

ФУНДАМЕНТАЛЬНАЯ НЕФТЬ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: РЕАЛЬНОСТЬ И АЛЬТЕРНАТИВЫ

А. И. Тимурзиев

ОАО «ЦГЭ», г. Москва, aitimurziev@cge.ru

АННОТАЦИЯ

В статье дан критический анализ представлений на генезис нефти в фундаменте Западной Сибири на основе теории органического происхождения и нисходящей миграции нефти при формировании залежей. Обсуждаются принципы альтернативного неорганического видения проблемы «фундаментной нефти» на основе идей глубинной нефти. Рассмотрены вопросы формирования залежей нефти в аспекте истории развития Западной Сибири, особенности строения и методика поисков и разведки залежей в трещинных коллекторах фундамента.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Строение фундамента Западной Сибири, «фундаментная нефть», глубинный генезис нефти, перспективы нефтегазоносности фундамента, методы поисков «фундаментной нефти».

OIL IN THE BASAL COMPLEX OF THE WESTERN SIBERIA: REALITY AND ALTERNATIVES

A. I. Timurziev

CGE, Moscow, aitimurziev@cge.ru

ABSTRACT

The article reviews perception of petroleum genesis in basal complex of the Western Siberia based on the theory of organic oil origin and top-down migration during accumulation process. Alternative approaches associated with non-organic or deep seated origin of basement oil also discussed. Issues of oil deposition in the context of the history of area evolution, peculiarities of structure and technique of accumulation prospecting in fractured basement reservoirs in the Western Siberia are revised.

KEY WORDS

Structure of basal complex in the Western Siberia, basement oil, deep seated oil origin, hydrocarbon bearing prospects, basement oil exploration technique.

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на длительную историю обсуждения и впечатляющие открытия залежей нефти и газа в фундаменте, в нашей стране не произошло ни революционного перелома в умах геологов-нефтяников в вопросах генезиса УВ, ни активизации геологоразведочных работ (ГРП) на поиски глубинной «фундаментной нефти». Господствующие у геологов-нефтяников, а теперь уже и у менеджеров нефтегазовых компаний теоретические воззрения на органическое происхождение нефти и газа являются причиной такого неудовлетворительного положения теории и практики поисков «фундаментной нефти», сдерживающей развитие научных исследований и ГРП по освоению высокоперспективного нефтегазоносного комплекса (НГК).

В качестве альтернативы можно привести пример воплощения идей глубинного генезиса нефти, приведшего к открытию в 1985 г. крупной зоны нефтегазонакопления в кристаллическом фундаменте на северном борту Днепровско-Донецкой впадины по программе поисков нефтяных и газовых залежей в кристаллическом фундаменте, разработанной на Украине в советское время под руководством академика В.Б. Порфирьева. 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 месторождение с запасами до 100 млн т. Газ и нефть с дебитами 3 млн м³/сут и 350 т/сут фонтанируют из амфиболитов и плагиогранитов кристаллического фундамента.

Для Западной Сибири, большинство крупнейших и гигантских месторождений которой давно уже вступило на позднюю стадию разработки, а новых крупных открытий, способных поддержать достигнутый уровень добычи УВ на основе теории органического происхождения нефти и газа, руководящей геологоразведочным процессом, не ожидается. Единственной альтернативой стагнации ТЭК Западной Сибири является программа освоения «фундаментной нефти» на основе теории глубинного абиогенно-мантийного генезиса нефти и газа.

Работы по оценке перспектив нефтегазоносности фундамента Западной Сибири на основе теории органического происхождения нефти и газа, осуществляемые различными организациями, являются не более чем дискредитацией идеи глубинной «фундаментной 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 «фундаментной нефти» Западной Сибири обречены затянуться на десятилетия и не оправдать многомиллиардные 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 направляющим ход развития и геологической мысли, и практики поисков «фундаментной нефти».

Согласно неорганическим воззрениям на генезис УВ [15] 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 «фундаментом», например в работах В.Д. Наливкина (1965).

Положение дел изменилось после знаменитого Малоичского фонтана, показавшего что не только газ, но и нефть могут образовываться в «фундаменте» промышленные залежи. Термин «фундамент» с этого времени исчез из работ западносибирских геологов и появились «парафундамент», «переходный, промежуточный, тафрогенный комплекс» и др.

В современном представлении нефтяников, разделяющих представления об органическом (полигенезе) происхождении УВ [8], доюрский комплекс Западной Сибири состоит из переходного (промежуточного) подкомплекса (верхняя пермь — триас), складчатого основания (палеозой), консолидированного (архей — протерозой — палеозой) и субкеанического (триас) фундамента в центре Западно-Сибирского бассейна.

Как видим, во избежание крамолы 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 практических

задач нефтяной геологии такие представления крайне 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 (пермо-триасового) комплекса в составе осадочного чехла в нашем представлении не существует. Ниже нормально осадочного, недислоцированного и неинтродуцированного выполнения осадочных бассейнов Западной Сибири (платформенного чехла) мы выделяем двухъярусный (двучленный) фундамент, образующий верхнюю часть консолидированной коры (нижнюю кору мы не рассматриваем) в составе верхнего герцинского складчатого комплекса (палеозойский складчатый фундамент) и нижнего докембрийского 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) породами 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 структурного этажа или тафрогенного комплекса платформенного чехла, представленного эффузивно-осадочной толщей пермо-триасового возраста. Герцинский складчатый фундамент имеет гетерогенный состав и сложен метаморфическими или в различной степени метаморфизованными осадочными породами (глинистые сланцы, орто- и метасланцы, карбонатные породы), прорванными интрузиями основного и кислого состава (магматические серии андезито-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 палеогеновой систем, перекрытых четвертичными нелитифицированными осадками.

Таким образом, говоря о «фундаментной нефти» Западной Сибири, мы будем иметь в виду доюрский фундамент в полном его стратиграфическом объеме и формационном составе.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА

Установление промышленной нефтегазоносности базальных континентальных отложений осадочного чехла и фундамента в пределах более чем 50 нефтегазоносных осадочных бассейнов (ОБ) Земли является не только прямым доказательством глубинного абиогенного происхождения нефти, но и огромного потенциала этого глобального в масштабах Земли нефтегазоносного комплекса, сопоставимого и даже превышающего потенциал чехла ОБ (В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко и др.). Так, по данным В.А. Краюшкина [7], в пределах около 450 открытых к 2000 г. месторождений в кристаллическом фундаменте ОБ сосредоточено почти 3.3 трлн м³ газа и более 20.5 млрд т нефти, что составляло почти 15 % в мировом балансе запасов углеводородов в 2000 году.

