



К ПРОБЛЕМЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ КОМПЛЕКСОВ В ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ЮЖНОМ ЗАУРАЛЬЕ

Н. П. Кирда

Кратко рассмотрены проблемы нефтегазоносности триас-палеозойских комплексов Западной Сибири и Южного Зауралья, роль разломообразования, природного штуцерования, температурного режима, горного давления, дегазации недр. Приведены сведения о нефтегазоносности древних магматических, интрузивных и метаморфических комплексов разного возраста и на больших глубинах в пределах некоторых континентов. Высказаны предпосылки к обоснованию открытия крупных и высокодебитных месторождений углеводородов.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, Южное Зауралье, триас, палеозой, нефтегазоносность, разломообразование, дегазация недр, нефтегазоносность на больших глубинах.*

ABOUT THE PETROLEUM POTENTIAL PROBLEM IN PRE-JURASSIC COMPLEXES OF THE CENTRAL WESTERN SIBERIA AND SOUTHERN TRANS-URALS

N. P. Kirda

The present article briefly examines problems of petroleum potential in the Triassic-Paleozoic complexes of the Western Siberia and Southern Trans-Urals, roles of a fault formation, natural choking, temperature regime, underground pressure, degassing of subsurface. Data on petroleum potential of ancient magmatic, intrusive and metamorphic complexes with different age and at considerable depths within some continents of the world are given. Prerequisites for substantiation of discovery of large and high-output HC deposits are expressed.

Keywords: *Western Siberia, Southern Trans-Urals, Triassic, Paleozoic, petroleum potential, hydrogen and carbon and organic substance content, fault formation, degassing of subsurface, petroleum potential at considerable depths.*

Проблема нефтегазоносности и аккумуляции углеводородов (УВ) в залежи и месторождения в доюрских комплексах привлекает пристальное внимание геологов-нефтяников. Открытие нефтегазовых месторождений и многочисленных нефтегазопроявлений в доюрских комплексах Западной Сибири и Южном Зауралье делает проблему поисков и разведки одной из первоочередных, несмотря на слабое теоретическое обоснование и противоречивые оценки нефтегазоносности.

Академик А. А. Трофимук выдвинул идею поисков углеводородов в палеозое Западной Сибири как в новом нефтегазоносном этаже еще в 1960-е гг.

Активно жизнь в океанах и на континентах развивалась с нижнего кембрия (кроме поздней перми и раннего триаса): появилась биосфера, начался процесс образования и накопления углеводородов. Проследившая изменение начальных запасов нефти за последние 600 млн лет В. С. Вышемирский и А. Э. Конторович [5], пришли к следующему заключению: в нижнепалеозойских (Є+O+S) отложениях открыто немного месторождений нефти; в девонских и каменноугольных – много, по сравнению с ними в пермских и триасовых – почти в 2 раза меньше, а в юрских и меловых – почти в 2 раза больше.

Во ВНИГРИ и СНИИГГиМСе проанализирован качественный состав палеозойских нефтей в Южном Зауралье (рис. 1) и центральных районах Западной Сибири (рис. 2). Так, в нефтях, извлеченных из трещин и каверн в Южном Зауралье, среднее содержание углерода изменяется от 74 до 85 %, водорода – от 8,0 до 13,6 %, отношение углерода к водороду – в 8,0–9,6, что свидетельствует о слабом метаморфизме. Степень катагенеза РОВ изменяется от стадии Ж до ПА [20]. О степени метаморфизма пород можно судить и по наличию прослоев гипса различной толщины, поскольку дегидратация гипса начинается при температуре 66 °С, а средний геотермический градиент в регионе около 2 °С на 100 м, т. е. она могла начаться на палеоглубинах около 3500–4000 м. Прослои гипсов и гипсоангидритовых пород в разрезах девонских и нижнетурнейских отложений Курганского Зауралья вскрыты скважинами на глубинах от 250 до 2500 м.

Плотность глинистых и глинисто-терригенных пород девона и нижнего карбона изменяется от 2,00 до 2,78 г/см³ – в тех же пределах, что и на Восточно-Европейской платформе и в Предуральском прогибе.

