ПАЛЕОЗОЙСКАЯ НЕФТЬ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ – БОЛЬШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Н.П. Запивалов
Институт геологии нефти и газа СО РАН, Новосибирск

Введение.

К настоящему времени накопился большой объем геолого-геофизической информации по палеозою Западной Сибири. Постепенно увеличивается количество открытых залежей нефти и газа (рис. 1). Ряд месторождений находится в разработке. Повышается оценка прогнозных ресурсов палеозойских комплексов. Многие недропользователи и особенно крупные нефтегазовые компании проявляют все больший интерес к этим объектам.

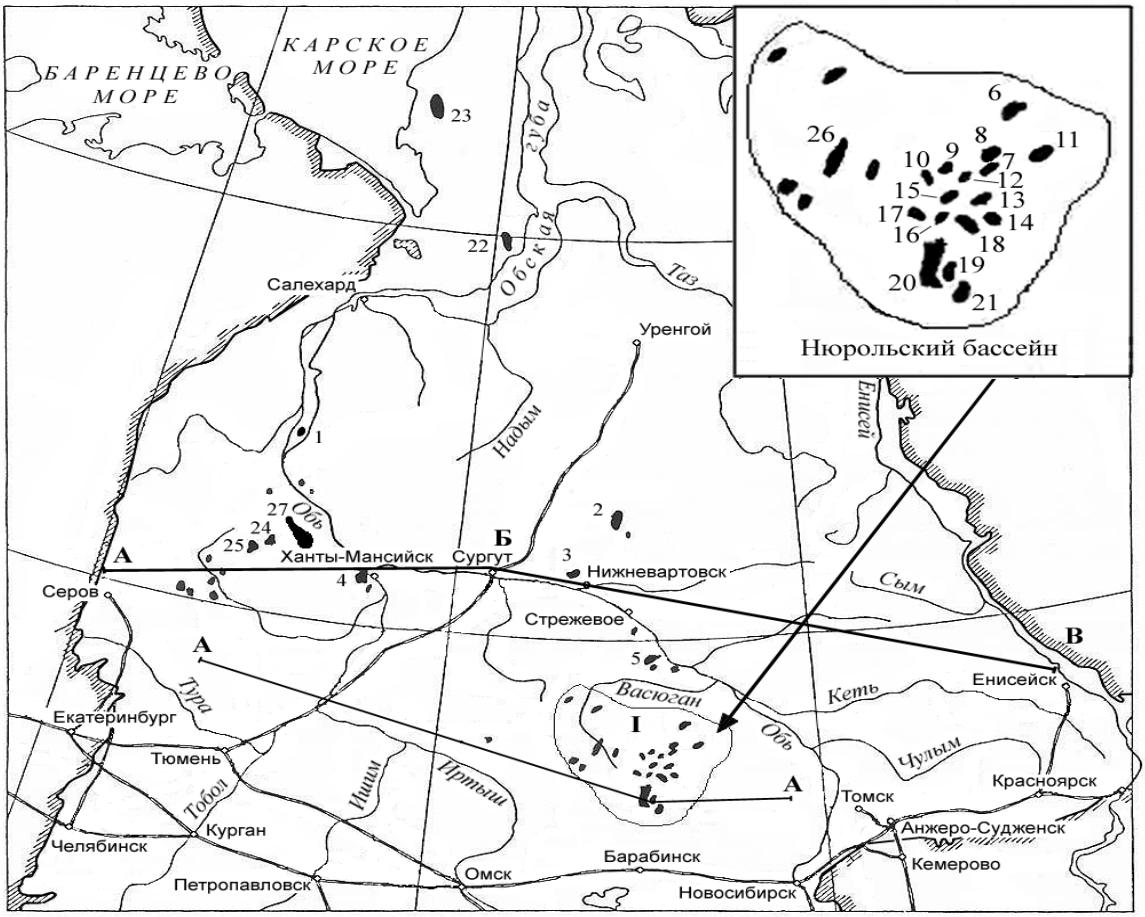

Рис. 1. Обзорная карта палеозойских месторождений Западной Сибири.
1 – Тугиянское (г). 2 – Северо-Варьеганское (гн). 3 – Урьевское (н), 4 – Горелое (н), 5 – Чкаловское (гк), 6 – Западно-Лугинецкое (гк), 7 – Останинское (н), 8 – Северо-Останинское (гн), 9 – Южно-Тамбаевское (н), 10 – Урманское (н), 11 – Селимхановское (гн), 12 – Герасимовское (н), 13 – Калиновое (гн), 14 – Северо-Калоновое (н), 15 – Нижне-Табаганское (гн), 16 – Южно-Табаганское (гн), 17 – Арчинское (гн), 18 – Солоновское (н), 19 – Верх-Тарское (н), 20 – Малоичское (н), 21 – Восточное (гн), 22 – Новопортовское (гн), 23 – Бованенковское (н), 24 – Яхлинское (н), 25 – Ловинское (н), 26 – Еллей-Игайское (гн), 27 – Талинское месторождение; I – Нюрольский бассейн.

Продолжаются исследования по теоретическим, методическим и технологическим проблемам, от решения которых зависит открытие большой нефти в палеозое Западной Сибири [1]. Разведочную практику необходимо ориентировать на поиски зон разуплотнения с активной флюидодинамикой. Это могут быть рифогенные тела, гранитоидные массивы и другие вещественно-формационные образования в виде геофлюидодинамических (метасоматических) столбов значительного вертикального распространения.