Невероятно, но 15 % общемировых разведанных запасов нефти и газа 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 муссируются данные о том, что 99 % нефти и газа содержится в осадочных породах, что и служит по представлениям органиков главным аргументом в пользу их органического происхождения.

Так, например, Н.Б. Вассоевич и Г.А. Амосов в статье [3] пишут: «Огромное большинство нефтяных залежей и сколько-нибудь значительных нефтидопроявлений (по-видимому, не менее 99 %) приурочено к осадочной оболочке Земли — стратосфере. В случае нахождения нефти (или вообще нефтидов) в сильно метаморфизованных, метаморфических и магматических породах обычно удается отчетливо установить ее вторичность, аллохтонность, а также то, что первоисточником углеводородов 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 кристаллическом фундаменте ОБ вопреки общепринятым представлениям геологов и нефтяников, основанным на элементарном незнании и замалчивании официальной нефтегазовой наукой фактов, является исключительное богатство и продуктивность промышленных скоплений «фундаментной нефти» (табл. 1).

Приведем наиболее типичные признаки и параметры залежей нефти и газа в фундаменте: большие запасы нефти и газа (Хасси-Муссауд — 3.6 млрд т), высокая плотность запасов, большие объемы добычи нефти, достигающие сотни миллионов тонн, огромная высота залежей (Белый Тигр — 1.5–2.0 км), высокие дебиты скважин и фонтанный способ добычи (скважина 4 Ренью — 4600 т/сут), высокая рентабельность и экономическая эффективность освоения.

Таким образом, можно подытожить, что залежи нефти и газа в фундаменте ОБ известны практически во всех странах мира и до недавнего времени открывались случайно. Фундамент — высокоэффективный аккумулятор неисчерпаемых ресурсов мантийной неорганической нефти. Ресурсную базу фундамента никто и никогда не оценивал на строгой количественной основе: препятствием служит господствующая теория органического происхождения нефти.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Согласно данным, обобщенным А.Н. Дмитриевским, В.Л. Шустером и др. [13], «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». Со ссылкой на [9] 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 [8] А.Н. Дмитриевский и В.Л. Шустер 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):

Таблица 1

КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 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 тут
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

латерально-нисходящую) миграцию при формировании их залежей.

Однако еще в 1981 г. работами украинской школы неоргаников [15] проблема нефтегазоносности фундамента Западной Сибири рассматривалась совершенно иначе. По результатам выполненного обобщения фактических материалов 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 месторождениях коллекторы — метаморфизованные образования доюрского комплекса.

Помня о том, что по [13] открытые в фундаменте Западной Сибири залежи нефти и газа в основном мелкие и реже средние по запасам, приведем в опровержение данные по Рогожниковскому месторождению. Запасы нефти на 01.01.2011 составили 145.9 млн т нефти по категории C_1 , 250.3 млн т по категории C_2 и 32.1 млн т по категории C_3 . Суммарные запасы по категории $C_1+C_2+C_3$ составили 428.3 млн т нефти, 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 C_1 и уникальному по категории C_1+C_2 .

Таким образом, количество и масштабы открытых в фундаменте Западной Сибири залежей нефти и газа позволяют отнести ее к богатейшему промышленно-нефтегазоносному комплексу, освоение которого искусственно сдерживается усилиями органиков, осуществляющих информационную блокаду и определяющих стратегию и тактику освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири.

ПРЕДСТАВЛЕНИЯ НА ГЕНЕЗИС НЕФТИ В ФУНДАМЕНТЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Рассмотрим несколько примеров наиболее типичных взглядов и представлений о генезисе нефти и газа в фундаменте Западной Сибири.

Начнем с цитированной уже работы А.Н. Дмитриевского, В.Л. Шустера и др. [13]. Анализ фактического материала и опубликованных работ позволил авторам присоединиться к точке зрения ученых [6], считающих, что основным источником залежей нефти в ловушках фундамента является ОВ нефтематеринских оса-

дочных толщ, облекающих фундамент или примыкающих к нему.

Существует и иная точка зрения — о полигенной природе источника нефти (Дмитриевский А.Н., 2008). Нефтегазообразование возможно как в собственно палеозойских отложениях, где обнаружены УВ скопления *in situ*, так и в юрских (палеозойских) нефтематеринских осадочных породах, облекающих выступы фундамента.

Границы нефтегазосного комплекса фундамента контролируются сверху надежным флюидоупором, нижнее ограничение залежи контролируется нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.

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

Такие представления авторов [13] о генезисе 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* мы не рассматриваем, так как кроме исторического этот вариант происхождения нефти не представляет интереса. Добавим, что рассматривать палеозойские отложения в качестве нефтематеринских нельзя по двум обстоятельствам: степень метаморфизма пород не позволяет, даже допуская генерацию УВ палеозойскими отложениями, признать, что их скопления были бы уничтожены на этапе герцинского диастрофизма.

О.А. Шнип, рассматривая геологические критерии оценки перспектив пород фундамента на нефть и газ [24], при обосновании критериев наличия зон нефтегазообразования приводит несколько точек зрения относительно способов образования промышленных скоплений УВ в породах фундамента:

— УВ образовались в нефтематеринских осадочных породах горизонтов чехла, примыкающих к выступам основания, впоследствии эти УВ перетекли в трещиноватые и кавернозные зоны фундамента;

— УВ сформировались неорганическим путем в земной коре;

— 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, по О. А. Шнип [24] одним из критериев, который надо рассматривать при оценке перспектив нефтегазоносности пород фундамента, является наличие зон нефтегазообразования (в осадочном чехле.— А. Т.) 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 квадратных километров, существование которых для низкопроницаемых толщ палеозоя и континентальной терригенной юры, даже теоретически допуская их нефтематеринский потенциал, недопустимо.