Определение времени формирования нефтяных залежей геохимическим методом базируется на представлениях о многостадийности главной фазы нефтегазообразования (ГФН), которая наступает на определенном уровне ката-

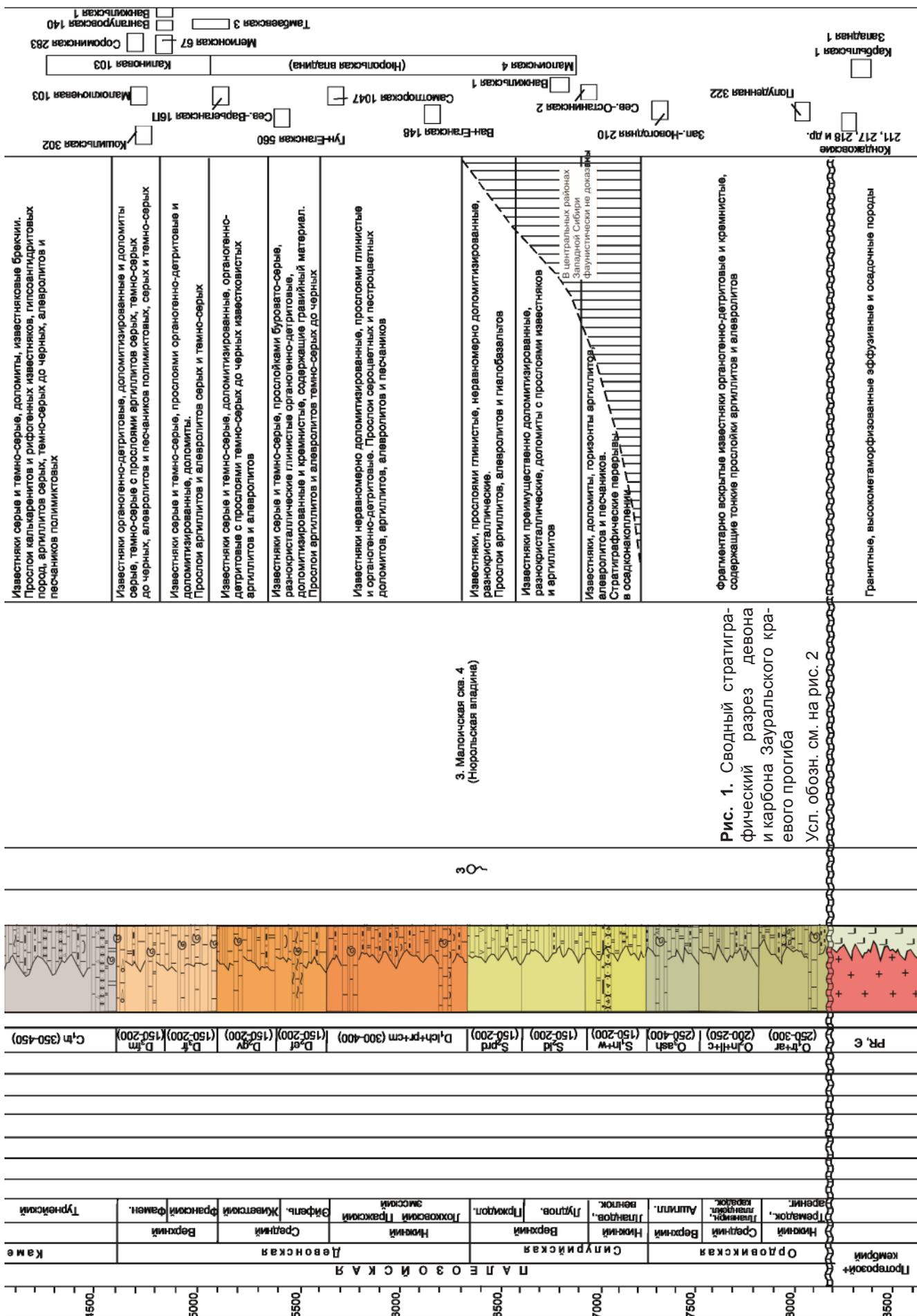


Рис. 1. Сводный стратиграфический разрез девона и карбона Зауральского краевого прогиба
Усл. обозн. см. на рис. 2

3. Малочская св. 4
(Нурольская впадина)



Масштаб	Геохронология							Литология	Толщина, м	Краткая характеристика пород
	Группа	Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Надгоризонт	Горизонт			
800	Мезозойская	Триасовая	Нижний – средний					T1-2	0-1500	Осадочно-магматические породы
1000			Средний – верхний					C ₂ +C ₃	≈800-1000	Конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, базальтовые порфириды
1500										
2000										
2500										
3000										
3500										
4000										
4500										
5000										
5500										
6000										
6500										
7000										
7500										
7900										



генеза РОВ. При этом основную роль, как установлено Н. Б. Вассоевичем, В. С. Вышемирским, А. Э. Конторовичем, К. Ландесом, В. Пьюси и др., играет этап массовой эмиграции УВ из нефтематеринских пород в породы-коллекторы. Глубина, на которой ОВ достигает длиннопламенной стадии катагенеза и начинается ГФН, зависит от геотермического режима недр, литологического состава вмещающих ОВ пород, типа ОВ и других факторов [3].

