная миграция и взрывное внедрение гидротермальной УВ-системы из верхней мантии в земную кору) — присдвиговая складчатость (формирование структурно-тектонических ловушек, благоприятных для аккумуляции флюидогенных полезных ископаемых, на телах активизированных сдвигов) — присдвиговое флюидогенное насыщение (гидравлический разрыв и инъецирование пластов под флюидоупорами на пути восходящего флюидодинамического фронта гидротермальной колонны, включая стратиформно-жильное насыщение — присдвиговая нефть). Все эти проявления глубинного нефтегазообразования и нефтегазонакопления относятся в равной сте-

пени и к "фундаментной нефти", напрямую связанной с "присдвиговой нефтью".

Причинно-следственные связи кроются в структуроформирующей роли сдвигов фундамента и локализации на их телах локальных структур растяжения земной коры, обеспечивающих связь глубинных очагов генерации УВ со структурами земной коры в процессе реактивации сдвиговых деформаций на телах глубинных разломов, стимулируемой флюидодинамическими импульсами внедрения первичных мантийных УВ-систем.

В процессе сдвиговых деформаций на телах горизонтальных сдвигов формируются структуры растяжения земной коры как позднеинверсионные структуры обрушения пород над выступами фундамента. Тектоническая (эксплозивная) брекчия газового прорыва и другие признаки проявления взрывного разрушения пород в пределах этих структур (различные формы эксплозии, диапиризма и гидрорувканизма: магматического, глиняного, соляного, нефтяного) являются индикаторами зон деструкции земной коры над структурами горизонтального сдвига (СГС), с которыми пространственно и генетически ассоциируют структуры растяжения земной коры и каналы локализованной вертикальной разгрузки глубинной нефти. Причина формирования СГС в пределах ОБ Земли кроется в различиях физико-механических свойств пород пластичного чехла и жесткого фундамента и реакции на комбинированные горизонтально-вертикальные движения этих комплексов в силовом поле сдвиговых деформаций, активизируемых, в том числе, благодаря внедрению в присдвиговые зоны растяжения напорных глубинных УВ-флюидов.

Форма контроля структур растяжения земной коры и каналов локализованной вертикальной миграции глубинной нефти предопределена геометрией подверженных сдвиговым деформациям гетерогенных выступов фундамента, на апикальных и сводовых частях которых формируются структуры механо-деформацион-

ного разрушения и флюидодинамического прорыва нефтяных диапиров.

Зоны растяжения земной коры как каналы сосредоточенной вертикальной миграции глубинных флюидов следует рассматривать в качестве первичных "реакционных камер" для вторичных процессов метасоматического эпигенеза и аккумуляции УВ в зонах динамического влияния сдвигов фундамента. Локализуя в присутствии глубинного CO_2 реакционные объемы эпигенетического выщелачивания, зоны растяжения новейшего времени контролируют процессы вторичного порообразования и формирование гидротермально-стратиформных резервуаров и залежей УВ. Каналами вертикальной миграции флюидов при формировании ореолов метасоматической и гидротермальной переработки в трещинных коллекторах служат трещины (и их зоны) отрыва или другие типы разрывов, находящиеся в условиях действия растягивающих напряжений. Таким требованиям отвечают гипсометрически приподнятые, изгибающиеся участки структур, совпадающие с простираем осей максимальных сжимающих напряжений.

В строении СГС фундамента, осложняющих локальные нефтегазоконтролирующие структуры ОБ и картируемых сейморазведкой МОГТ-3D по характерному кулискому рисунку оперения сдвигов фундамента, проглядывает телескопическое строение и вложенность в структуру механодеформационного тела обрушения взрывного аппарата глубинного нефтяного диапира. Выраженные в осадочном чехле инверсионными впадинами позднего проседания, СГС и сопряженные с ними структуры растяжения земной коры представляют собой зоны брекчирования и дробления, пластического течения и нагнетания горных пород, выполняющие трубки флюидодинамического прорыва нефтяного диапира на локальных участках растяжения земной коры. За счет полной дезинтеграции пород в шовной зоне сдвиговых деформаций отмечается резкое снижение аку-

стической жесткости и изменение атрибутов сейсмической записи. Внутреннее строение тела СГС представляет собой зону ряби — фрагментарности сейсмической записи, нарушения сплошности и полной деструкции вмещающих пород (трубчатые тела взрывных брекчий).

В сочетании морфологического облика со стратиграфической привязкой оперяющих кулис обнаруживается сложная комбинация механических деформаций горных пород с элементами флюидодинамического воздействия, вызвавшие позднее проседание этих зон в верхней части разреза осадочного чехла под нижележащими локальными выступами кровли фундамента. Пространственное наложение и сочетание структурно-тектонических (кулисное строение СГС и наложенных впадин) и флюидодинамических (расположение нефтяных полей и гидродинамических аномалий) парагенезов обосновывает связь этих структур с локальными зонами растяжения и проницаемости земной коры.

Масштабный ряд структур растяжения земной коры варьирует от локальных поднятий третьего порядка до региональных и надпорядковых структур (линейные антиклинории и изометричные сводовые поднятия), в связи с чем геологические признаки и механизм формирования локализованных на телах сдвигов фундамента каналов локализованной вертикальной миграции и разгрузки глубинной нефти в земной коре следует считать единым, а критерии их картирования — универсальными [Тимурзиев, 2009а, 2014, 2015а, б].

Деформации пород имеют прямое отношение к миграции УВ при формировании залежей и фильтрации нефти к забоям скважин при их разработке, поскольку, определяя масштабы и интенсивность трещинообразования и разуплотнения, характеризуют проницаемость горных пород. Это заключение подтверждает эмпирически установленная функциональная зависимость между коэффициентом проницаемости ($K_{пр}$) и остаточным увеличением объема ($\Delta V/V$)_{ост} образцов

горных пород, которая показывает, что с увеличением $(\Delta V/V)_{\text{ост}}$ соответственно возрастает и $K_{\text{пр}}$ [Ставрогин, 1968]. Увеличение объема пород в процессе неравномерного объемного сжатия объясняется как результат разрыхления пород, связанного с образованием отдельных микротрещин и их раскрытием. Эти результаты подтверждают вывод о прямой связи между градиентом амплитуд новейших деформаций земной коры и проницаемостью горных пород, а также теоретически обоснованный нами вывод о возможности существования раскрытых трещин на любых глубинах земной коры в условиях хрупкого (квазихрупкого) реологического состояния геосреды при величине деформации горных пород выше предела прочности на разрыв и в астеносферном слое верхней мантии Земли в условиях неравномерного трехосного сжатия и высоких скоростях деформационных процессов [Шрейдер и др., 1968], ассоциируемых с сейсмодислокациями в зонах разрывных нарушений.