Идеологические основы многих проблем зависят от тектонической трактовки понятия «фундамент». В данной работе рассматриваются и обосновываются принципиально новые подходы к решению нефтегазоносности подчехольных образований.

Автор убежден, что поиски нефти и газа в древних толщах Западной Сибири, представляющих самостоятельные нефтегазоносные этажи (рифей-венд, палеозой), могут уже в ближайшие годы привести

к открытию крупных и высокодебитных месторождений.

Что такое «фундамент» осадочных бассейнов.

Обычно под фундаментом (basement) в нефтяной геологии понимают структурно-формационные комплексы (кристаллические, метаморфические, осадочно-складчатые), подстилающие осадочные чехлы. Иногда в фундаменте выделяют самостоятельные этажи по тектоническим или вещественным признакам. Границы, мощность и состав фундаментных образований определяют по различным геолого-геофизическим параметрам. «…Термин «фундамент» имеет множество синонимов и близких по смыслу терминов: консолидированная кора, кристаллическое (или складчатое) основание, цоколь, субстрат, нижний ярус и т.д. В современном понимании «фундамент» – это верхняя часть консолидированной земной коры (КЗК), непосредственно прилегающая к плитному чехлу или непосредственно контактирующая с гидро-атмосферной оболочкой. В соответствии с этим понятие «фундамент» не подразумевает определения его нижней границы (подчеркнуто мной. – Н.З.)» [2, с. 29-30].

Принципиально важным представляется вывод указанного исследователя относительно геофлюидодинамических превращений сопряженных комплексов: чехла и фундамента. «Вертикальное смещение границы консолидированного слоя за счет вещественных преобразований на границе фундамент-чехол находит независимое подтверждение в существовании процесса метаморфогенной инфильтрации (М-инфильтрации) газово-водных флюидов». И далее: «Оформление «новорожденных» объемов КЗК приводит к нарушению естественной последовательности событий: сначала консолидированная кора – затем чехол. Возможны иные соотношения: КЗК 1-ой генерации → чехол → КЗК 2-ой генерации (возникшей за счет переработки пород чехла) и т.д. – процесс может периодически возобновляться. В результате возникает «псевдослоистая» структура земной коры с «поверхностями-фантомами», которые отражают не столько структурно-вещественные различия, сколько временные границы внутрикорового слоя» [там же, с. 32-33].

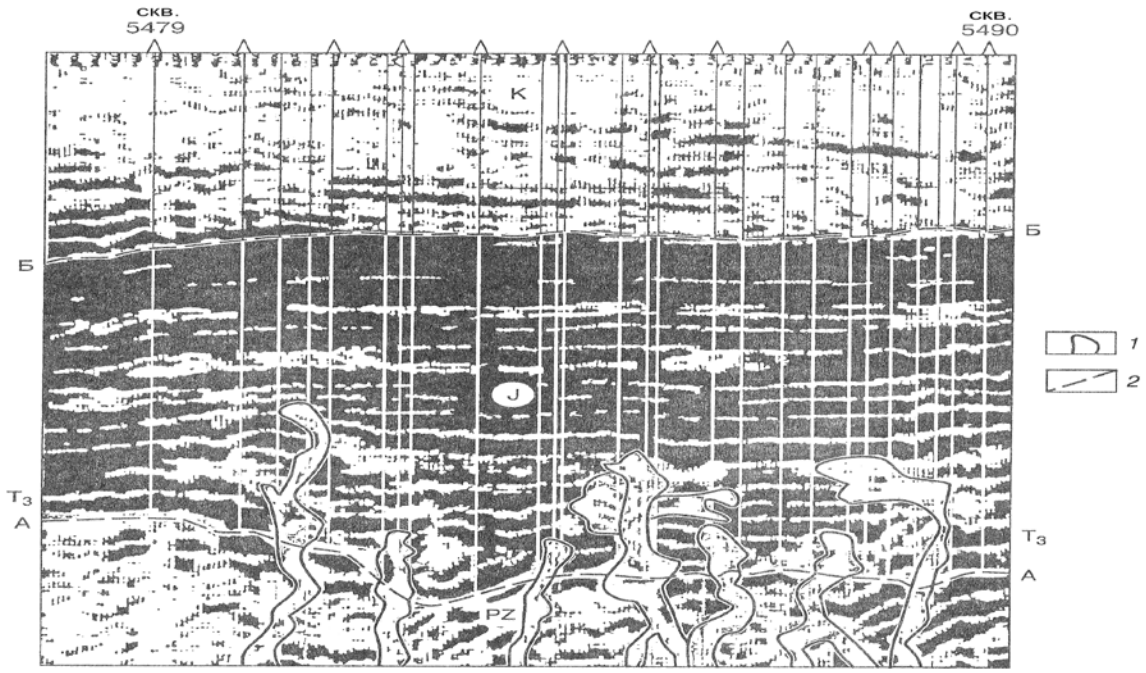

Рис. 2. Талинское месторождение, Западная Сибирь. Генерализованный сейсмогеологический профильный разрез.

1 – разуплотненные зоны с переработанным субстратом и предполагаемыми каналами фильтрации, 2 – А – условная отраженная сейсмическая граница – поверхность палеозоя (?).