Н. В. Лопатин [13] указывает, что значимость температуры и времени для процессов катагенеза ОВ надо оценивать совместно: воздействие температуры должно определяться с обязательным учетом времени, и наоборот. Условия проявления ГФН в породах разного возраста рассмотрены В. Ф. Раабеном и К. А. Черниковым [15]. По их данным, в палеозойских платформенных терригенных отложениях начало ГФН (длиннопламенная стадия) выражено зональностью процесса. Палеозойские породы должны были генерировать основную массу нефти на глубине 1000–3000 м и при температуре 20–60 °С (максимум около 2000 м и 35–40 °С), мезозойские – 2000–4000 м и 70–140 °С (максимум 2700–2800 м и около 100 °С) соответственно [15]. Анализ распределения разведанных запасов нефти в большинстве бассейнов мира позволил авторам [15] установить закономерность: температурное и глубинное положение основного этажа нефтеносности в платформенных бассейнах мира охватывает всю ГФН основных нефтематеринских свит и распространяется на 1 км от ее верхней границы.

В последние десятилетия усиливалось внимание к природе нерастворимой фракции РОВ (НОВ) в связи с признанием ее ведущей роли в процессе нефтеобразования. Н. Б. Вассоевич, О. А. Радченко, С. Г. Неручев, В. А. Успенский, А. Э. Конторович и др. пришли к выводу, что именно НОВ является поставщиком нефтяных УВ. После выделения битуминозных веществ и гуминовых или сапропелевых кислот основная нерастворимая масса составляет 70–90 % от всего ОВ, и НОВ может рассматриваться в качестве главного носителя генетической информации и РОВ, поскольку именно в его строении проявляются различия исходного типа ОВ. Этими авторами доказано, что ОВ нефтематеринских пород при погружении в области повышенных температур способно генерировать как низко-, так и высококипящие УВ, при этом в новообразовании последних принимают участие все компоненты ОВ – и растворимые, и нерастворимые [11, с. 23–27]. Опытным путем в образцах НОВ зафиксировано резкое увеличение выхода углеводородных газов в интервалах температур 200–250 и 250–300 °С.

После бурения глубоких и сверхглубоких скважин внесены значительные уточнения в оценку перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов (Оренбургская и Астраханская области, северная бортовая зона Прикаспийской впадины, Астраханский свод). Например, в результате глубокого бурения открыты крупные месторождения в Китае, США, Бразилии, Австралии, Швеции и Прибалтийском бассейне в Эстонии и Ленинградской области РФ.

В Прикаспийской впадине притоки нефти получены в ряде скважин и с глубин 5344–5742 м; притоки нефти и конденсата – с глубин 6000–7000 м, сухого газа – 8100 м, а в Мексиканском заливе нефти – 10000 м [17].

Новыми открытиями доказано, что и на больших глубинах есть запасы нефти, несмотря на высокие температуры и гигантское давление (на глубине 10 км температура достигает 300 °С, однако высокие температуры фиксируются и на небольших глубинах [24]).

В связи с открытиями нефтяных залежей на больших (6–10 км) глубинах и в условиях высоких температур наметилась тенденция к перенесению нижней границы главной зоны нефтегазообразования и более глубокого катагенеза ОВ вплоть до середины стадии К [16].

В результате исследований литогенеза девонских отложений в Припятском прогибе [9] (более 100 анализов) доказано наличие промышленных залежей при стадиях катагенеза К, которые соответствуют палеотемпературам до 190–200 °С, на палеоглубинах до 6000 м – 30 месторождений нефти в подсолевых карбонатных отложениях.

Установлено, что в Западном внутреннем нефтегазоносном бассейне, сложенном преимущественно палеозойскими породами общей толщиной в троговых частях (впадина Анадарко) 12–15 км [23], на относительно небольших глубинах (3,5–4,0 км) РОВ находится на высоких грациях катагенеза – выше стадии Т, а в глубокозалегающих горизонтах промышленная газоносность определена более чем на 80 площадях на глубинах 4–8 км.