Таким образом, структуры земной коры, характеризующиеся максимальными новейшими и современными деформациями (густотой активных разломов и трещинных систем), а следовательно, и максимальными объемными деформациями пород, будут не только максимально трещиноваты, но и максимально проницаемы в силу максимального раскрытия трещин и разломов. Последняя связь очевидна и следует из формулы трещинной проницаемости [Ромм, 1985]: $K_T = Ab^3l/S$, где K_T — трещинная проницаемость, b — раскрытость трещин, l — длина трещин, S — площадь шлифа, A — коэффициент пропорциональности.

Вопрос глубины распространения открытой трещиноватости в земной коре — это вопрос глубины распространения коллекторов в фундаменте согласно прямой генетической связи вторичных коллекторов с открытой трещиноватостью, по которой развивается межгранулярная, каверновая и трещинная пустотность и одноименная пористость. С глубиной эта

связь становится определяющей при формировании преобладающего типа трещинной вторичной пустотности для первично непроницаемых (низкопроницаемых) толщ.

Учитывая связь этих проницаемых трещинных зон с каналами поступления (напорного внедрения) глубинных УВ-систем, в низах осадочного чехла и в фундаменте формируются приразломные залежи жильного и пластово-жильного (стратиформно-жильного) типа [Тимурзиев, 2015а, б]. В этой связи проблема поисков "глубинной", в том числе "фундаментной" нефти в интервале залегания средней (10—20 км) и нижней (20—35 км и более) коры сводится к прогнозу локализованных на телах сдвигов проницаемых трещинных зон и связанных с ними нефтегазонасыщенных трещинных коллекторов и резервуаров.

С учетом показанных связей качественных изменений механизма деформации при высоких скоростях деформирования горных пород [Шрейдер и др., 1968], открытая трещиноватость на глубинах залегания средней (10—20 км) и нижней (20—35 км) коры (табл. 3) будет регламентироваться не статическими, а динамическими понятиями мгновенной устойчивости горных пород (хрупкости и пластичности), регулируемые динамикой деформационных процессов (скорость и градиент скорости деформаций) тектонической активности глубинных разломов, формирующих и контролирующих очаговую, локализованную приразломную трещиноватость и трещинную проницаемость.

С учетом приведенной градации скважин по глубине забоя и соответствующей классификации вскрываемых ими залежей, изложенной в Программе исследований в рамках проекта "Глубинная нефть" [Тимурзиев, 2013б]: 1) глубокое бурение (залежь) до 5 км; 2) сверхглубокое бурение (залежь) 5—10 км; 3) глубинное бурение (залежь) 10—20 км; 4) сверхглубинное бурение (залежь) более 20 км, основной геологической задачей по обеспечению поисков и освоению глубинной и сверхглубинной "фундаментной нефти"

Т а б л и ц а 3. Тип разрушения коры и прогноз существования зон разуплотнения и повышенной трещиноватости, соответствующих по реологии и глубинам залегания верхней и средней коре

Разрез континентальной коры	Глубина, км	Давление, ГПа	Температура, °С	Тип разрушения
Верхняя кора	менее 10	менее 0,2	менее 200	хрупкое
Средняя кора	10—20	0,2—0,5	200—500	промежуточное
Нижняя кора	20—35	0,5—1,0	400—600	промежуточное
Граница Мохо	более 35	более 1,0	более 600	пластичное

(помимо решения технических и технологических задач по обеспечению глубинного и сверхглубинного бурения) является обоснование наличия, прогноз и картирование глубинных и сверхглубинных резервуаров нефти и газа в интервалах залегания верхней, средней и нижней коры, связанных с соответствующими по глубинам зонами разуплотнения, повышенной трещиноватости и приразломно-го нефтегазонасыщения (см. табл. 3).

Проблема пустотности коллекторов и резервуаров на глубинах залегания земной коры (см. табл. 3) не стоит [Ставрогин, 1968, Шрейдер и др., 1968]. Кроме того, внедрение напорных глубинных флюидов обеспечивает естественный гидро-разрыв (нефтеразрыв Л.М. Бириной) и формирование трещинных зон (дислокационный эпигенез), их последующее выщелачивание агрессивными гидротермальными растворами (гидрохимический эпигенез, метасоматоз) с формированием приразломной вторичной пустотности (трещинно-поровый и трещинно-каверновый типы коллекторов). При этом роль "водородной продувки" на раннем этапе флюидодинамического импульса является решающей в разрушении силикатной коры с формированием "губчатой текстуры" дренируемых столбчатых структур, прорабатываемых гидротермальными растворами и обеспечивающих проницаемость земной коры и формирование залежей "фундаментной" нефти жильного типа.

Обсуждаемую проблему "фундаментной" нефти необходимо рассматривать как одну из важнейших, определяющую стратегическое развитие нефтегазовой отрасли нашей страны, и решать ее необходимо с точки зрения и на основе существующего эмпирического опыта глубокого бурения, экспериментальных работ и физических законов, определяющих глубины распространения открытой трещиноватости в земной коре, данных о реологических свойствах земной коры и верхней мантии как факторах существования ограничений на глубину проникновения хрупких деформаций и разрывных нарушений, других подходов, связанных с изучением неоднородного напряженно-деформированного состояния земной коры и протекания деформационных (трещинообразование) и гидрохимических (эпигенез и гидротермальный метасоматоз) процессов в условиях неравномерного трехосного сжатия гетерогенных трещинных сред при давлениях, температурах и типах разрушения геосреды, свойственных соответствующим интервалам залегания земной коры и при различных скоростях ее деформирования.

Программа изучения фундамента Западной Сибири. Основанием для подготовки программы освоения "фундаментной нефти" Западной Сибири являются следующие объективные обстоятельства.

1. Устойчивая падающая добыча нефти по Ханты-Мансийскому автономному

округу (ХМАО) в течение последних 10 лет и невозможность ее реанимации никакими усилиями и вложениями в освоение бажена, мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн тн, разработки и извлечения остаточной нефти из одряхлевших гигантских месторождений в рамках "новой парадигмы" А.Э. Конторовича.