И, пожалуй, самый главный тезис: «Необходимо отметить природно обусловленный дуализм того явления, которое мы называем «КЗК». С петроструктурно-реологических позиций – это геологическое тело, имеющее на каждый конкретный момент времени определенные физические параметры. С позиций историко-геологических понятие «КЗК» весьма условно: ее состав, структура и объем со временем меняются, как меняет свое положение в разрезе и ее верхняя граница. При этом новообразованный за счет чехла коровый слой не может быть отнесен ни к фундаменту (мешают геоисторические условия его формирования), ни к чехлу (он имеет реологические свойства фундамента), что дает основание рассматривать его как самостоятельный комплекс, связанный с обособленной группой геологических процессов» [там же, с. 34].

Такая геодинамическая трактовка нам представляется наиболее убедительной. Более того, считаем возможным образование псевдочехольных (неседиментационных) образований за счет КЗК на основе геофлюидодинамических процессов. Часто такие новообразованные толщи включают в промежуточный комплекс. Следует подчеркнуть, что на границе фундамент-чехол появляются очаговые вторичные породно-формационные ассоциации (метасоматиты), которые в Западной Сибири ошибочно относят к корам выветривания, как площадным, так и вертикальным. О «размытости» границы чехол-фундамент (юра-палеозой) неоднократно указывалось в наших работах [3, 4, 5, 6]. Это доказывается набором различных геолого-геофизических данных, что можно четко проиллюстрировать на примере Талинского месторождения (рис. 2).

Активные флюидодинамические процессы «размывают» стратиграфические и литологические границы, особенно в глубокопогруженных комплексах фанерозоя. Это создает не только минералогическую и геохимическую мозаику, но предопределяет неуверенность в применении различных геофизических методов и особенно в структурном картировании сейсморазведкой (акустический хаос) [7].

Флюидные конвективные перетоки способны перемещать сквозь толщи пород минеральные компоненты, включая органические остатки, в частности микрофоссилии, на значительные расстояния, как по вертикали, так и по горизонтали, особенно в зонах разуплотнения и трещиноватости [1, 7].

Нефтегазоносность фундамента.

Еще недавно породы фундаментов древних и молодых платформ считались стерильными в нефтегазоносном отношении. Но практика и факты показали, что это не так. В настоящее время в мире открыто и разрабатывается уже более 500 «фундаментных» залежей нефти и газа, в том числе, в метаморфических и магматических породах, среди которых есть высокопродуктивные и крупные по запасам. Эти залежи рассредоточены по всем континентам, исключая Антарктиду. Среди них особое место занимает месторождение Белый Тигр на шельфе Вьетнама, где уровень добычи нефти из гранитов составляет около 13 млн т в год, а дебиты скважин достигают 2000 т/сутки [8].

В последние годы появилось много различных точек зрения, объясняющих образование углеводородных масс (УВ-масс) и формирование их скоплений в фундаментных породах в самых разнообразных условиях. Они варьируют от классической органической осадочно-миграционной теории [9] до неорганических и даже мантийных концепций [10, 11]. Своеобразную точку зрения высказал В.П. Гаврилов о микстгенетическом образовании углеводородов [12].

По моему мнению, процессы образования УВ-масс являются всеобщим законом природы и не требуют специальных теоретических обоснований [7]. Наоборот, формирование залежей нефти и газа требует особого сочетания природных факторов и специфических условий для крупных скоплений нефти и газа. Эти процессы имеют очаговый и зональный характер [7].

Что касается Западно-Сибирской плиты, то здесь по «узаконенным» и устоявшимся представлениям в фундамент включаются все комплексы пород докембрия, палеозоя, нижнего триаса, перекрытых осадочными толщами от верхнего триаса до кайнозоя включительно. Глубокими скважинами вскрыты отложения докембрия и всех систем палеозоя. Вещественный набор фундаментного палеозоя представлен практически всеми типами пород: карбонатными, магматическими, метаморфическими. Очень часто этот набор встречается в разрезе одной скважины и с очагово-локализованным характером распределения по площади. Мощности палеозойских и венд-рифейских комплексов весьма значительны, по объему они превышают мезозойский чехол (рис. 3).

О промышленной нефтегазоносности пород, залегающих под мезозойским чехлом Западной Сибири, споры продолжаются уже многие годы. Одни исследователи отрицают возможность открытия большой нефти в палеозое Западной Сибири [9, 13]. Например, Сурков В.С., Смирнов Л.В. до сих пор утверждают, что все геолого-геофизические данные «…не позволяют рассчитывать на большие перспективы нефтегазоносности палеозойских пород фундамента» [13, стр.143]. Такая стабильная научная позиция у этих исследователей сохранилась с 70-х годов прошлого столетия. Гурари Ф.Г. тоже не верит в палеозой [14] Конторович А.Э. в принципе придерживается такой же точки зрения, часто маневрируя формулировками [9, стр.187]. Другая группа ученых последовательно и настойчиво проводит работы (теоретические, методические, экспериментальные и полевые) для доказательства высокой перспективности этого комплекса [1, 3, 4, 6, 16, 17, 18].