В центральных районах Западной Сибири и Южном Зауралье в разрезах доюрских комплексов геотермические градиенты непостоянны – от 1,6 до 3,1 °С на 100 м. Следовательно, интенсивное нефтегазообразование в разрезах палеозойского возраста происходило на глубинах 4000–7000 м, а палеоглубины, на которых нефтематеринские породы этого возраста вступали в ГФН, изменялись от 3500 до 5000 м, температуры 100–150 °С отмечены на глубинах 3500–6000 м.



Рис. 2. Сводный стратиграфический разрез доюрских комплексов

1 – алевролиты; 2 – аргиллиты; 3 – песчаники; 4 – конгломераты; 5 – базальтовые порфириды; 6–7 – карбонатные породы; 8 – перерывы в осадконакоплении; 9 – угловые и стратиграфические несогласия; 10 – магматические породы



По сейсмическим данным и результатам бурения в Зауральском краевом прогибе (см. рис. 2) толщины палеозойских комплексов, выполненных осадочными отложениями карбонатного, терригенно-карбонатного и терригенного состава варьируют от 3 до 8 км. Здесь значительно распространены вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы (около 10 % всего разреза). Излияние вулканогенных пород происходило в периоды осадконакопления в морских и прибрежно-континентальных условиях. Исследование в шлифах из приконтактовых зон осадочных и вулканогенных пород показало, что на контактах они не изменялись.

Изучение распределения битумов в Южном Зауралье в СНИИГиМСе и ВНИГРИ показало, что наибольшим содержанием хлороформенного битума характеризуются карбонатные породы верхнего девона (франский и фаменский ярусы) и нижнего карбона. Содержание $C_{орг}$ в известняках и доломитах колеблется от 0,1 до 2,9 %, средняя его концентрация для всех осадочных пород этих возрастов – от 0,18 до 0,91 % (в основном 0,41–0,91 %, усредненное – 0,7 %), имеет тенденцию к возрастанию с увеличением количества нерастворимого остатка. Содержание битумоидов в породах колеблется в широких пределах – от 0,000156 до 0,11 %, коэффициент битумоидности 0,3–3 % (в известняках до 5–6 %, а в преимущественно аллохтонных породах достигает 25–35 % и более). Битумоиды рассматриваемых отложений восстановленные (гуминовые кислоты в РОВ отсутствуют).

Высокая битуминозность пород, проявления и притоки нефти и газа указывают на процессы нефте- и газообразования в доюрских комплексах.

При оценке перспектив нефтегазоносности доюрских комплексов в Западной Сибири и Южном Зауралье большое значение имеет катагенез ОВ. А. Н. Фомин [20] определил степень катагенеза преимущественно карбонатных отложений в Западной Сибири (в Томской и Новосибирской областях), вскрытых в разрезах скважин Малоичская 4 (4600 м), Еллей-Еганская 2 (4500 м), Калиновая 16 (4500 м), Лугинецкая 170 (4013 м), Тамбаевская 3 (3900 м); в Южном Зауралье – Дмитриевская 1 (2703 м), Михайловская 1 (1201 м), Сухменская 1 (1027 м), Воскресенская 1 (2208 м) и др. Ранее считалось, что отложения доюрских комплексов сильно дислоцированы и метаморфизованы. Результаты исследований показывают, что подобные предположения подтверждаются не везде. А. Н. Фоминым проведено исследование РОВ углепетрографическими методами, а диагностика стадий катагенеза – по отражательной способности псевдовитринита (PVZ), реже витринита (VZ). На большинстве разведочных площадей на глубинах 3–5 км РОВ преобразовано до стадии Ж, реже – Г и ГЖ. С глубиной катагенез нарастает, но довольно медленно, достигая на глубине 4–4,5 км

только конца стадии Ж, ниже 4,5 км не превышает конца стадии К [20].

Вещественный состав и условия залегания доюрских комплексов в Западной Сибири и Южном Зауралье в разные годы рассмотрены в работах Т. Ф. Балабановой, В. С. Бочкарева, Н. П. Кирды, В. Г. Крыночкина, П. К. Куликова, В. С. Суркова, О. Г. Жеро и др.

По результатам бурения и сейсмических работ доюрский интервал разреза в рассматриваемых регионах представлен комплексами пород, которые можно разделить на два этажа (см. рис. 1, 2). К нижнему структурно-формационному этажу относятся отложения верхнекембрийского (?), ордовикского, силурийского и девонского возрастов (в нижних частях – отложения конгломератов и брекчий, песчаников, алевролитов, аргиллитов и карбонатных пород, сформированных в бретонскую фазу герцинских тектонических движений), к верхнему – каменноугольного и пермского. Во второй половине среднего карбона (московский век) в астурийскую фазу герцинских тектонических движений рассматриваемые территории подверглись деформированию и резонансной складчатости.