2. Практически вся территория Западной Сибири лицензирована, сколь-либо значимых объектов структурного типа в интервале осадочного чехла не осталось, а согласно статистике, масштаб открытий является функцией размера (объема) ловушек перспективного объекта. Для демонстрации этого вывода приводятся графики парной корреляции подсчетных параметров и запасов нефти и газа по Тарасовской группе месторождений Надым-Пурской НГО (рис. 4) и график зависимости величины запасов от площади залежей васюганского НГК ХМАО [Шпильман, 2003] (рис. 5). Графики (см. рис. 4)

характеризуют связи попластового распределения запасов нефти и газа для Восточно-Тарасовского, Усть-Харампурского и Северо-Айваседопуровского месторождений в зависимости от эффективных толщин пластов (H , м), площади (S , тыс. м²) и объема (V , тыс. м³) контролирующих их ловушек. Как видно, связи линейные, а коэффициенты корреляции показывают, что площадь ловушки на 87 %, а объем ловушки на 99,8 % контролируют величину запасов (масштаб открытия) разведанных залежей УВ Тарасовской группы месторождений. С учетом зависимости величины геологических запасов от площади залежей васюганского НГК ХМАО (см. рис. 5) нет оснований для оптимистических ожиданий новых крупных открытий в изученном разрезе осадочного чехла Западной Сибири.

Таким образом, учитывая, что вширь идти некуда, вопреки господствующим взглядам на органическое происхождение не-

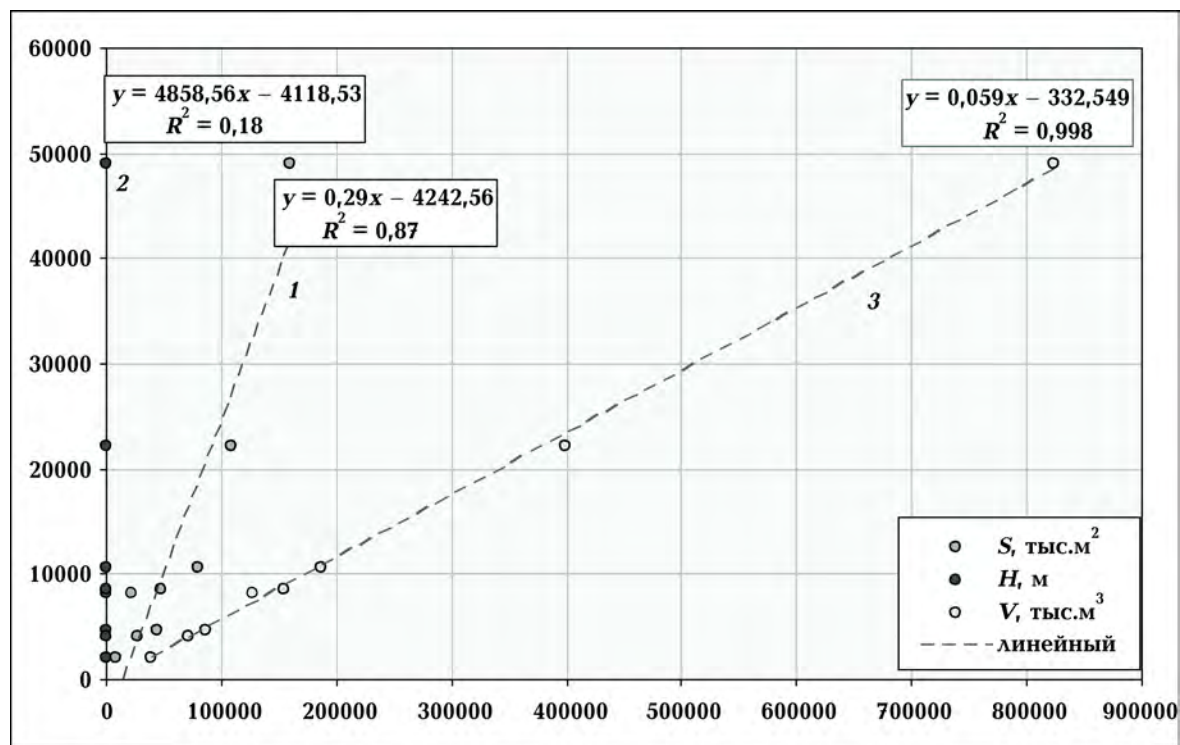


Рис. 4. Графики парной корреляции подсчетных параметров и запасов нефти, растворенного газа по Тарасовской группе месторождений (Восточно-Тарасовское, Северо-Айваседопуровское и Усть-Харампурское месторождения) Западной Сибири.

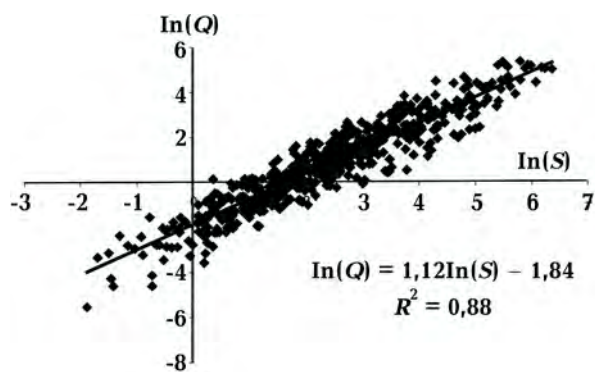


Рис. 5. Зависимость величины геологических запасов от площади залежей васюганского НГК [Шпильман, 2003].

фти (положение перспективных интервалов ниже ГФН, отсутствие НМТ в разрезе и др. запреты), объективная реальность, закрепленная законом Кудрявцева, вынуждает недропользователей идти только вниз — на освоение глубоких горизонтов нижней части осадочного чехла и фундамента Западной Сибири.

В рамках обсуждаемой проблемы необходима разработка “Комплексной Программы освоения фундамента Западной Сибири на основе концепции глубинного генезиса УВ”, основу которой могут составить некоторые приведенные ниже положения.

1. Создание при администрации ХМАО и Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) специального фонда (бюджет и ежегодные взносы недропользователей) и технопарка для целевого изучения фундамента.

2. Проведение за счет средств фонда опережающих детальных гравиметрических и магнитометрических съемок масштаба 1 : 50 000 и более для перспективных территорий неглубокого залегания фундамента (Березовский, Сергинский, Ляминский, Шаимский, Красноленинский, Сургутский, Приобский НГР и др.).

3. Изучение и районирование территории Западной Сибири по вещественному и формационному составу фундамента.

4. Детальные структурные построения

по кровле фундамента и картирование сети активных разломов.

5. Бурение сети опорных (параметрических) скважин со вскрытием фундамента на глубину 1000—2000 м.