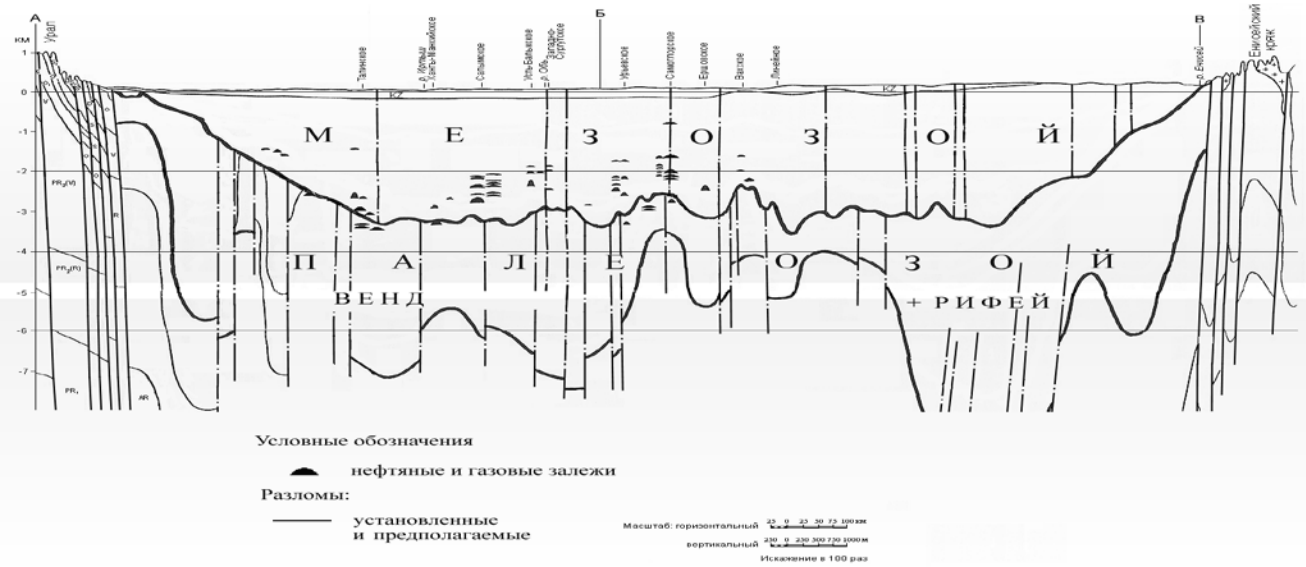

Рис. 3. Глубинный профильный разрез Западной Сибири по линии А-Б-В.

Открытие крупнейших и гигантских месторождений в мезозойском чехле и ввод их в разработку временно ослабило внимание к нефтегазоносности палеозоя. Он изучался в основном как фундамент молодой Западно-Сибирской плиты в структурно-тектоническом аспекте.

Главная ошибка геологов заключалась в том, что оценка нефтегазоносности палеозоя и поиски залежей в нем осуществлялись попутно с юрско-меловыми продуктивными пластами и на основе «мезозойской» методики. Мезозойский синдром остается до сих пор. Это касается как теоретических положений, так и методической ориентации поисково-разведочных работ.

Палеозойские открытия в Западной Сибири.

В 1974 г. был получен мощный нефтяной фонтан на Малоичской площади в Новосибирской области из девонских карбонатных пород. Это открытие новосибирских геологов было достигнуто благодаря нестандартным решениям научных и технологических проблем. История и результаты этого открытия подробно описаны во многих работах [1, 5, 19, 20].

На Малоичском месторождении было пробурено 18 поисково-разведочных скважин, из них 9 (50 %) оказались продуктивными. Было доказано, что основная залежь нефти приурочена к органогенно-обломочным известнякам, известняковым брекчиям и метасоматическим доломитам фации передового склона среднедевонского рифа (Малоичские скв. 2, 4, 6, 9). Фонтанные притоки нефти достигали 150-400 $м^3$/сут. Тип коллектора – трещинно-кавернозно-поровый (рис. 4) [21, 22]. Следует отметить, что Малоичской параметрической скв. № 4 был вскрыт еще один рифогенно-аккумулятивный комплекс верхнесилурийско-нижнедевонского возраста, из которого тоже были получены притоки нефти с глубины 4500 м, что на 1700 м ниже кровли палеозоя (рис. 5) [35].

Так было открыто, разведано и начато освоение первого в Западной Сибири месторождения нефти в палеозойском «фундаменте» на основе целевого подхода. Подобные залежи позднее были открыты в Томской и Тюменской областях.

К настоящему времени в породах «фундамента» Западной Сибири случайно или целенаправленно открыто более 100 залежей нефти и газа (рис. 1). Они обнаружены в карбонатах, песчаниках, гравелитах, кремнисто-глинистых толщах, кварц-серицитовых сланцах и гранитах. В основном это метасоматические образования. Одним из факторов улучшения коллекторских свойств карбонатных пород являлось активное воздействие на них CO_2 в составе газогидротермальных растворов. Это доказано на примере Малоичского месторождения, где изменение коллекторских свойства карбонатных пород находит отражение в изменении изотопного состава углерода, собственно карбонатов и особенно CO_2. В изверженных и магматических формациях коллекторами являются породы кислого и среднего состава.

Весьма интересной оказалась геологическая информация по Талинскому месторождению, где основные юрские продуктивные пласты $ЮК_{10}$-$ЮК_{11}$ разрабатываются уже длительное время. Анализ промысловых данных и дополнительные работы по определению продуктивности доюрских пород на этом месторождении показали, что при совместном и раздельном испытании юрского пласта $ЮК_{10}$ и верхней части фундамента основные притоки нефти получены из доюрского комплекса. Где установлен трещино-каверновый тип коллектора [23]. Автор утверждает: «Результаты испытаний доюрского комплекса пород, указывающие на высокие перспективы нефтегазоносности данных отложений, и эксплуатационные

характеристики позволяют рассматривать доюрский комплекс как объект разработки».