В. Л. Шустер и А. Д. Дзюбло, рассматривая геологические предпосылки нефтегазоносности глубоководных юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири [27], приходят к таким выводам: «Палеозойские отложения, вскрытые на Бованенковском и Новопортовском месторождениях, отнесены к газонефтематеринским 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 (Кириухина Т. А. и др., 2011). Залежи в фундаменте на севере Западной Сибири по аналогии с открытыми мировыми месторождениями (Белый Тигр, Ауджила-Нафура, Ла-Пас, Мара и другие) могут быть сформированы за счет нефтегазообразующих осадочных толщ юрско-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 [28]. Таким образом, проанализированные фактические и опубликованные материалы позволяют сделать вывод о существовании благоприятных геологических предпосылок для открытия залежей нефти и газа на севере Западной Сибири в перспективных ниже-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 геохими-

ческих исследований по ХМАО (Шустер В. Л., Пунанова С. А., 2011) аналогичная граница установлена на глубине 4.2 км».

Опять же считаем крайне вредным такие представления для нефтяной геологии, которые ограничивают глубины поисков нефти в фундаменте 5 км при открытых на глубинах свыше 10.5 км (значительно ниже теоретически допустимых границ ГФН и нефтяного окна в шкале катагенеза ОВ) на месторождении Тибер нефтяных залежей в Мексиканском заливе.

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, рекомендуем авторам ознакомиться с работой [19], освещающей современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти в отношении возможности реализации физических процессов миграции УВ.

Цитирование работ с аналогичными представлениями на генезис нефти и газа в фундаменте Западной Сибири можно продолжать бесконечно [12, 26]. Основная их идея сводится к оценке генерационного потенциала осадочных пород (которые, как мы покажем ниже на примере месторождения Белый Тигр во Вьетнаме, не в состоянии обеспечить разведанные запасы даже осадочного чехла), облекающих образования фундамента. При отсутствии таких условий авторы прибегают к обоснованию нисходящей капиллярной пропитки фундамента из вышележащих потенциально нефтематеринских осадочных пород.

ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Покажем на примере известного месторождения Белый Тигр ошибочность представлений о формировании залежей в фундаменте за счет вышележащих нефтематеринских осадочных пород.

По данным О. В. Серебренниковой, Ву Ван Хай и др. [5], «накопленный к настоящему времени

материал об особенностях состава рассеянного органического вещества и нефтей месторождения Белый Тигр показал, что геохимические параметры углеводородов-биомаркеров для рассеянных органических веществ пород и нефтей фундамента имеют большие отличия. 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 и верхнего олигоцена, 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 [17]. Авторы заключают «газожидкостная хроматография анализа проб нефти и образцов кернов месторождения Белый Тигр показывает, что нефтематеринское вещество для всех нефтей слагал преимущественно фитопланктон с примесью донных водорослей и незначительной долей наземных растений. Нефть миоцена генерирована органическим веществом отложений, накапливавшихся в восстановительной среде, а нефти из коллекторов олигоцена и фундамента — в слабо окислительной и окислительной обстановках. Наиболее вероятным источником нефтей месторождения Белый Тигр являются полифациальные отложения миоцена, достигшие главной фазы нефтеобразования и способные генерировать нефть» [17].

В выводах [17] авторы противоречат самим себе, не говоря уже о том, что эти выводы противоречат выводам Е.Г. Арешева, В.П. Гаврилова, В.В. Донцова (2004) и В.К. Бурлина, В.В. Донцова, В.В. Харахинова (2004), которые мы приводим ниже.

По данным Е.Г. Арешева, В.П. Гаврилова и В.В. Донцова [1]: «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 т, а олигоценных отложений — 114.86 млн т, 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 месторождения 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. Бурлина, В.В. Донцова и В.В. Харахинова [2]: «Значения исходного и миграционного УВ потенциалов олигоценного материнского комплекса нефтегазосборной площади структуры Белый Тигр, полученные на базе последних геолого-геофизических и пирологических данных, показал, что их величины, ... практически способны обеспечить лишь пятую часть запасов нефти залежи фундамента, составляющую около 500 млн т».

Таким образом, все попытки объяснения нефтегазонасыщенности месторождения Белый Тигр, в том числе на основе геохимических исследований РОВ и нефтей с позиций теории органического происхождения нефти, не находят подтверждения. Учитывая приведенные количественные расчеты [1, 2], рассуждения на тему формирования залежей нефти в фундаменте за счет миграции нефти и газа из прилегающих материнских пород следует рассматривать как неудачные декларации, не подлежащие даже серьезному восприятию и обсуждению.

Как же объяснить органикам нефтегазонасыщенность месторождений в фундаменте? Например, на Белом Тигре 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 органическим веществом (ОВ), в ранг нефтематеринских толщ попали метаморфические и магматические породы фундамента (Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., 2004 и др.). Это приводит к размытию содержательной части учения о нефтематеринских свитах классической теории осадочно-миграционного происхождения нефти (по В.П. Гаврилову [4] «образование УВ может происходить..., когда присутствие нефтегазоматеринских свит вовсе

необязательно») и дискредитирует органическое учение в целом.

ФУНДАМЕНТАЛЬНАЯ НЕФТЬ: АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ВИДЕНИЕ

Как показал Н.А. Кудрявцев [11]: «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 мигрировали в фундамент».

Н.А. Кудрявцев же неоднократно указывал [10], 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 фундамент, 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 М.Ф., 1968; Калинин М.К., 1968). Но их авторы ограничились в своих высказываниях по нему лишь общими фразами.

М.Ф. Двали (1967) 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».

Из этого 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 М.Ф. Двали (1968) пишет: «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». 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 покрывающих осадочных нефтеносных отложений». Никаких соображений, связанных с конкретным геологическим материалом по ряду указанных нами, Н.С. Бескровным и П.Н. Кропоткиным примеров, а также о том, в каких именно породах образовались нефть и газ и как они оттуда 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 исследователи-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 [11], за прошедшие полвека не изменилась не только аргументация органиков в отношении нефтегазосности фундамента, но не получили должного ответа и критика ученого по этому животрепещущему вопросу теории происхождения нефти.

Как мы убедились, объясняя нефтегазосность фундамента, теория органического происхождения нефти и газа объясняет образование месторождений в фундаменте латеральной миграцией углеводородов из осадочных толщ, которые находятся рядом с поднятыми блоками фундамента, ниже их либо прилегают к ним.