6. Создание полигонов по проведению опытно-методических геолого-геофизических работ на базе известных месторождений Западной Сибири для разработки методов и технологий поисков скоплений УВ в фундаменте.

В связи с существующими объективными сложностями строения залежей УВ в фундаменте, генетически связанных с СГС, отсутствием опыта и методики заложения скважин на объектах фундамента, а также учитывая опыт изученных нами месторождений, осложненных СГС, необходимо принять “Программу опытно-методических работ по разработке методов и технологий поисков, разведки и освоения залежей УВ в фундаменте, осложненных сдвиговыми деформациями” с выделением технологических полигонов для детального целенаправленного изучения поставленных в работе вопросов.

Цель программы — полигонное подтверждение для последующего промышленного внедрения инновационных методических и технологических решений, реализованных АО “ЦГЭ” на объектах недропользователей Западной Сибири в процессе выполнения проектов по уточнению геологического строения многочисленных месторождений на основе углубленного изучения сдвиговой тектоники.

На условиях риска бурения скважин для последующего тиражирования опыта на всех месторождениях недропользователей Западной Сибири и его структурных аналогах в других регионах требуют своего решения следующие практические вопросы.

1. Задача. Изучение геометрии строения и типа залежей в фундаменте, осложненных сдвиговыми деформациями: определение флюидных контактов и границ залежей, этажа нефтегазоносности, преобладания жильного или пластового насыщения, другие вопросы геометриза-

ции залежей, связанные с определением природы выклинивания (тектонический, литологический, эпигенетический) нефтенасыщенных коллекторов и резервуаров.

2. **Задача.** Оценка проницаемости разломов по обе стороны от плоскости нарушения с целью определения гидродинамической прозрачности (проводник) или непрозрачности (экран) разрывных нарушений сдвиговых зон при эксплуатации залежей.

3. **Задача.** Оценка нефтегазоносности и интервалов продуктивности межблоковых грабен-прогибов осевой части сдвиговых зон. До бурения на фундамент необходимо провести комплексные камеральные исследования трещинных систем в интервале от фундамента до земной поверхности (в том числе математическое моделирование НДС на основе реальной упругой модели, полученной на основе проведения ВСП в 3—5 скважинах по всей площади работ; структурно-геоморфологический линеаментный анализ на основе детальных космических снимков) и замкнуть восстановленные направления осей напряжений в осадочном чехле на дневную поверхность и запечатленную в ее линейном расчленении новейшую (современную) трещиноватость и направления осей новейших (современных) напряжений. Наш опыт такой работы по Вьетнаму, Алжиру, Прикаспию, Западной Сибири показывает высокую достоверность прогнозных построений и экстраполяций на глубину.

4. **Задача.** Подтверждение установленных на многих месторождениях Западной Сибири на основе углубленного изучения сдвиговой тектоники новых прогнозно-критериальных связей продуктивности поисково-разведочных и эксплуатационных скважин со структурно-деформационными условиями их размещения.

5. **Задача.** Тестирование методов и технологий по работе с сетками добывающих и нагнетательных скважин с целью оценки систем разработки, адаптированных к анизотропным средам, на повышение КИН и другие показатели.

Это самый общий предварительный набор практически важных для разработки методов и технологий эффективной разведки и разработки месторождений в фундаменте мероприятий, которые необходимо запроектировать и выполнить по программе полигонных исследований на фундаментных объектах Западной Сибири и других нефтегазоносных провинциях. В процессе обсуждения и подготовки проекта Программы круг вопросов, необходимых для решения задач, может значительно увеличиться.

На этапе обоснования и составления "Программы опытно-методических работ по разработке методов и технологий поисков, разведки и разработки месторождений в фундаменте, осложненных сдвиговыми деформациями" в работе необходимо использовать наш опыт как организации и автора — инициатора Программы (Ханты-Мансийск, 11—15 ноября 2013 г.), располагающих большими теоретическими знаниями и практическим опытом в решении обсуждаемых проблем [Тимурзиев, 2009а].

Для нынешнего этапа освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири в рамках тематики по освоению "фундаментной нефти" на основе углубленного изучения сдвиговой тектоники с учетом огромного нераскрытого ресурсного потенциала фундамента и неопределенности структурно-деформационного контроля УВ скоплений в фундаменте освоение "фундаментной нефти" представляет серьезную научно-техническую и производственную задачу, эффективному решению которой будет способствовать предлагаемая Программа.

Вместо заключения. В связи с ухудшением в мире ситуации с новыми открытиями месторождений нефти и газа, нефтяные компании (НК) начали активный разворот в сторону трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Хочется в связи с этим предостеречь, что "сланцевая революция" способна не только разорить отдельные НК, но и обрушить экономику целых стран (опыт США в этом отно-

шении не показателен). И вина в этом лежит на дезорганизующей геологоразведочный процесс общепризнанной в мире органической теории происхождения нефти, не способной предложить альтернативу "сланцевому сценарию" развития мирового ТЭК.

В условиях, когда лидеры органического учения в России признали, что парадигма Губкина себя исчерпала, страна осталась без научного обеспечения ГРП и оказалась беспомощной перед вызовами современности. Сложившаяся диспропорция между планами развития ТЭК-2035, ресурсной обеспеченностью и темпами восполнения минерально-сырьевой базы (ВМСБ) УВ сырья грозит обернуться серьезными проблемами для энергетической безопасности страны уже в ближайшие годы. Трагизм ситуации заключается в том, что вводимые в заблуждение лидерами органического учения руководство страны и общество не представляют о существовании альтернативных и высокоэффективных источников ВМСБ УВ-сырья. Это видно из перечня ключевых направлений и задач развития ТЭК России на период до 2035 г., равно как и новой парадигмы развития нефтегазового комплекса акад. А. Э. Конторовича. В Энергетической стратегии России ТЭК-2035 в сфере недропользования предлагается *"Расширение поисковых, геологоразведочных и других работ по освоению нефтегазового потенциала арктического шельфа, трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных видов УВ сырья"* [Энергетическая ..., 2014]. Как видим, в планы развития ТЭК РФ до 2035 г. заложена "мина" замедленного действия, механизм детонации которой будет запущен уже в ближайшие годы вовлечением ресурсов НК и бюджета страны в высокочрезвычайные и малоэффективные проекты освоения ТРИЗ.