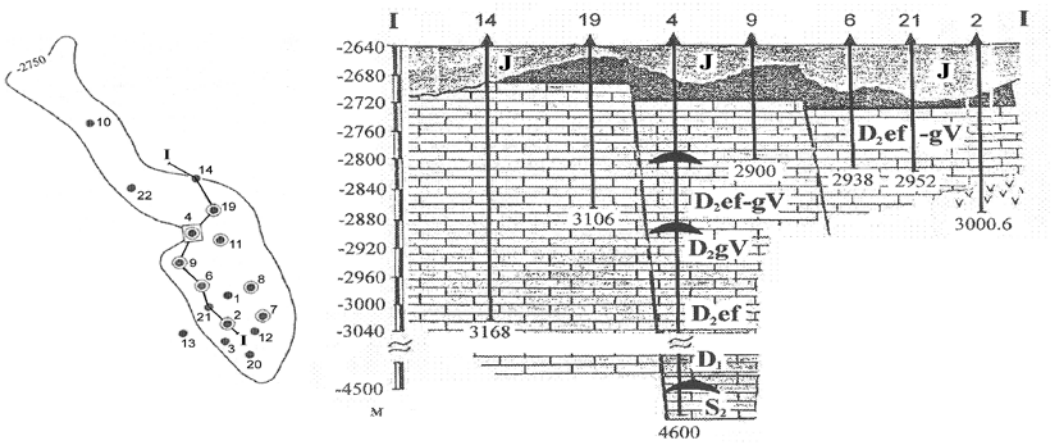

Рис. 4. Малоичское месторождение нефти. Продуктивные разведочные скважины (обозначены двойным кружком), пригодные для эксплуатации. 2750 – генерализованная изогипса по кровле пород палеозоя.

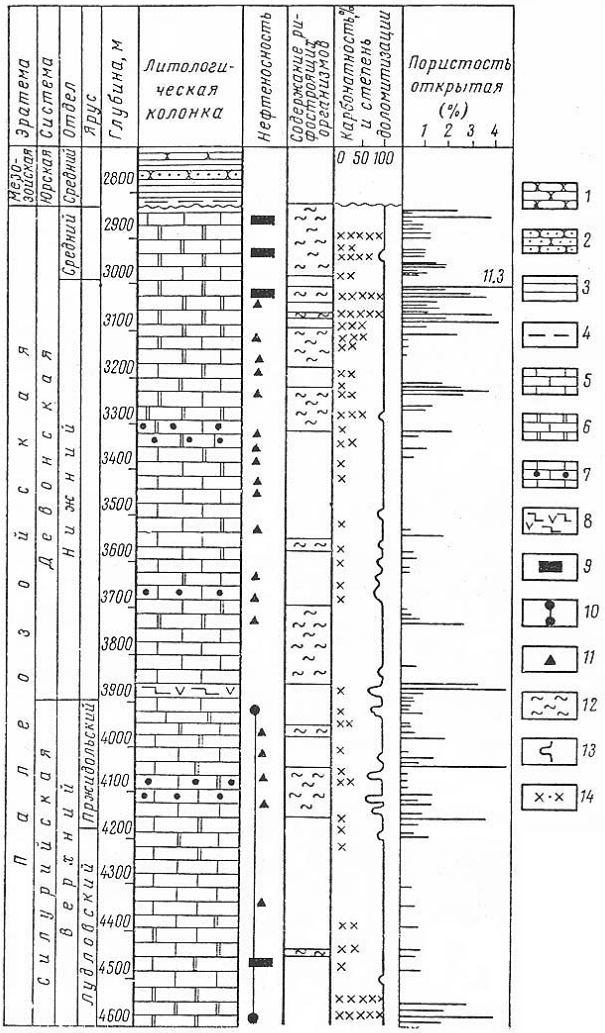

Рис. 5. Геологический разрез палеозоя Малоичской скв. 4.
1–песчаники, 2 – алевролиты, 3 - аргиллиты, 4 – угли, 5 – известняки, 6 – доломиты, 7– известняки битуминозные, 8–вулканогенные породы, 9–промышленный приток нефти, 10–приток нефти (опробование в открытом стволе), 11–признаки нефти, 12–биогермные толщи, 13–карбонатность (%), 14 – степень доломитизации.

Можно предполагать, что крупная залежь в юрских пластах (ЮК$_{10}$-ЮК$_{11}$) сформировалась за счет перетоков нефти из палеозоя. Работы на Талинском место- рождении по всем параметрам подт- верждают наши исследования, проведенные 30 лет назад в Малоичских скважинах. Они были изложены во многих статьях и монографиях [1,5, 24].

В Западной Сибири большая часть палеозойских месторождений и залежей сконцентрирована в Нюрольском бассейне (рис. 1). На этих месторождениях пробурено 208 поисково-разведочных скважин, из них продуктивных 75 (36 %). Выявленные залежи нефти и газа характеризуются резкой фильтрационной неоднородностью, но часто имеют высокодебитные поля – до 400 м^3/сут. Многие скважины находятся в эксплуатации.

Интересно заключение геохимиков, исследовавших мезозойские и палеозойские нефти [25]. Они утверждают, что по всей совокупности геохимических показателей юрские и палеозойские нефти Нюрольской впадины образуют единую группу. Основным генерацион-

ным источником являются доюрские комплексы. Указанные авторы полагают, что весь Нюрольский бассейн можно считать зоной накопления УВ-флюидов палеозойского генезиса. Такие выводы были сделаны нами ранее [26, 28].