Но наличие резервуаров нефти в глубоководных горизонтах фундамента (до 2 км ниже кровли фундамента на Белом Тигре) трудно объяснить вертикальной или наклонной миграцией УВ вниз из осадочных толщ, залегающих выше.

Налицо стагнация геологии нефти, как организирующей и направляющей геологоразведочный процесс в нашей стране на поиски нефти и газа. Слабо изучены процессы образования, сохранения и разрушения нефтяных и газовых 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 и 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 покрывкой 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 [14].

В этих условиях альтернативой застою и угрозам энергетической независимости России является следующее:

- 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 картирования глубинных (коровых и мантийных) очагов генерации УВ;

- выделение каналов локализованной вертикальной фильтрации и разгрузка УВ из глубинных очагов генерации в осадочный чехол и фундамент НГБ;

- выявление и подготовка 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 (корпоративной) программы научно-исследовательских, опытно-конструкторских и производственных работ по обеспечению поисков и освоению глубинной нефти.

Наконец, помня выражение «кадры решают все», необходимо перевести образовательный процесс в вузах страны на обучение студентов нефтяного профиля в рамках альтернативного учения о глубинном генезисе УВ.

ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В АСПЕКТЕ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для объяснения закономерностей распределения и прогноза местоположения нефтегазовых скоплений в фундаменте Западной Сибири предлагается механизм их формирования на основе синтеза представлений о следующих понятиях:

- ведущая роль глубинных очагов в генерации УВ Западной Сибири;

- преобладающее проявление одной из форм (латеральной или вертикальной) миграции УВ на определенных этапах тектонического развития региона;

- зависимость миграционных путей от типа напряженного состояния земной коры (ориентировки осей тектонических напряжений);

- новейшее время проявления последней фазы вертикальной миграции УВ и формирования современных залежей нефти и газа Западной Сибири.

Основные доводы в пользу признания глубинных очагов генерации в качестве источника УВ Западной Сибири являются следующие:

- низкий генерационный потенциал юрско-меловой толщи, которая не может обеспечить балансированные расчеты по разведанным запасам УВ Западной Сибири;

- многочисленные прямые доказательства (геохимические и палинологические), не позволяющие признать юрские и меловые УВ скопления в качестве сингенетических, притом что юрской толще органиками отводится роль нефтематеринской;

- гумусовый тип органики нижне- и среднеюрских отложений при преобладании нефтяных и нефтегазовых залежей юрской толщи и сапропелевый тип органики верхнеюрских отложений при преобладании газовых залежей меловой толщи (при таком распределении генерирующих толщ распределение нефти и газа в разрезе Западной Сибири можно объяснить только нисходящей миграцией, что выглядит абсурдно с точки зрения законов физики и наблюдаемых масштабах нефтегазоаккумуляции);

- генетическое единство нефтей юрско-меловой толщи и доюрского комплекса, свидетельствующее о едином очаге генерации, вертикальной миграции и одновременном посту-

плении УВ в залежи осадочного чехла и доюрского комплекса;

- исключительно высокая степень катагенетической превращенности (метаморфизма) УВ и независимость углеводородного состава нефтей от глубины залегания (термодинамических условий), свидетельствующие о поступлении в осадочный чехол и доюрский комплекс глубоко превращенных нефтей;

- многочисленные доказательства вторичности залежей УВ юрско-меловой толщи, доюрского основания и поступления УВ из под фундамента (мантии);

- промышленная нефтегазоносность и доказательства вторичности залежей УВ доюрского основания, а также свидетельства его большого нефтегазового потенциала.

Не касаясь дискуссионных вопросов генезиса УВ, отметим, что сегодняшний уровень знаний и многочисленные фактические результаты по геологическому строению залежей нефти и газа, геохимические, гидродинамические и гидрогеологические данные, балансовые расчеты обеспеченности разведанных запасов генерационным потенциалом осадочных толщ, многочисленные свидетельства молодого (среднемиоцен-четвертичного) времени формирования не позволяют объяснить нефтегазоносность Западной Сибири без признания решающей роли глубинного источника УВ и вертикальной миграции в формировании залежей нефти и газа.

В соответствии с основными положениями механики горных пород формирование структуры земной коры и сопутствующие им процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления протекают в переменном поле тектонических напряжений с преобладанием вертикальных или горизонтальных сжимающих или растягивающих напряжений. Влияние типа напряженного состояния земной коры на миграционные пути УВ проявляется через механизм трещинообразования, заключающегося в формировании трехкомпонентной сети нарушений, параллельных площадкам действия напряжений (σ_1 , σ_2 и σ_3). При этом ориентировка и генетические типы трещин и разрывов контролируются существующим положением осей напряжений и во времени (в процессе структурообразования) переменны. Выделяется три основных типа напряженного состояния земной коры.

Первый тип (рифтовый) характеризуется субгоризонтальным положением осей главных нормальных растягивающих σ_3 и средних σ_2 напряжений. Ось главных нормальных сжимающих напряжений σ_1 субвертикальна. Среднее нормальное напряжение σ_2 параллельно осям тек-

тонических структур и является минимальным по абсолютной величине, растягивающее напряжение σ_3 максимально по абсолютной величине и ориентировано вкрест простирания структуры. Динамическая обстановка растяжения, отвечающая напряженному состоянию земной коры этого типа, благоприятствует образованию рифтовых и грабенообразных структур растяжения земной коры.

Напряженные состояния земной коры второго и третьего типов связаны с преобладающим проявлением горизонтальных сжимающих напряжений.

При втором типе (надвиговый) напряженного состояния положение оси максимальных сжимающих напряжений σ_1 горизонтальное и нормальное к осевой плоскости складки, ось σ_2 средних нормальных напряжений параллельна оси растущей складки, ось σ_3 минимальных сжимающих (максимальных растягивающих) напряжений субвертикальна. Подобная ориентировка осей главных нормальных напряжений характерна для условий поперечного сжатия, под действием которого происходит зарождение и рост складчатости. Динамическая обстановка сжатия, отвечающая напряженному состоянию второго типа, приводит к сокращению поверхности, образованию складок и разрывов взбросо-надвигового типа.