Ставка на ТРИЗ по факту равносильна банкротству как для НК, клянувших на "сланцевую аферу", так и для государства, которое упустит в гонке за навязанным обществу "сланцевым миражом" ре-

альные альтернативные направления ГРП. Многие страны мира вслед за США пошли по этому ложному пути, но хочется предостеречь от заимствования американского опыта (экспорта "сланцевой революции"), растиражированного околонучными СМИ, и воспользоваться исторической аналогией. Вспомним знаменитое: *"мы пойдем другим путем"*, при этом проект "ТРИЗ" следует рассматривать как "Троянский конь", а четвертую "сланцевую революцию" Россия может и не пережить.

Сегодня благодаря теоретическим разработкам и достижениям российско-украинской неорганической мысли во главе с ее гениальными носителями, непрерываемыми авторитетами и лидерами Н. А. Кудрявцевым и В. Б. Порфирьевым мы обладаем уникальным конкурентным преимуществом в области теории, методов и технологий поисков глубинной нефти, внедрение которых способно обеспечить в краткосрочной перспективе высокую эффективность проведения ГРП и значительный рост запасов за счет вовлечения в освоение альтернативных источников УВ сырья старых районов нефтедобычи и выведенных из категории перспективных земель нетрадиционных направлений ГРП с традиционными (легкоизвлекаемыми) ресурсами (традиционные источники УВ в нетрадиционных структурных условиях): складчатый и кристаллический фундамент (включая верхнюю, среднюю и нижнюю кору) и глубокие горизонты ОБ на технически доступную глубину (до 20—30 км), склоны щитов, горно-складчатые области, моноклинали, синеклизы, океанические впадины, другие нетрадиционные структурные элементы, в том числе вне ОБ Земли. За этими нетрадиционными направлениями ГРП стоят новые фундаментальные понятия и поисковые объекты (фундаментальная нефть, поднадвиговая нефть, присдвиговая нефть, моноклиальная нефть, синклиальная нефть, горная нефть, нефть глубоких горизонтов ОБ, океаническая нефть, коромантийная нефть и др.), прогнозирование и поиски которых невозможны на старой идеологической, технической и тех-

Т а б л и ц а 4. Статистика связей месторождений Западной Сибири с элементами районирования территорий по глубинным классификационным признакам

Нефтегазоносные области и нефтегазоносные районы	Всего месторождений в контуре полигона	Совпадающие с классификационным признаком	Не совпадающие с классификационным признаком	Коэффициент подтвержденности
Надым-Пурская НГО (Вынгапуровский НГР)	23	20	3	87,0 %
Надым-Пурская НГО (Губкинский НГР)	26	23	3	88,5 %
Пур-Тазовская НГО (Тазовский НГР)	8	7	1	87,5 %
Васюганская НГО (Бахилловский НГР, Александровский НГР)	22	19	3	86,4 %
Ямальская НГО (Малыгинский НГР, Тамбейский НГР, Нурминский НГР, Южно-Ямальский НГР)	30	27	3	90,0 %
Среднеобская НГО (Салымский НГР)	25	22	3	88,0 %
Среднеобская НГО (Вартовский НГР) Надым-Пурская НГО (Варьеганский НГР)	36	31	5	86,0 %
Среднеобская НГО (Когалымский НГР)	27	26	1	96,3 %
Фроловская НГО (Приобский и Ляминский НГР)	64	61	3	95,3 %
Красноленинская НГО (восточная часть Красноленинского НГР)	64	61	3	95,3 %
Сводная статистика по НГО Западной Сибири	261	236	25	90,4 %

нологической основе, оставшейся нам в наследство от органической парадигмы Губкина—Вассоевича—Конторовича.

Альтернативный сценарий развития и возрождение от неминуемой стагнации мирового ТЭК предполагает безотлагательную смену органической парадигмы нефтегазовой геологии Губкина—Вассоевича—Конторовича на ее антогонистически-аль-

тернативное неорганическое учение Менделеева—Кудрявцева—Порфирьева. Иначе никакая "сланцевая революция" и альтернативная энергетика не помогут мировому топливному комплексу избежать энергетического кризиса, а обществу вернуться в "каменный" (каменноугольный) век, не успев перейти на следующий уровень водородной энергетики.

Список литературы

- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донцов В.В. Модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр (южный шельф Вьетнама): *Тезисы докл. Второй Междунар. конф. “Геодинамика нефтегазоносных бассейнов” 19—21 октября 2004*. Москва: Изд. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004, Т. 2, С. 19—21.
- Бочкарев В.С., Брехунцов Ю.Г., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне. *Горные ведомости*. 2007. № 10. С. 6—23.
- Бурлин В.К., Донцов В.В., Харахинов В.В. Условия формирования залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр: Тезисы докл. XVII Губкинских Чтений “Нефтегазовая геологическая наука — XXI век”, посвященные 75-летию основания РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 9—10 декабря. Москва: Изд. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004, С. 21—23.
- Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Жилина И.В. Сырьевая база нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири: прогноз невыявленных ресурсов, закономерности их локализации, вероятная структура, динамика выявления: *Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа: Тез. докл. науч.-практ. конф.* Москва: Изд. ИГиРГИ, 2004. С. 89—90.
- Вассоевич Н.Б., Амосов Г.А. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества: *Материалы Всесоюз. совещания по генезису нефти и газа, г. Москва, февраль 1967 г.* Москва: Недра, 1967, С. 5—22.
- Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа. *Геология нефти и газа*. 2007. № 2. С. 41—49.
- Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. О жизни, творчестве и научном наследии академика В.Б. Порфирьева. В кн.: *Владимир Борисович Порфирьев. Ученый, геолог, педагог, человек*. Киев: Изд. Ин-та геол. наук НАН Украины, 2000, С. 14—46.
- Двали М.Ф. О гипотезах неорганического происхождения нефти и об оценке перспектив нефтегазоносности с позиций этих гипотез. В сб.: *Труды ВНИГРИ*. Вып. 267. Ленинград: Недра, 1968.
- Двали М.Ф. Современное состояние научной базы геологоразведочных работ на нефть и газ и задачи ее развития. В сб.: *Труды ВНИГРИ*. Вып. 259. Ленинград: Недра, 1967.
- Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В. Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири. *Электронный научный журнал “Георесурсы, геознергетика, геополитика”*. 2012. Вып. 2(6).
- К 65-летию открытия Березовского газа. Архивы Югры. [Электронный ресурс]. 2013. Режим доступа: <https://arhivugra.admhmao.ru/virtualnye-vystavki-arkhivnykh-dokumentov/395452/k-60-letiyu-otkrytiya-berezovskogo-gaza>.
- Калинко М.К. Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных. Москва: Недра, 1968, 336 с.
- Конторович А. Для разработки баженовской свиты необходима госпрограмма на уровне проектов освоения космоса СССР [Электронный ресурс]. 2018. Режим доступа: <http://www.angi.ru/news/2862273-Алексей-Конторович-Для-разработки-баженовской-свиты-необходима-госпрограмма-на-уровне-проектов-освоения-космоса-СССР/>.
- Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Статова О.Ф. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири. *Геохимия*. 1998. № 1. С. 3—17.
- Конторович А.Э., Брехунцов А.М., Бурш-