Ресурсы, запасы и добыча.

Генетический потенциал доюрских образований является предметом острой и продолжительной дискуссии. Наша позиция остается четкой и неизменной [14, 15].

Оценка ресурсной базы палеозойских (доюрских) пород в целом для Западной Сибири и отдельных ее регионов весьма противоречива. Эти цифры колеблются от оптимистических (десятки миллиардов тонн) до чрезвычайно пессимистических (тысячи тонн). А.А. Трофимук считал, что весь доюрский потенциал триасового, палеозойского и допалеозойского этажей Западно-Сибирской равнины составляет 51 млрд т. Он утверждал, что палеозойские и верхнепротерозойские этажи Западной Сибири «…генерировали количество углеводородов, сравнимое с количеством углеводородов, генерированным юрским и меловым этажами» [16].

Надо признать, что палеозойская доля в расчетных балансовых ресурсах все время увеличивается. Например, на юго-востоке Западной Сибири за счет недавно выделенной Приенисейской нефтегазоносной области доюрские ресурсы достигли 7 млрд.т и значительно превышают мезозойские, хотя несколько лет назад эти районы считались бесперспективными, и авторитетное научное совещание в г. Томске по материалам изучения Вездеходных скважин предлагало прекратить там работы. В Новосибирской области, по официальным расчетам, в палеозое содержится 29 % всех нефтегазовых ресурсов области. Обнаружились перспективы палеозоя в Алтайском крае и Республике Алтай [29,30]. Выделена Вернеобская область. Прогнозные ресурсы ее оценены в 1 миллиард тонн нефти и 1 триллион куб.м газа [31,32]. Намечены перспективные площади и предложен комплекс работ [33,34]. В процессе очередного пересчета прогнозных ресурсов Западной Сибири (по состоянию на 1.01.2003) впервые дана количественная оценка глубинного палеозоя, а не только «коры выветривания» (НГГЗК), как это было 10 лет назад.

Хотя промышленные запасы категорий C_1+C_2 еще невелики, но они уже играют заметную роль в добыче нефти в отдельных районах Западной Сибири. В таблице наглядно доказывается этот вывод.

Запасы и добыча нефти и газа из палеозоя на юго-востоке Западной Сибири

Месторождение	Нефть, тыс. т				Газ, млн м^3: $C_1 + C_2$
	Запасы: $C_1 + C_2$	Добыча за 2003 г.	Кол-во скважин в эксплуатации	Накопленная добыча на 1.01.2004 г.	
Малоичское	9000	1,2	6	152,3	-
Чкаловское	126	14,2	7	278,8	848
Урманское	5766	38,0	9	144,0	-
Герасимовское	2214	3,4	8	141,7	196
Южно-Табаганское	748	34,9	5	54,0	-
Арчинское	12859	5,6	3	19,0	15638
Советское	49	-	-	6,7	-
Лугинецкое	810	-	-	-	-
Южно-Тамбаевское	1788	-	-	-	-
Тамбаевское	77	-	-	-	-
Солоновское	286	-	-	-	-
Нижнетабаганское	289	-	-	-	-
Северо-Калиновое	2756	-	-	-	2898
Калиновое	4349	-	-	-	-
Останинское	1619	-	-	-	1142
Северо-Останинское	1590	-	-	-	-
Фестивальное	2477	-	-	-	-
Селимхановское	1243	-	-	-	-
Речное	-	-	-	-	7180
И Т О Г О	48046	97,3	38	796,5	27902

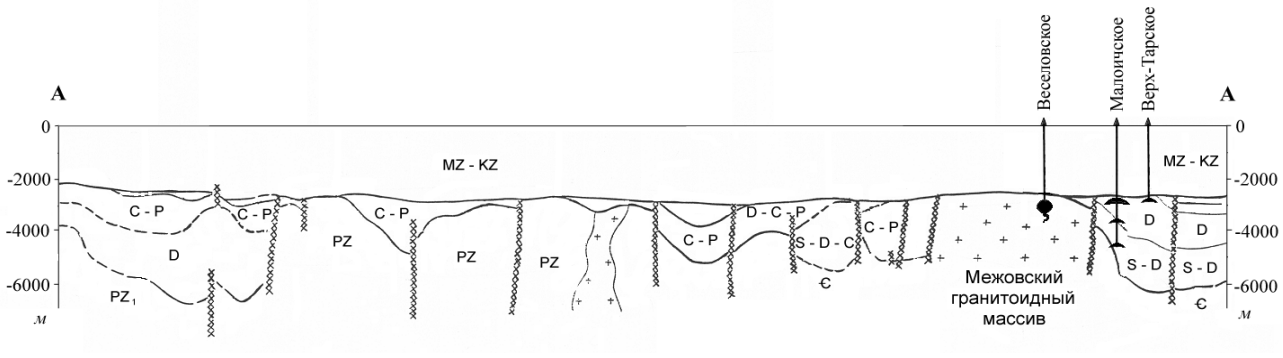

Рис. 6. Схематический геологический профильный разрез через южную часть Западной Сибири (линия А-А).