Напряженное состояние земной коры третьего типа (сдвиговый), господствующее на заключительных этапах формирования складчатости, характеризуется субгоризонтальным положением осей максимальных сжимающих σ_1 и растягивающих σ_3 напряжений. Ось средних напряжений σ_2 субвертикальна.

Напряженные состояния последних двух типов проявляются при формировании складок поперечного изгиба (второй тип) и складчатых деформаций горизонтального сдвига (третий тип). Они наиболее характерны для структурообразования Альпийского складчатого пояса и других складчатых аналогов, включая обстановку завершающей фазы альпийского тектогенеза севера Западной Сибири.

Изучение динамики напряженного состояния земной коры в процессе структурообразования — необходимое условие исследований процессов миграции УВ, оно должно сопровождать любые модели механизма формирования скоплений УВ. Последнее обусловлено генетической связью типов (и интенсивности) трещин и разрывов различных генераций (сколы, отрывы) с ориентировкой осей тектонических напряжений. В целом, в зависимости от типа напряженного состояния земной коры, максимальное число трещин и условия растяжения (трещины

отрыва) образуется в сечении, параллельном площадкам действия максимальных главных сжимающих напряжений σ_1 , минимальное число трещин и условия сжатия — в сечении, нормальном к площадкам действия максимальных сжимающих напряжений σ_1 .

Таким образом, положение осей напряжений при формировании тектонических структур определяет в совокупности с дислоцированностью структурно-формационных комплексов региональные направления миграции флюидов (включая УВ), области разгрузки и аккумуляции УВ на участках ундуляции шарниров осей тектонических структур и различного типа гидродинамических экранов.

Положение о новейшем времени проявления последней фазы миграции и формирования залежей УВ обосновывается как многочисленными данными о молодом возрасте современных скоплений УВ, так и выводами о новейшем времени формирования локальных структур юрско-мелового комплекса Надым-Пурской, Пур-Тазовской и других нефтегазозносных областей Западно-Сибирской нефтегазозносной провинции. Анализ и оценка палеотектонических критериев нефтегазозносности по многочисленным месторождениям севера Западной Сибири [20] дали этому положению количественное обоснование, и оно должно рассматривается как составной элемент модели формирования нефтегазовых скоплений и как оценочный критерий нефтегазозносности.

Таким образом, механизм формирования нефтегазовых скоплений Западной Сибири исследуется в тесной взаимосвязи с процессами структурообразования и по существу рассматривается как динамический процесс в эволюционном ряду структурной дифференциации региона.

По результатам палеотектонических реконструкций в палеозойское время на севере Западной Сибири выделяется крупное сводовое поднятие — антеклиза. О первоначальных размерах и природе этой региональной, надпорядковой структуры можно судить по ее реликтовым «осколкам», сохранившимся в виде жестких глыб докембрийской (байкалиды, карелиды, салаириды) консолидации, спаянных складчатыми системами каледонид, герцинид и поздних киммерид. В качестве причины сводообразования предполагается динамическое воздействие мантийного астенолита с геотермической активизацией, увеличением объема вещества, сводообразованием и интенсивной магматической и гидротермальной дегазацией недр.

Для ранней (рифтовой) стадии развития Западной Сибири характерно типично рифтовое

поле напряжений с субвертикальным положением оси максимального сжатия σ_1 (давление подкорового субстрата) и субгоризонтальных осей максимальных растягивающих σ_3 и средних σ_2 нормальных напряжений. Господствующие в сводовой части антеклизы условия растяжения определили формирование продольных разрывов растяжения (отрыва) нормальных к плоскости наибольшей кривизны поверхности. Стабильное субвертикальное положение оси главных нормальных напряжений сжатия σ_1 сохранилось на всем протяжении рифтового режима развития севера Западной Сибири, предположительно, до позднего триаса и поздней юры (на севере). В течение этого периода произошли продольный раскол сводового поднятия по гребню палеоподнятий (его апофиз) и обрушение сводов вдоль осевой линии формирующейся Колтогорско-Уренгойской системы грабен-рифтов (Худуттейский, Аганский, Худосейский и др.). Эволюция рифтовой структуры рассмотрим в трех сечениях, параллельных осям напряжений.

В плоскости действия оси максимальных сжимающих напряжений σ_1 процесс развития палеосвода на севере Западной Сибири был связан с тектоническим утонением и частичной дезинтеграцией континентальной коры, выразившейся в редукции гранитного слоя и сокращении общей мощности коры за счет размыва кровельной части фундамента и гранитного слоя. Процесс утонения континентальной коры, приведший к 1.5–2-кратному (до 5-кратного) сокращению мощности гранитного слоя (от 5 до 25 км и более), не завершился полной его деструкцией с образованием сематического окна (несостоявшийся океан), что объясняется энергетикой и относительной кратковременностью рифтогенной стадии развития Западной Сибири.

В сечении, нормальном к оси средних нормальных напряжений σ_2 , за счет как ступенчатого погружения фундамента по системе эшелонированных (субпараллельных) гравитационных сбросов, так и частичного обрушения и утонения континентальной коры происходило расширение рифтовой долины. В продольном сечении рифтовая долина удлинялась на юг по мере роста структуры (эффект клина). «Вырождение» ее на северном и южном замыканиях, очевидно, было связано с ослаблением растягивающих напряжений на периклинальных погружениях антеклизы.

В позднетриасовое время произошли события, коренным образом изменившие региональное поле напряжений и тектонический режим развития Колтогорско-Уренгойской рифтовой системы. Не останавливаясь на первопричинах,

изменивших господствующее поле растяжения на поле сжатия, отметим только синхронность этих событий на севере Западной Сибири с глобальными катаклизмами, вызвавшими распад Пангеи и начало дрейфа континентов, орогенезом Уральской складчатой системы и другими событиями. Для этого этапа характерен второй тип напряженного состояния земной коры. Инверсия режима осадконакопления, складчатость и вулканизм привели к закрытию (в условиях тангенциального сжатия) в конце триаса палеорифтовой структуры.