- тейн Л.М., Каширцев В.А., Конторович В.А., Коржубаев А.Г., Курчиков А.Р., Лившиц В.Р., Нестеров И.И. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция: состояние сырьевой базы, прогнозы развития нефте- и газодобычи, актуальные проблемы недропользования: *Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа: тез. науч.-практ. конф., Москва, 6—7 июля 2004 г.* Москва: Изд. ИГиРГИ, 2004. С. 11—17.
- Краюшкин В.А. Небиогенная природа гигантского газонефтенакопления на континентальном склоне Мирового океана. Электронный журнал "Глубинная нефть". 2014. Т. 2. № 5. С. 739—751. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-5-2014/7_Timurziev_2-4-2014.pdf.
- Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. В сб.: *Труды ВНИГРИ*. Вып. 319. Ленинград: Недра, 1973.
- Кудрявцев Н.А. Состояние вопроса о генезисе нефти на 1966 г. В кн.: *Генезис нефти и газа*. Москва: Недра, 1967, С. 262—291.
- Лобова Г.А. Поиски углеводородов в доюрском фундаменте центральной части Западной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2014. Т. 9. № 1. С. 1—10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2014.
- Порфирьев В.Б., Ключко В.П. Проблема нефтегазоносности фундамента Сибири. В кн.: *Геологические и геохимические основы поисков нефти и газа*. Киев: Изд. ИГН АН Укр. ССР, 1981, С. 36—101.
- Поспелов Г.Л. Геологические предпосылки к физике рудоконтролирующих флюидопроводников. *Геология и геофизика*. 1963. № 3. С. 18—39.
- Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Ленинград: Недра, 1985, 240 с.
- Савиных Ю.В. Сравнительная характеристика молекулярного состава нефтей месторождений Дракон и Белый Тигр: *Химия нефти и газа: Труды VII Междунар. конф.* Томск, 2009, С. 157—160.
- Серебренникова О.В., Хай Ву Ван, Савиных Ю.В., Красноярова Н.А. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов. *Известия Томского политехнического университета*. 2012. Т. 320. № 1. С. 134—137.
- Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит. Под ред. В.Д. Наливкина. Ленинград: Недра, 1965, 323 с.
- Ставрогин А.Н. О влиянии деформации на проницаемость горных пород. В кн.: *Физико-механические свойства горных пород верхней части земной коры*. Москва: Наука, 1968. С. 156—161.
- Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Москва: МГУ, 2009а. 40 с.
- Тимурзиев А.И. Новые взгляды на строение платформенной складчатости Надым-Пурской впадины в связи с задачами освоения юрского комплекса. *Горные ведомости*. 2012. № 4(95). С. 28—70.
- Тимурзиев А.И. Присдвиговая нефть: к обоснованию жильного типа залежей и вопросам совершенствования методики поисково-разведочных работ на основе структурно-деформационного критерия продуктивности скважин. Ч. 1. *Горные ведомости*. 2015а. № 6(133). С. 38—66.
- Тимурзиев А.И. Присдвиговая нефть: к обоснованию жильного типа залежей и вопросам совершенствования методики поисково-разведочных работ на основе структурно-деформационного критерия продуктивности скважин. Ч. 2. *Горные ведомости*. 2015б. № 7(134). С. 42—75.

- Тимурзиев А. И. Резолюция 1-х Кудрявцевских Чтений — Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. *Электронный журнал “Глубинная нефть”*. 2013а. Т. 1. № 1. С. 4—12. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/2_Resolution_1-KR.pdf.
- Тимурзиев А. И. Резолюция 2-х Кудрявцевских Чтений — Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. *Электронный журнал “Глубинная нефть”*. 2014. Т. 2. № 5. С. 684—688. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-5-2014/2_Resolution_2KR_2-5-2014.pdf.
- Тимурзиев А. И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2009б. № 12. С. 30—38.
- Тимурзиев А. И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти. *Электронный журнал “Глубинная нефть”*. 2013б. Т. 1. № 1. С. 18—44. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/4_Timurziev_1-1-2013.pdf.
- Чебаненко И. И., Краюшкин В. А., Клочко В. П., Гожик П. Ф., Евдошук Н. И. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазонасность фундамента осадочных бассейнов. Киев: Наук. думка, 2002, 296 с.
- Чебаненко И. И., Краюшкин В. А., Клочко В. П., Евдошук Н. И., Довжок Т., Глаун В. В. Нефть и газ в докембрии Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геология нефти и газа*. 2004. № 2. С. 27—37.
- Шнип О. А. Геологические критерии оценки перспектив пород фундамента на нефть и газ. *Геология нефти и газа*. 2000. № 5. С. 21—26.
- Шпильман А. В. Параметры нефтяных залежей юрских отложений Западной Сибири и их взаимосвязь. *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа*. 2003. № 11.
- Шрейдер Л. А., Байдюк Б. В., Павлова Н. Н. Деформационные свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. Москва: Недра, 1968, 358 с.
- Шустер В. Л. Нефтегазонасность палеозойского фундамента Западной Сибири. *Электронный журнал “Георесурсы, геознергетика, геополитика”*. 2010. Вып. 2(2). С. 1—20.
- Шустер В. Л., Дзюбло А. Д. Геологические предпосылки нефтегазонасности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*. 2012. № 2(20). С. 26—29.
- Шустер В. Л., Дмитриевский А. Н. Проблемы нефтегазонасности фундамента Западной Сибири: Докл. II Всерос. научн. конф. “Фундамент и проблемы нефтегазонасности Западной Сибири”, Тюмень, 27—28 апреля 2010.
- Шустер В. Л., Пунанова С. А., Самойлова А. В., Левянт В. Б. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещино-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. 2011. № 2. С. 26—33.
- Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (основные положения). 2014. <http://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf>.