Следует отметить, что экспертная оценка 33 объектов (структур) по фундаменту в Шаимском районе Западной Сибири дает основание считать, что суммарные перспективные ресурсы категории C_3 составляют 234 млн т с колебаниями от 32 млн т на Яхлинской площади до 2 млн т на ряде площадей [27]. Здесь на 10 локальных структурах получены промышленные притоки нефти из фундамента, представленного, в основном, гранитами и гранитоидами. Кстати, притоки нефти из гранитов много ранее были получены на Восточно-Межовской и Веселовской площадях вблизи Малоичского месторождения (рис. 6).

Как реализовать палеозойский потенциал.

Эффективную методику поисково-разведочных работ на нефть и газ в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири еще предстоит создать и, конечно, совершенствовать. Возможно, каждый объект потребует индивидуального подхода. Стандартная сейсморазведка, включая ее трехмерный (объемный) вариант, оказывается недостаточно эффективной. Нефтепоисковую практику необходимо ориентировать на поиски зон разуплотнения и картирование перспективных объектов, связанных с активной флюидодинамикой. Это могут быть рифогенные тела и другие вещественно-формационные образования в виде метасоматических столбов, небольшие по площади, но значительного вертикального распространения.

Столь же непростым делом является освоение «фундаментных» месторождений. Здесь потребуются мониторинговые флюидодинамические модели, особенно на стадии опытно-промышленной разработки [7]. Пока же добыча палеозойской нефти осуществляется из одиночных высокодебитных скважин. Часто это совмещается с разработкой мезозойских залежей.

Ясно, что разработка теоретических вопросов будет продолжаться, и трудно ожидать полного единодушия. Что же касается методических и технологических проблем, то уже сегодня можно обозначить определенные рекомендации.

1.Научно-методический прогноз должен базироваться на основе геофлюидодинамики, отражающей молодые (современные) геологические процессы. Перспективные «корневые» объекты могут находиться под мезозойской «шашлычной этажеркой», хотя эта закономерность не является универсальной (рис. 3).

2.Поисковый производственный комплекс должен предусматривать выявление активизированных зон разуплотнения (трещиноватости) не столько горизонтального, сколько вертикального распространения с градиентным флюидонасыщением. Для реализации такой задачи могут быть применены:

а) космическая и разные виды высотных съемок;

б) высокоточная гравиразведка;

в) наземная геохимическая и тепловая съемка;

с) специальная обработка любых сейсмических материалов для выделения зон разуплотнения и флюидонасыщения. Таких авторских методик и разработок имеется уже достаточно. Следует подчеркнуть, что чисто структурное картирование сейсморазведкой в данном комплексе не является приоритетным.

Самым ответственным и, разумеется, дорогим мероприятием является бурение глубоких скважин (поисковых, оценочных, разведочных, эксплуатационных). Здесь надо учитывать следующие моменты:

- вскрытие продуктивных зон необходимо производить на равновесии с применением специальных промывочных жидкостей;

- вызов притока, опробование и исследование скважин осуществлять на депрессии, не превышающей 5 МПа (это, как правило, штуцера 3-4 мм);

- палеозойская продуктивная часть разреза должна оставаться необсаженной. Открытый ствол позволяет получать большой коэффициент продуктивности и улучшенные фильтрационные характеристи-

ки;

- одним из перспективных методов является сейсмоакустическое (волновое) воздействие на нефтепродуктивный очаг.

Разработка палеозойских залежей с трещинными и кавернозными коллекторами должна осуществляться на щадящих режимах. Следует заметить, что быстрая обводненность наступает в результате поступления в трещинные каналы связанной, а не подошвенной или краевой воды вследствие интенсивного (закритического) режима дренирования пласта. Именно это имело место в процессе опытно-промышленной разработки Малоичского месторождения.

Имеется ряд других особенностей, которые необходимо учитывать при освоении палеозойских месторождений в Западной Сибири. Во многих случаях эти особенности являются индивидуальными для каждой конкретной залежи или отдельного продуктивного блока. Необходимо предусматривать реабилитационные циклы на определенных этапах разработки месторождений. Эти моменты полно освещены в монографии «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа» [7]

Можно надеяться, что поиски нефти и газа в древних толщах Западной Сибири, представляющих самостоятельные нефтегазоносные этажи (рифей-венд, палеозой), могут уже в ближайшие годы привести к открытию крупных и высокодебитных месторождений. Первоочередными объектами могут рассматриваться рифогенные тела и гранитоидные массивы. Может быть, некоторые из них будут похожи на месторождение Белый Тигр.

Работа выполнена в соответствии с Программой российско-белорусского сотрудничества.