Раннеплатформенный структурно-тектонический этап включает триасовые осадочно-вулканогенные комплексы, залегающие на палеозойских отложениях различного возраста, размытых до разных стратиграфических интервалов с угловым и стратиграфическим несогласиями.

Характерная особенность месторождений, приуроченных к карбонатным разрезам и трещинным коллекторам, – высокие дебиты скважин при малых значениях пористости и проницаемости, а также развитие глинисто-карбонатных пород, способных служить флюидоупорами. По вскрытым разрезам скважин, пробуренных в центральных и южных районах Западной Сибири и в Южном Зауралье определялись их физические свойства, пористость, проницаемость, плотность, удельный вес, нефтенасыщенность и водонасыщенность. Результаты определения коллекторских свойств кернового материала показывают, что во вскрытых разрезах, как правило не обладающих удовлетворительной гранулярной эффективной пористостью, существуют горизонты с удовлетворительными и хорошими ее показателями. В Южном Зауралье (Курганская и Кустанайская области) такие горизонты тяготеют к франскому ярусу верхнего девона и серпуховскому нижнего карбона, присутствуют в разрезах живетского, нижнетурнейского, нижневизейского и верхневизейского подъярусов, в средне-визейском подъярусе и осадочно-терригенной толще туринской серии триаса. Например, в прослоях известняков франского яруса в некоторых скважинах коэффициент открытой пористости достигал 29,8 %, эффективной пористости – 19,7 %, проницаемость – $12,3 \cdot 10^{-12}$ мкм², в известняках фа-



менского яруса (Лебяжьевская скв. 2, глубина 1281 м) – пористость до 13,5 %, проницаемость – до 48,5⁻¹² мкм².

В центральных и южных районах Западной Сибири и в Южном Зауралье в разрезах доюрских комплексов бурением вскрыта и изучена большая часть фанерозойских отложений (см. рис. 1, 2). Вещественный состав палеозойских образований (в основном карбонатные и глинисто-карбонатные, а также аргиллиты, алевролиты, песчаники и другие осадочные породы) свидетельствует об их потенциальной нефтегазонности, генерации и эллизии УВ в периоды разломо- и трещинообразования, в моменты релаксаций напряжений и усиления тепловых потоков, т. е. в периоды интенсивного проявления тектонической активности и ее влияния на ОВ нефтематеринских пород. Это влияние описано Г. Уриссоном, П. Альбрехтом и М. Ромер [19]. Известно, что нефтематеринскими считаются глинистые породы (аргиллиты, алевролиты, глинистые известняки и т. п.), так как они обладают высокой пористостью (до 70–80 %), значительной удельной поверхностью и повышенной адсорбционной способностью частиц. Микропоры между агрегатами алевролитисто-глинистых частиц представляют собой закрытые системы, являются носителями первичной неискаженной информации о конседиментационном и последующих процессах. Благодаря указанным свойствам минеральная матрица глинистых пород – хороший катализатор, обеспечивающий высокую интенсивность нефтегазообразования по сравнению, например, с чисто карбонатными породами.

Глинистые частицы заряжены отрицательными зарядами, обуславливающими существование вокруг них молекулярного силового поля. Поэтому каждая глинистая частица может притягивать к себе молекулы нефти, а в породе они могут удерживать большое количество молекул микронепти. При геохимическом обосновании органической концепции связывается механизм эллизии УВ, формирования залежей и пространственной зональности их размещения с тектоническими процессами. Поскольку геохимическая составляющая органической концепции достаточно разработана, то такая связь механизма эллизии УВ с тектонической динамикой вполне обоснована.

Давно известна связь месторождений нефти и газа с разломами земной коры, на что указывал еще Д. И. Менделеев при создании своей карбидной гипотезы происхождения нефти.

Процесс накопления углеводородов в земной коре требует сочетания многих геологических факторов, и прежде всего ловушек, коллекторов, благоприятного гидродинамического режима подземных вод, эллизии и миграции углеводородов. Учитывая широкое развитие разломов и зон с динамически напряженным состоянием в па-

леозойских и мезозойских отложениях на месторождениях Западной Сибири и в доюрских комплексах Южного Зауралья, можно сделать вывод, что разломы оказали влияние на формирование нефтегазовых залежей и нефтегазопоявлений. Примерами могут служить Самотлорское, Северо-Варьганское, Хохряковско-Пермяковское, Талинское и многие другие месторождения, Новонежинская и Щербаковская площади в Кустанайском Зауралье и др.