Этот этап следует считать наиболее благоприятным для дегазации мантийного астенолита, активной миграции УВ и нефтегазонакопления. Большая плотность глубинного флюидного и теплового потока способствовала привнесу в осадочный чехол углеводородсодержащих флюидов. Таким образом, в конце триаса — начале юры существовали условия, благоприятные для активной вертикальной миграции УВ из погруженных зон Колтогорско-Уренгойского палеорифта и образования промышленных скоплений УВ в прибортовых зонах с ослабленной дислоцированностью пород.

На заключительном этапе формирования структурного плана доюрского основания Западной Сибири региональное поле сжатия сменяется региональным сдвиговым полем напряжений (третий тип напряженного состояния земной коры), предопределившим субвертикальное положение трещин растяжения и общую дегазацию недр. Скопления УВ ранней генерации не могли сохраниться до наших дней, они были разрушены в результате активного рассеивания миграционных потоков, денудации (эрозионного вскрытия) сводов нефтегазоносных структур и биохимического разложения в условиях гипергенеза.

Последующая история развития не внесла существенных изменений в структурную дифференциацию доюрского комплекса севера Западной Сибири.

Формирование платформенного чехла характеризует длительный эволюционный этап развития земной коры, прерываемый на рубеже позднего олигоцена — раннего миоцена. С этим этапом активных восходящих движений связаны основной рост структур платформенного чехла, активизация процессов миграции и формирования современных залежей УВ. На новейшем этапе развития земной коры повторяется план деформаций завершающей фазы раннекеммерийского тектогенеза. Единый план деформаций, запечатленный в общности простирающихся основных систем дизъюнктивов, предполагает формирование их в сходном силовом

поле тектонических напряжений. При этом унаследованность тектонических движений инверсионных циклов раннекеммерийского, альпийского, новейшего и современного этапов свидетельствует об устойчивом положении осей регионального поля напряжений, определяющем однонаправленное развитие складчатых и разрывных дислокаций.

Процессы миграции и формирования залежей УВ, активизировавшись в предсреднемиоценовое время, не прекращались уже в течение всего неоген-четвертичного времени, то затухая (трансгрессивные циклы), то вновь усиливаясь при восходящих движениях. Подобный многократно повторяющийся (пульсирующий) характер миграции объясняет многие особенности строения залежей УВ и, в частности, сложные соотношения в разрезе многопластовых месторождений нефте-, газо- и водонасыщенных горизонтов. Гравитационная дифференциация газожидкостной смеси перед очередной инъекцией по схеме газ — нефть — вода при многократном поступлении привела к чередованию в разрезе нескольких самостоятельных этажей нефтегазоносности со своими газовыми шапками, нефтяными залежами и водоносной областью. В соответствии с этой схемой можно считать, что нижние залежи (этажи) нефти и газа многопластовых месторождений, и особенно залежи фундамента, моложе верхних.

Таким образом, формирование современных скоплений УВ севера Западной Сибири — многоактный процесс, подчиненный законам структурной дифференциации земной коры. На новейшем этапе повторяются напряженные состояния земной коры второго и третьего типов. Преобладающая форма миграции УВ на инверсионных стадиях вертикальная, что отвечает проявлению регионального сдвигового поля напряжений с субвертикальной средней осью эллипсоида деформаций. В соответствии с этим формирование залежей УВ и зон нефтегазонакопления связывается с локальными и региональными зонами растяжения в условиях сдвигового поля напряжений.

Активность новейших тектонических движений рассматривается фактором, напрямую через пронцаемость осадочного чехла контролирующим интенсивность масштабов вертикальной миграции и нефтегазонакопления. В этой связи зоны растяжения новейшего времени, как основные каналы вертикальной струйной миграции глубинных углеводородсодержащих флюидов, следует рассматривать в качестве поисковых критериев зон нефтегазонакопления и единичных скоплений УВ фундамента и осадочного чехла. Локализуя реакционные объемы эпигенетического выщелачивания (в присутствии глубинного CO_2), зоны

растяжения новейшего времени контролируют одновременно вторичное порообразование, формирование гидротермально-стратиформных резервуаров и зон аккумуляции УВ.

Зональность в строении коллекторов, резервуаров и залежей нефти и газа является следствием неоднородности новейших деформаций земной коры, определивших локальные проявления дислокационного и гидрохимического эпигенеза. В таком аспекте новейшие деформации земной коры, как основная причина физической неоднородности (в первую очередь фильтрационной) флюидовмещающих комплексов, наложены на породно-слоевую структуру нефтегазоконтролирующих структур. Тектонический контроль залежей нефти и газа связан с особенностями фильтрации углеводородных флюидов, подчинен закону минимальной энергии (наибольшей проницаемости), векторности пластовой проницаемости (Поспелов Г.А., 1963) и предопределен характером деформации пород на структурах различного типа. Многочисленные свидетельства вертикальной миграции глубинных углеводородных флюидов, запечатленные в поверхностных метановых и глубинных битуминоидных, геохимических и палинологических аномалиях, а также прямые признаки гидротермальной деятельности позволяют связывать «окна проницаемости» со сводовыми частями антиклинальных структур осадочного чехла над выступами фундамента. Тектонофизические исследования и натурные наблюдения (керна, ГРП, FMI) показывают, что каналами вертикальной миграции флюидов при формировании залежей нефти и газа служат трещины (зоны) отрыва или другие генетические типы разрывов, находящиеся под действием растягивающих напряжений новейшего (современного) времени.

Таким образом, с региональным сдвиговым полем напряжений новейшего времени связывается интенсивный флюидодинамический импульс взрывного характера, физико-химические преобразования (метасоматические и гидротермальные) пород осадочного чехла и фундамента на локальных участках растяжения сводов структур, вертикальная миграция глубинных флюидов и аккумуляция УВ с формированием промышленных скоплений в интервалах гидродинамических барьеров и экранов различного типа.

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 нефтегазо-

носных бассейнов Западной Сибири установлены специфические особенности строения, обусловленные их генетической связью с проницаемыми зонами земной коры и глубинными источниками энергии и вещества.

Наиболее характерными особенностями строения залежей доюрского комплекса (фундамента) являются следующие:

- резкая изменчивость коллекторских свойств пород по площади и разрезу;
- локально-пятнистое (островное) распространение трещинных коллекторов на фоне низкопроницаемых нормально-осадочных, метаморфических и магматических пород;
- столбообразное строение проницаемых зон и пластово-жильное строение связанных с ними коллектирующих интервалов в разрезе благоприятных для поро- и кавернообразования пород;
- связь залежей с локальными зонами разуплотнения пород;
- гидротермально-метасоматическая природа эпигенетических коллекторов.