Литература

1. Айзберг Р.Е., Гарецкий Р.Г., Запивалов Н.П. и др. Проблемы нефтегазоносности верхнепротерозойских и палеозойских комплексов Беларуси и Сибири. Минск: БЕЛГЕО, - 2003. – 362 с. (*Монография).*
2. Леонов М.Г. Консолидированная кора континентов: содержание понятия, границы и некоторые проблемы эволюции // Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. Сборник основных докладов по материалам международной научно-практической конференции 9-11 октября 2001, М., 2002, с.. 27-38.
3. Запивалов Н.П. Нефтегазоносность осадочных комплексов фанерозоя юго-востока Западной Сибири // Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Новосибирск, 1985, 33 с.
4. Запивалов Н.П. Залежи нефти и газа в древних толщах Западной Сибири // Актуальные вопросы региональной геологии Сибири. Новосибирск, 1990, с. 24-26.
5. Запивалов Н.П. Как искать и осваивать нефтегазовые месторождения в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири (научные основы, методика, опыт, рекомендации). Материалы Международной конференции «Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения». Гомель, 2003, с.198-210.
6. Запивалов Н.П. К проблеме нефтегазоносности палеозойских толщ в Западной Сибири (на примере Нюрольской впадины) // Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. Новосибирск, 1978, с.49-59.
7. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "Гео", 2003, 198 с.
8. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М.: Изд-во «Нефть и газ», 1997, 285 с.
9. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири, Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / Под ред. Конторовича А.Э. Носибирск, 1994, 201 с.
10. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Смирнова М.Н. Механизмы, масштабы и темпы восполнения нефтегазовых залежей в процессе их разработки // Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003, с.106-109.
11. Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке // Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003,с. 204-208.
12. Гаврилов В.П. Новые подходы к проблеме нефтегазоносности фундамента осадочных бассейнов // Материалы международной научно-практической конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». М. 2002,с.9-26.
13. Сурков В.С., Смирнов Л.В., Еханин А.Е., Смирнова Л.Г. Закономерности размещения залежей нефти и газа в фундаменте Западно-Сибирской плиты // Материалы Международной научно-практической конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». М., 2002,с.132-143.
14. Запивалов Н.П. О генерационном потенциале палеозойских пород Западной Сибири//Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири. Труды научного совещания. Новосибирск: Изд-во НИЦ ОИГГиМ СО РАН, 1999,с..113-117.
15. Запивалов Н.П. О генезисе нефти и газа в палеозойских комплексах Западной Сибири // Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003, с.122-123.
16. Трофимук А.А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997, 369 с.
17. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга

Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 1972, № 7, с. 3-13.
18. Запивалов Н.П. Новые данные по нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири // Проблемы нефтегазоносности Сибири в свете учения академика И.М. Губкина. Новосибирск: Наука, 1984, с.60-70.
19. Запивалов Н.П., Минько В.А., Плуман И.И. , Рожок Н.Г. Открытие палеозойской нефти на Малоичском месторождении в Новосибирской области // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Томск, 1974, Вып. 9, с.30-34.
20. Запивалов Н.П., Зубарев Е.М., Минько В.А., Плуман И.И., Рожок Н.Г., Сердюк З.Я., Шерихора В.Я. Палеозойская нефть в Новосибирской области // Геология нефти и газа, 1975, № 2,с.14-19.
21. Запивалов Н.П., Пехтерева И.А., Сердюк З.Я., Шматалюк Г.Ф. Выделение и картирование палеозойских рифовых массивов в Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1980, № 11, с.5-12.
22. Запивалов Н.П. Особенности формирования залежей нефти в глубокозалегающих палеозойских карбонатных отложениях–промежуточного этажа южной части Западно-Сибирской плиты // Особенности формирования залежей нефти и газа в глубокозалегающих пластах. М. 1980,с.223-228.
23. Новиков Д.А. Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса пород Талинского месторождения // Геология нефти и газа. 2001, № 2, с. 6-18.
24. Запивалов Н.П., Кретов А.И., Нарицина К.В., Репин С.П. Особенности бурения и испытания скважин в кавернозно-трещиноватых известняках // ЭИ ВИЭМС: Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства. М.1976, № 12, с.16-26.
25. Стасова О.Ф., Ларичев А.И., Ларичкина Н.И. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. 1998, № 7, с. 4-12.
26. Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Бадмаева Ж.О. и др. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Наука, 1984, 192 с.
27. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Техника, ТУМА ГРУПП, 2003, 176 с.
28. Запивалов Н.П. Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири // Советская геология. 1979, № 3, с.22-37.
29. Рычков В.М., Рычкова С.И. К вопросу о перспективах нефтегазоносности Степного и Горного Алтая // Материалы совещания «Минерально-сырьевая база Республики Алтай: Состояние и перспективы развития». Горно-Алтайск, 1998, с.60-65.
30. Рычков В.М., Рычкова С.И.О нефтегазоносности Алтая // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа. Материалы международной конференции «Горно-геологическое образование в Сибири. 100лет на службе науки и производства» отв.ред. Б.О.Васильев,Н.В.Гончаров. Томск: изд.ТПУ, 2001,с.228-232.
31. Рычкова С.И., Рычков С.В.. Верхнеобская нефтегазоперспективная область и ее прогнозные ресурсы. // Сб. «Проблемы геологии и освоения недр». Труды шестого международного симпозиума молодых ученых. Томск: изд.НТЛ , 2002, с.262-264.
32. Рычков В.М., Рычкова С.И., Рычков С.В. О Верхнеобской нефтегазоперспективной области. // «Наука. Культура. Образование» №13-14, Горно-Алтайск,12003, с.74-75.
33. Рычков В.М., Рычкова С.И. Направление нефтегазопоисковых работ на Алтае. // Материалы международной конференции, посвященной 100-летию со дня рождения профессора Д.С.Микова. Томск: изд.ТПУ, 2003, с.263-267.
34. Рычков В.М.. Рычкова С.И., Рычков С.В. Стратегия и тактика поисков нефти и газа на Алтае. // Природные ресурсы Горного алтая №1. Горно-Алтайск, 2004, с.60-64.
35. Zapivalov N.P., Trofimuk A.A. Distribution of oil and gas in Devonian rocks of West Siberia. // Devonian of the World. Volume I: Regional Syntheses. Proceedings of the Second International Symposium on the Devonian System. Calgary, Canada. Canadian Society of Petroleum Geologists. 1988, p. 353-356.