Basement oil of sedimentary basins is an alternative of "shale" scenario of global FEC development (West Siberia as an example)

A. I. Timurziev, 2019

Concepts on structure, composition and oil presence of the West Siberia basement are considered in the paper. Information on oil and gas presence in the basement of the world is presented, its inexhaustible potential is unveiled. Critical analysis of concepts on oil genesis in the basement of West Siberia as well as in White Tiger deposit has been given on the basis of the theory of organic origin and descending oil migration while producing the deposits. Principles of alternative inorganic image of the "basement oil" based on the ideas of the "Deep oil" are discussed. Problems of formation of West Siberia oil deposits have been considered in an aspect of history of West Siberia development; features of structure and search and exploration methods of occurrences in basement fissure collectors; geological signs and criteria of mapping basement displacements of channels of deep oil vertical migration localized on the bodies. "Complex Program for development of the West Siberia basement on the grounds of HC deep genesis" has been proposed. Basement oil of sedimentary basins is considered as a primary alternative of a "shale" scenario of the world FEC development. Alternative scenario of development and renewal of the world FEC from inevitable stagnation suggests immediate change from organic paradigm of oil-gas geology of Gubkin—Vassoyevich—Kontorovich to its antagonistic-alternative inorganic theory of Mendeleev—Kudryavtsev—Porfiriev. Otherwise, no "shale revolution" and alternative energetics will help the world fuel complex to avoid energetic crisis and society to come back to "stone" (coal) age, before coming to the next level of hydrogen energy.

Key words: West Siberia basement structure, White Tiger deposit, basement oil, deep genesis of oil, prospects of oil-gas presence of the basement, methods for prospecting of "basement oil", "Complex Program for development of West Siberia basement on the ground of deep HC genesis concept".

References

- Areshev, E. G., Gavrilov, V. P., & Dontsov, V. V. (2004). Model of formation of oil deposits in the basement of the White Tiger field (the southern shelf of Vietnam): *Abstracts of the Second International Conference "Oil and Gas Basin Geodynamics" October 19—21, 2004* (Vol. 2, pp. 19—21). Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (in Russian).
- Bochkarev, V. S., Brekhuntsov, Yu. G., Nestorov, I. I. (jr.), & Nechiporuk, L. A. (2007). Patterns of location of oil and gas deposits in the West Siberian megabasin. *Gornyye vedomosti*, (10), 6—23 (in Russian)
- Burlin, V. K., Dontsov, V. V. & Kharakhinov, V. V. (2004). Conditions for the formation of oil deposits in the foundation of the White Tiger field: *Abstracts of the XVII Gubkinsky Readings "Oil and Gas Geological Science — XXI Century" dedicated to the 75th anniversary of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, December 9—10* (pp. 21—23). Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (in Russian).
- Burshteyn, L. M., Livshits, V. R., & Zhilina, I. V. (2004). The raw material base of the oil and gas industry in Western Siberia: forecast of undetected resources, patterns of their localization, probable structure, dynamics of detection: *Actual problems of prospecting, exploration and development of oil and gas fields: Theses of reports scientific-practical*.

- conf. (pp. 89—90). Moscow: Publ. of the Institute of Geology and the development of combustible minerals (in Russian).
- Vasoevich N. B., & Amosov G. A. (1967). Geological and geochemical evidence of the formation of oil from living matter: *Materials of the All-Union Conference on the Genesis of Oil and Gas, Moscow, February 1967* (pp. 5—22). Moscow: Nedra (in Russian).
- Gavrilov, V. P. (2007). Mobilist ideas in the geology of oil and gas. *Geologiya nefti i gaza*, (2), 41—49 (in Russian).
- Gozhik, P. F., & Krayushkin, V. A. (2000). About the life, work and scientific heritage of academician V. B. Porfir'yev. In *Vladimir Borisovich Porfir'ev. Scientist, geologist, teacher, man* (pp. 14—46). Kiev: Publ. of the Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine (in Russian).
- Dwali, M. F. (1968). On the hypotheses of the inorganic origin of oil and on the evaluation of the prospects for petroleum potential from the standpoint of these hypotheses. In *Proceedings of VNIGRI* (Is. 267). Leningrad: Nedra (in Russian).
- Dvali, M. F. (1967). The current state of the scientific base of exploration for oil and gas and its development objectives. In *Proceedings of VNIGRI* (Is. 259). Leningrad: Nedra (in Russian).
- Dmitrievskiy, A. N., Shuster, V. L., Punanova, S. A., & Samoylova, A. V. (2012). Simulation of the geological structure and mechanisms of formation and placement of oil and gas accumulations in the pre-Jurassic complexes of Western Siberia. *Electronic scientific journal "Georesources, geoenergy, geopolitics"*, (2) (in Russian).
- To the 65th anniversary of the discovery of Berezovsky gas. Archives of Ugra. 2013. Retrieved from: <https://arhivugra.admhmao.ru/virtualnye-vystavki-arkhivnykh-dokumentov/395452/k-60-letiyu-otkrytiya-berezovskogo-gaza> (in Russian).
- Kalinko, M. K. (1968). *Inorganic origin of oil in the light of modern data*. Moscow: Nedra, 336 p. (in Russian).
- Kontorovich, A. (2018). For the development of the Bazhenov formation, a state program is needed at the level of space exploration projects of the USSR. Retrieved from: <http://www.angi.ru/news/2862273-Алексей-Конторович-Для-разработки-баженовской-свиты-необходима-госпрограмма-на-уровне-проектов-освоения-космоса-СССР/> (in Russian).
- Kontorovich, A. E., Danilova, V. P., Kostyreva, E. A., & Statova, O. F. (1998). Geochemistry and the Genesis of the Paleozoic oils of Western Siberia. *Geokhimiya*, (1), 3—17 (in Russian).
- Kontorovich, A. E., Brekhuntsov, A. M., Bursh-teyn, L. M., Kashirtsev, V. A., Kontorovich, V. A., Korzhubaev, A. G., Kurchikov, A. R., Livshits, V. R., & Nesterov, I. I. (2004). West-Siberian oil and gas province: the state of the resource base, forecasts for the development of oil and gas production, actual problems of subsoil use: *Actual problems of prospecting, exploration and development of oil and gas fields: theses sci.-pract. conf., Moscow, July 6—4, 2004* (pp. 11—17). Moscow: Publ. of the Institute of Geology and the development of combustible minerals (in Russian).
- Krayushkin, V. A. (2014). The non-biogenic nature of the giant gas and oil accumulation on the continental slope of the World Ocean. *Electronic magazine "Deep oil"*, 2(5), 739—751. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-5-2014/7_Timurziev_2-4-2014.pdf (in Russian).
- Kudryavtsev, N. A. (1973). The genesis of oil and gas. In *Proceedings of VNIGRI* (Is. 319). Leningrad: Nedra (in Russian).
- Kudryavtsev, N. A. (1967). Status of the question of the genesis of oil in 1966. In *The genesis of oil and gas* (pp. 262—291). Moscow: Nedra (in Russian).
- Lobova, G. A. (2014). Prospecting for hydrocarbons in Pre-Jurassic basement of the central part of Western Siberia. *Neftegazovaa Geologiya: Teoria i Praktika*, 9(1), 1—10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2014 (in Russian).
- Porfir'yev, V. B., & Klochko, V. P. (1981). The problem of the oil and gas potential of the foundation of Siberia. In *Geological and geo-*