Характерными особенностями УВ скоплений, связанных со сложными коллекторами, являются следующие:

- отсутствие полного контура нефтегазоносности и горизонтальных ВНК;
- превышение высоты залежи амплитуды структуры;
- резкие колебания дебитов нефти и газа в контуре продуктивности;
- резкое падение давления и продуктивности скважин в процессе разработки залежей;
- часто однофазное состояние и незавершенность гравитационной сепарации газодонефтяной флюидной системы;
- часто отсутствие законтурных пластовых вод;
- пестрота химического состава и типов пластовых вод, связанная с гидрохимической инверсией;
- аномально высокие температуры и пластовые давления;
- совпадение в плане ареалов развития глубинных физико-химических аномалий (гидродинамических и гидрохимических), резервуаров метасоматического выщелачивания и залежей нефти и газа с локальными зонами растяжения земной коры, контролирующими очаги гидротермальной деятельности и глубинного массопереноса.

Зональность в строении сложных коллекторов, насыщающих их флюидов является следствием неоднородности новейших (современных) деформаций земной коры, определяющих узко-локальное 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 Г. А., 1965) и предопределена характером деформации пород на структурах различного типа.

В соответствии с этим совершенствование методов поисков и разведки залежей нефти и газа в трещинных коллекторах фундамента 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, контролируемых миграционные потоки глубинных геодифлюидов. Большие возможности в изучении морфологии и параметров проницаемых зон земной коры представляет аппарат проективной и дифференциальной геометрии, 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-породном 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 «фундаментальной нефти». Как нами было показано на примере строения тектонических структур ОБ Земли, контролируемых крупнейшие и гигантские месторождения нефти и газа, по результатам интерпретации объемной сейсморазведки МОГТ 3D, нефтегазоносность недр в своем подавляющем большинстве обусловлена парагенетическими связями. Это горизонтальный сдвиг фундамента (вертикальная миграция и взрывное внедрение гидротермальной УВ системы из 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 нефтенасыщение — присдвиговая нефть). Все эти проявления глубинного нефтегазообразования и нефтегазонакопления относятся в равной степени и к «фундаментальной нефти», напрямую связанной с «присдвиговой нефтью».

Причинно-следственные связи кроются в структуроформирующей роли горизонтальных сдвигов фундамента и скоплений на телах сдвигов 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 мантийных гидротермальных 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 и диапиризма: магматического, глиняного, соляного и 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 различии физико-механических свойств пород пластичного чехла и жесткого фундамента и различной 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 структурного 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-деформационного разрушения и флюидодинамического прорыва нефтяных диапиров.

Зоны растяжения земной коры, как основные каналы вертикальной миграции глубинных флюидов, следует рассматривать в качестве первичных «реакционных камер» для вторичных

процессов метасоматического эпигенеза и аккумуляции УВ. Локализуя в присутствии глубинного CO_2 реакционные объемы эпигенетического выщелачивания, зоны растяжения новейшего времени контролируют одновременно вторичное порообразование, 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 простираемостью осей максимальных сжимающих напряжений.

В строении СГС фундамента, осложняющих локальные нефтегазоконтролирующие структуры ОБ и картируемых сейсморазведкой МОГТ 3Д по характерному кулискому рисунку разломов осадочного чехла, проглядывает телескопическое строение и вложенность в структуру механодеформационного тела обрушения взрывного аппарата нефтяного диапира.

Выраженные в осадочном чехле инверсионными впадинами позднего проседания СГС и сопряженные с ними СРЗК 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 акустической 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, вызвавших позднее проседание этих зон в верхней части разреза осадочного чехла под нижележащими локальными вздутиями кровли фундамента. Пространственное наложение и сочетание структурно-тектонических (кулиское строение депрессионных впадин и разрывных нарушений) 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 3-го 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 едиными, а критерии их картирования — универсальными [25].

Деформации горных пород имеют прямое отношение к миграции УВ при формировании залежей и фильтрации нефти к забоям скважин при их разработке, поскольку, они 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 $(\Delta V/V)_{ост}$ соответственно возрастает и $K_{пр}$ [18]. 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. Эти результаты подтверждают 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, 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 трещиноватыми, но и максимально проницаемыми в силу максимального раскрытия трещин и разломов. Последняя связь также очевидна и вытекает из формулы трещинной проницаемости [16]:

$$K_T = Ab^3 / S,$$

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 нефти и газа в фундаменте по причине 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 единственного типа приразломной (трещинной) вторичной пустотности для первично непроницаемых (низкопроницаемых) толщ.

С учетом связи 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 [22, 23]. В этой связи проблема поисков глубинной 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 нами выше связей качественных изменений механизма деформации при высоких скоростях деформирования горных пород [25] открытая трещиноватость на глубинах залегания средней (10–20 км) и нижней (20–35 км) коры (см. табл. 1) будет регламентироваться не статическими, а динамическими понятиями мгновенной устойчивости горных пород (хрупкость и пластич-

ность), 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 нами градации скважин по глубине забоя и соответствующей классификации вскрываемых ими залежей, изложенной в программе исследований в рамках проекта «Глубинная нефть» [21] — глубокое бурение (залежь) до 5 км; сверхглубокое бурение (залежь) 5–10 км; глубинное бурение (залежь) 10–20 км; сверхглубинное бурение (залежь) > 20 км — основной геологической задачей по обеспечению поисков и освоению глубинной и сверхглубинной «фундаментной нефти» (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 приразломного нефтегазонасыщения (табл. 2).

Обсуждаемую проблему необходимо рассматривать как первоочередную, определяющую стратегическое развитие нефтегазовой отрасли нашей страны, и решать ее 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

Таблица 2

ТИП РАЗРУШЕНИЯ КОРЫ И ПРОГНОЗ СУЩЕСТВОВАНИЯ ЗОН РАЗУПЛОТНЕНИЯ И ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ПО РЕОЛОГИИ И ГЛУБИНАМ ЗАЛЕГАНИЯ ВЕРХНЕЙ И СРЕДНЕЙ КОРЫ

№ пп	Разрез континентальной коры	Глубина, км	Давление, ГПа	Температура, град (°C)	Тип разрушения
1	Верхняя кора	<10	≤0.2	≤200	хрупкое
2	Средняя кора	10–20	0.2–0.5	200–500	промежуточное
3	Нижняя кора	20–35	0.5–1.0	400–600	промежуточное
4	Граница Мохо	>35	>1.0	>600	пластичное

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 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

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 — Югры и ЯНАО специального фонда для изучения фундамента территории, финансируемого ежегодными взносами местных недропользователей.