На рис. 3 приведен образец тектонической брекчии как канала перетекания нефтегазовых флюидов по разлому; на рис. 4 на сейсмопрофиле хорошо выделяется один из разломов на месторождении в Западной Сибири.

В закрытых порах глинистых пород давление примерно в 2 раза больше геостатического вследствие разности коэффициентов объемного расширения минеральной части и нефти. Чтобы произошла отдача УВ и ювенильных растворов закрытыми порами, необходимо снять давление со стенок пор, т. е. создать условия гидроразрыва. Известно, что методы гидроразрыва успешно применяются в процессе разработки пластов с низкими коллекторскими свойствами. Подобные условия возникают в процессе геодинамических явлений, структуроформирования, а также в зонах разломной тектоники и возникновения зон с динамически напряженным состоянием, где происходит эллизия пластовых флюидов в периоды снятия напряженного состояния, разгрузки тепловых потоков и электромагнитных полей.

В периоды разгрузки напряжений возникает интенсивная трещиноватость, особенно при уменьшении гипсометрии, что приводит к резкому улучшению фильтрационно-емкостных свойств пород. Эллизировавшиеся пластовые флюиды (вода, нефть, газ) по образовавшимся каналам мигрируют по направлениям перепадов давлений к местам аккумуляции под флюидоупорами. Переносу УВ способствуют пластовые воды и восходящие потоки глубинных газов. Массовая эллизия и миграция жидких и газообразных флюидов с преобладанием той или иной фазы в зависимости от температуры [18] и глубин залегания нефтепроизводящих пород происходят вплоть до снятия геотектонического напряжения, после чего начинает проявляться геостатическое давление. Основное количество каналов закрывается, проницаемость поровых каналов ухудшается из-за сокращения диаметров, движение пластовых флюидов постепенно замедляется. В таких условиях процесс миграции имеет непрерывно-прерывистый характер, активизируется в промежутки геологического времени разной степени длительности, в остальное время протекает медленно или вяло, образование и миграция УВ имеют пульсационный характер, о чем свидетельствует наличие нескольких непроницаемых интервалов



Рис. 3. Тектоническая нефтеносная брекчия – канал перетекания нефтегазовых флюидов (состоит из обломков известняков турнейского и средневизейского возраста), Северный Казахстан, Зауральский краевой прогиб, Щербаковская площадь, скв. 10-Щ, глубина 700 м

различной толщины на ряде изученных месторождений [4].

Геодинамические движения и структуроформирование в центральных и южных районах Западной Сибири и Южного Зауралья проходили пульсационно в разные эпохи и века. Генезис и генерации трещиноватости в изученных разрезах скважин, прогнозы роли газов и ювенильных вод в формировании эпигенетических коллекторов и нефтегазовых залежей обоснованы фактическими материалами. Роль разломов в вертикальной миграции углеводородов в Западной Сибири показана в работе [8]. Об этом также свидетельствует аномально высокое пластовое давление (АВДП) в отдельных скважинах, как на Северо-Варьеганском месторождении, где в большинстве скважин гидростатические давления практически одинаковы и лишь в некоторых отмечено АВДП. В скважинах, где зафиксированы высокие пластовые давления, палеозойские отложения вскрыты в зонах дизъюнктивных нарушений или вблизи от них. Например, в скв. 1-П на Северо-Варьеганском месторождении получен газ с конденсатом, буферное давление при неполностью замененной промывочной жидкости (глинистый раствор) составило 190 кгс/см^2 ; в скв. 5-П (инт. 3471–2480 м) – приток нефти с водой, – 427 кгс/см^2 ; в скв. 8-П (инт. 3411–3383 м) – 376 кгс/см^2 ; в скв. 10-П (инт. 3483–3486 м), пробуренной в зоне регионального разлома, – 552 кгс/см^2 .