- chemical foundations of oil and gas* (pp. 36—101). Kiev: Kiev: Publ. of the Institute of Geological Sciences, Academy of Sciences of Ukraine (in Russian).
- Pospelov, G. L. (1963). Geological prerequisites for the physics of ore-controlling fluid conductors. *Geologiya i geofizika*, (3), 18—39 (in Russian).
- Romm, E. S. (1985). *Structural models of the pore space of rocks*. Leningrad: Nedra, 240 p. (in Russian).
- Savinykh, Yu. V. (2009). Comparative Characterization of the Molecular Composition of Oil from the Dragon and White Tiger Deposits: *Oil and Gas Chemistry: Proc. of the VII Intern. conf.* (pp. 157—160). Tomsk (in Russian).
- Serebrennikova, O. V., Hai Vu Van, Savinykh, Yu. V., & Krasnoyarova, N. A. (2012). The genesis of oil from the White Tiger field (Vietnam) according to the composition of saturated acyclic hydrocarbons. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 320(1), 134—137 (in Russian).
- Nalivkin, V. D. (Ed.). (1965). *Comparative analysis of petroleum potential and tectonics of the West Siberian and Turan-Scythian plates*. Leningrad: Nedra, 323 p. (in Russian).
- Stavrogin, A. N. (1968). On the effect of deformation on the permeability of rocks. In *Physical and mechanical properties of rocks of the upper part of the Earth's crust* (pp. 156—161). Moscow: Nauka (in Russian).
- Timurziev, A. I. (2009a). *The Newest Shear Tectonics of Sedimentary Basins: Tectonophysical and Fluidodynamic Aspects (due to Oil and Gas Content)*: Abstract of the thesis of Dr. geol.-min. sciences. Moscow: Moscow State University, 40 p. (in Russian)
- Timurziev, A. I. (2012). New views on the structure of the platform folding of the Nadym-Purskoy depression in connection with the tasks of developing the Jurassic complex. *Gornyye vedomosti*, (4), 28—70 (in Russian).
- Timurziev, A. I. (2015a). Shear oil: to justify the vein type of deposits and to improve the methods of exploration based on the structural-deformation criterion of well productivity. Pt 1. *Gornyye vedomosti*, (6), 38—66 (in Russian).
- Timurziev, A. I. (2015b). Shear oil: to justify the vein type of deposits and to improve the methods of exploration based on the structural-deformation criterion of well productivity. Pt 2. *Gornyye vedomosti*, (7), 42—75 (in Russian).
- Timurziev, A. I. (2013a). Resolution of the 1st Kudryavtsev Readings — All-Russian Conference on the Deep Genesis of Oil and Gas. *Electronic magazine "Deep oil"*, 1(1), 4—12. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/2_Resolution_1-KR.pdf (in Russian).
- Timurziev, A. I. (2014). Resolution of the 2nd Kudryavtsev Readings — All-Russian Conference on the Deep Genesis of Oil and Gas. *Electronic magazine "Deep oil"*, 2(5), 684—688. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-5-2014/2_Resolution_2KR_2-5-2014.pdf (in Russian).
- Timurziev, A. I. (2009b). Contemporary state of hypothesis of oil sedimentary-migration origin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh i gazovykh mestorozhdeniy*, (12), 30—38 (in Russian).
- Timurziev, A. I. (2013b) The current state of the theory of the origin and practice of oil exploration: abstracts to the creation of a scientific theory of forecasting and exploration of deep oil. *Electronic magazine "Deep oil"*, 1(1), 18—44. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/4_Timurziev_1-1-2013.pdf (in Russian).
- Chebanenko, I. I., Krayushkin, V. A., Klochko, V. P., Gozhik, P. F., & Evdoshchuk, N. I. (2002). *Oil and Gas Perspective Objects of Ukraine. Oil and gas basement of sedimentary basins*. Kiev: Naukova Dumka, 296 p. (in Russian).
- Chebanenko, I. I., Krayushkin, V. A., Klochko, V. P., Evdoshchuk, N. I., Dovzhok, T., & Glalun, V. V. (2004). Oil and gas in Precambrian of the Dnieper-Donets aulacogen. *Geologiya nefiti i gaza*, (2), 27—37 (in Russian).

- Shnip, O.A. (2000). Geological criteria for assessing the prospects of foundation rocks for oil and gas. *Geologiya nefti i gaza*, (5), 21—26 (in Russian).
- Shpilman, A.V. (2003). Parameters of oil deposits in the Jurassic sediments of Western Siberia and their relationship. *Vestnik nedropolzovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (11) (in Russian).
- Schreyder, L.A., Baydyuk, B.V., & Pavlova, N.N. (1968). *Deformation properties of rocks at high pressures and temperatures*. Moscow: Nedra, 358 p. (in Russian).
- Shuster, V.L. (2010). Oil and gas potential of the Paleozoic basement of Western Siberia. *Electronic journal "Georesources, geoenergy, geopolitics"*, (2), 1—20 (in Russian).
- Shuster, V.L., & Dzyublo, A.D. (2012). Geological reasons of oil and gas content in deep-seated Jurassic and Pre-Jurassic deposits of the northern part of West Siberia. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, (2), 26—29 (in Russian).
- Shuster, V.L., & Dmitrievskiy, A.N. (2010). Problems of the oil and gas potential of the foundation of Western Siberia: *Reports of the II All-Russian Sci. conf. "The Foundation and Problems of Oil and Gas Potential of Western Siberia"*, Tyumen, April 27—28, 2010 (in Russian).
- Shuster, V.L., Punanova, S.A., Samoylova, A.V., & Levyant, V.B. (2011). Problems of prospecting and exploration of industrial accumulations of oil and gas in crack-cavernous massive rocks of the pre-Jurassic complex of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (2), 26—33 (in Russian).
- Russia's energy strategy for the period up to 2035 (key points). (2014). Retrieved from: <http://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-en-ergostrategy-2035-pdf.pdf> (in Russian).