2. Проведение за счет средств фонда опережающие детальные гравиметрические и магнитометрические съемки масштаба 1:50 000 и более 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 1 000—2 000 м.

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

В связи с существующими объективными сложностями строения залежей УВ в фундаменте, генетически связанных со структурами горизонтального сдвига, отсутствием опыта и методики заложения скважин на объектах фундамента, а также учитывая опыт изученных нами месторождений, осложненных сдвиговыми деформациями, необходимо принять «Программу опытно-методических работ по разработке методов и технологий поисков, разведки и раз-

работки месторождений нефти и газа в фундаменте, осложненных сдвиговыми деформациями» с выделением полигонных месторождений (участка, блока) для детального целенаправленного изучения поставленных в работе вопросов.

Цель программы — полигонное подтверждение для последующего промышленного внедрения инновационных методических и технологических решений, реализованных ОАО «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 непродуктивных 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 (месторождений) в фундаменте, осложненных сдвиговыми деформациями: определение флюидных контактов и границ залежей, этажа нефтегазоносности, избирательности блокового и пластового насыщения, другие вопросы геометризации залежей, связанные с определением истинной 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 нужно 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 5—7 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. Опыт такой работы по Вьетнаму, Алжиру, Прикаспию показывает высокую достоверность прогнозных построений и экстраполяций на глубину.

4. Задача: подтверждение установленных нами на многочисленных 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 спроектировать и выполнить по программе полигонных исследований на фундаментных объектах Западной Сибири. В процессе обсуждения и подготовки проекта программы круг вопросов и 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» к работе необходимо подключить АО «ЦГЭ», как организацию — инициатора этого документа, располагающую наибольшими теоретическими знаниями и практическим опытом в решении обсуждаемых проблем.

Для нынешнего этапа разведанности 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.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аршев Е. Г., Гаврилов В. П., Донцов В. В. Модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр (южный шельф Вьетнама) // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов: Тез. докл. II Междунар. конф. Москва, 19–21 октября 2004 г. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. Т. 2. С. 19–21.
2. Бурлин В. К., Донцов В. В., Харахинов В. В. Условия формирования залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр // Нефтегазовая геологическая наука — XXI век: Тез. докл. XVII Губкинских чтений, посвященных 75-летию основания РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Москва, 9–10 декабря 2004 г. М., 2004. С. 21–23.
3. Вассоевич Н. Б., Амосов Г. А. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества // Генезис нефти и газа: Материалы Всесоюз. совещ. М.: Недра, 1967. С. 5–22.
4. Гаврилов В. П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа. 2007. № 2. С. 41–49.
5. Серебренникова О. В., Ву Ван Хай, Савиных Ю. В., Красноярова Н. А. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов // Изв. ТПУ. 2012. Т. 320. № 1. С. 134–137.
6. 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.
7. Гожик П. Ф., Краюшкин В. А. О жизни, творчестве и научном наследии академика В. Б. Порфирьева // Владимир Борисович Порфирьев. Ученый, геолог, педагог, человек. Киев: ИГН НАН Украины, 2000. С. 14–46.
8. Дмитриевский А. Н., Шустер В. Л. Нефтегазоносность фундамента Западной Сибири // Фундамент и проблемы нефтегазоносности Западной Сибири: Материалы Междунар. акад. конф. Тюмень, 2010. С. 1–14.
9. Бочкарев В. С., Брехунцов А. М., Нестеров И. И. (мл.), Нечипорук Л. А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.
10. Кудрявцев Н. А. Состояние вопроса о генезисе нефти на 1966 г. // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 314–325.
11. Кудрявцев Н. А. Генезис нефти и газа. Тр. ВНИГРИ. Л.: Недра, 1973. Вып. 319. 216 с.
12. Лобова Г. А. Поиски углеводородов в доюрском фундаменте центральной части Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9. № 1. С. 1–10.
13. 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 // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. № 2.
14. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов / И. И. Чебаненко, В. А. Краюшкин, В. П. Клочко и др. Киев: Наук. думка, 2002. 295 с.
15. Порфирьев В. Б., Клочко В. П. Геологические аспекты нефтегазоносности фундамента (на примере Западной Сибири) // Особенности глубинного строения земной коры и теоретическое обоснование неорганического генезиса нефти. Киев: Наук. думка, 1982. С. 5–155.
16. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.

17. Савиных Ю.В. Сравнительная характеристика молекулярного состава нефтей месторождений Дракон и Белый Тигр // Химия нефти и газа: Тр. VII Междунар. конф. Томск, 2009. С. 157–160.
18. Ставрогин А.Н. О влиянии деформации на проницаемость горных пород // Физико-механические свойства горных пород верхней части земной коры. М.: Наука, 1968. С. 156–161.
19. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ) // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. 2009. № 12. С. 30–38.
20. Тимурзиев А.И. Новые взгляды на строение платформенной складчатости Надым-Пурской впадины в связи с задачами освоения юрского комплекса // Горные ведомости. 2012. № 4. С. 28–70.
21. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти // Глубинная нефть. 2013. Т. 1. № 1. С. 18–44.
22. 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. 2015. № 6. С. 38–66.
23. 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. 2015. № 7. С. 42–75.
24. Шнип О.А. Геологические критерии оценки перспектив пород фундамента на нефть и газ // Геология нефти и газа. 2000. № 5. С. 21–26.
25. Шрейдер Л.А., Байдюк Б.В., Павлова Н.Н. Деформационные свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. М.: Недра, 1968. 358 с.
26. Шустер В.Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. № 2. С. 1–6.
27. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 2. С. 26–29.
28. Шустер В.Л., Пуланова С.А., Самойлова А.В., Левянт В.Б. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2011. № 2. С. 26–33.