Результаты сейсморазведки и бурения в Западной Сибири и Южном Зауралье свидетельствуют, что разломообразование и релаксация напряжений в доюрских комплексах осуществлялись в разные циклы тектогенеза, формируя проницаемые и самозалечивающиеся интервалы и зоны. Важную роль при этом играл гидродинамический режим подземных вод, который совместно с геодинамическими явлениями определял направления движения вод и перемещения углеводородов. Перемещения подземных вод и углеводородов контролировались зонами и интервалами более высоких или относительно низких пластовых давлений. Большое значение в перемещении пластовых флюидов имеет и деятельность разломов, подвижки по которым нарушают герметичность пластовых флюидов. Даже пластичные глины и аргиллиты в зонах разломов за счет многочисленных трещин теряют экранирующие свойства и приобретают пропускную способность пластовых флюидов, как, например, на Верхнечерногорском и Восточно-Хохряковском месторождениях. Пластовые флюиды, стремясь переместиться вверх, проникают в верхние резервуары минуя трещины, а дизъюнктивные «окна» способствуют такому перетоку. При этом происходит «штуцерование», т. е. выделение УВ, растворенных в водах, в отдельную фазу (жидкую или газообразную). Под верхним ненарушенным флюидопором формируются нефтегазовые, нефтяные или газовые залежи при про-

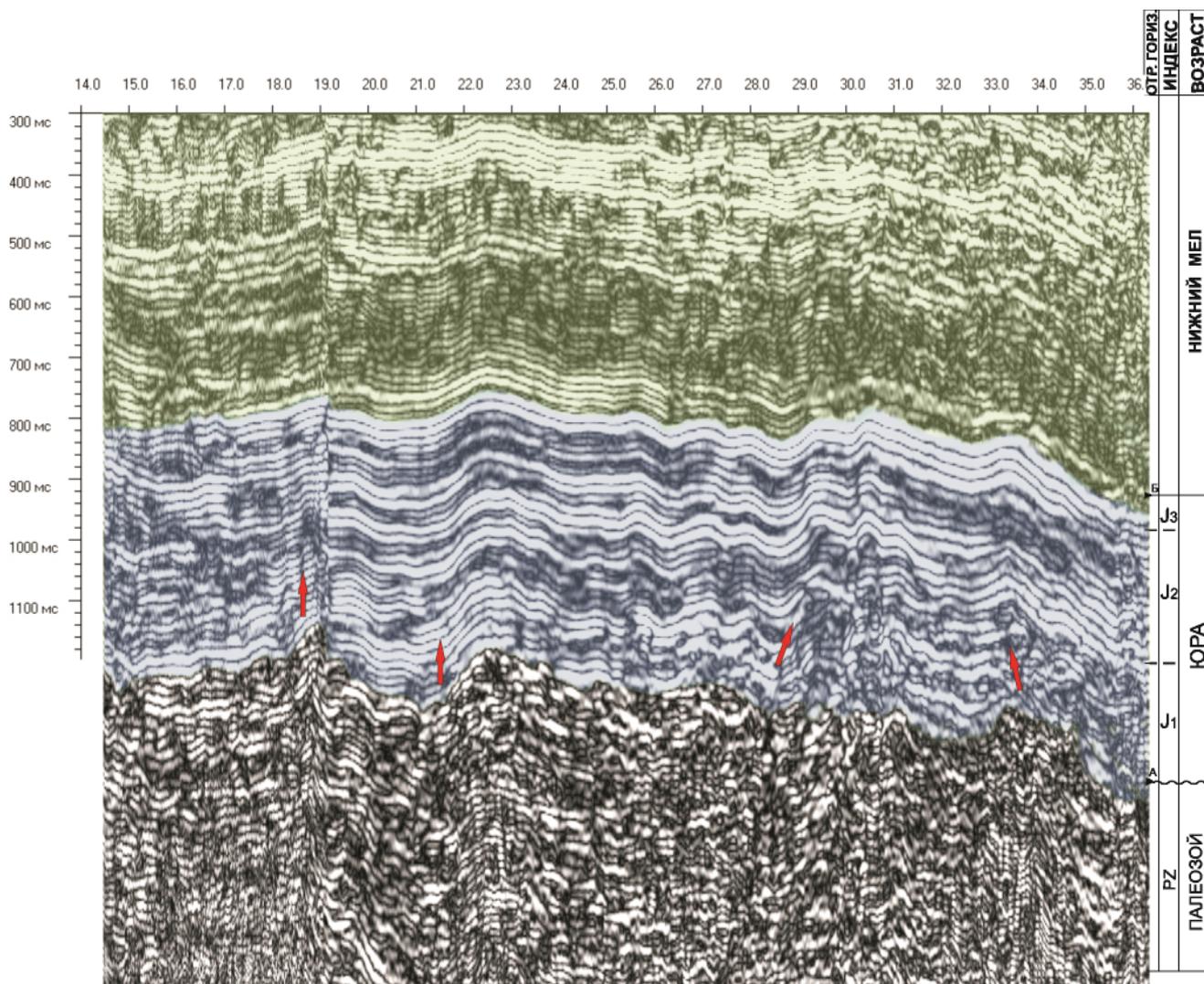


Рис. 4. Временной сейсмический разрез по профилю 580 3D mig 160001 Кошильского месторождения (Западная Сибирь). Красные стрелки – дизъюнктивные нарушения, их развитие и релаксация в стратиграфических комплексах необходимых условиях. Одни ученые ведущую роль при образовании залежей отводят боковой миграции, другие – вертикальной. Тщательно изучив распространение запасов нефти и газа в зонах хорошо исследованных разломов по нефтегазоносным бассейнам мира, академик В. П. Гаврилов сделал вывод о ширине полосы в приразломной зоне, где накапливается максимальное количество нефти и газа: «...эта полоса не превышает 20 км и в верхних коллекторских пластах залежи углеводородов могут удаляться от зоны разлома на 40–60 км...» [6, с. 94].

Предполагается, что в зонах разломов происходит «ступенчатая» миграция углеводородов – природное «штуцерование» пластовых флюидов и формирование газоносных, нефтеносных или смешанных флюидов. Перетекая через «природные резервуары» в верхние комплексы осадочных пород, пластовые флюиды ступенчато приближаются к поверхности, т. е. сепарируются, удаляясь одновременно от зон разломов. Понятно, что в первую очередь в свободную форму выделяется газ, затем нефть, а залежи скапливаются у зон разломов.

Такая схема идеализирована, но объясняет наличие промышленных залежей газа и газоконденсата в Западной Сибири в отложениях верхнего и нижней части нижнего мела.

Косвенный пример влияния на формирование залежей разломной тектоники – «линейность» расположения месторождений нефти и газа в Западной Сибири в почти меридиональном направлении начиная с центральных районов, что может свидетельствовать о линейности формирования приразломных и надразломных структур в доюрских и юрских комплексах. Характерна также приуроченность крупных и многопластовых месторождений к зонам развития глубинных разломов и сформировавшихся антиклинальных зон большого протяжения, в которых отложения палеозоя в ядрах антиклинальных структур в периоды размыва денудированы до разных стратиграфических уровней – вплоть до девонских и даже ордовикских. Весьма типично и то, что над размытыми структурами образовались многопластовые и крупные по запасам месторождения (Самотлорское, Ван-Еганское, Северо-Варьеганское, Кошильское и др.).



Как отмечает А. Н. Фомин, определения катагенеза указывают на то, что осадочные породы палеозоя испытали термобарические изменения, но «...начальные геохимические условия в отложениях палеозоя были весьма благоприятны для генерации углеводородов. В процессе геодинамической эволюции и структуроформирования эти отложения прошли главную фазу нефтегазообразования, а в настоящее время достигнутый уровень зрелости градаций $МК_1^3$ – $АК_1$ свидетельствует о нахождении их в зоне интенсивной газогенерации...» [20]. В то же время ОВ обнаружено и в породах кристаллического фундамента, изученных на Татарском своде, где прогнозируется прямая подпитка фундаментом готовыми «нефтяными» флюидами Ромашкинского месторождения, генерируемыми вне осадочного чехла и в зонах температур более 400 °С [1, с. 3].

В мире известно более 300 месторождений в породах фундамента. В Российской Федерации на Южно-Татарском своде на Миннибаевском блоке Ромашкинского месторождения пробурена скв. 2000 глубиной 5099 м. Этот блок ограничен глубокими разломами. В процессе бурения испытано 16 объектов [12, с. 103], самый продуктивный расположен в инт. 4876–5005 м в трещиноватых катаклазированных гнейсах, брекчированных на контактах с интрузией габбро-диабазов (инт. 4933–4974 м). После спуска колонны из открытого инт. 4703–5099 м в результате дренирования получен пластовый флюид (1,228 г/см³). Дебит (до 102 м³/с) и объем (2680 м²) подтверждают наличие глубинного резервуара, заполненного газированной минерализованной водой. По газонасыщенности глубинный флюид из архейского фундамента (450 см³/л) намного богаче, чем из рифейских и девонских пород. В составе газа отмечены гелий (7,3 об. %), метан (43,4 об. %), этан (0,51 об. %), пропан (0,09 об. %), включая гексан.

Новоелховской сверхглубокой скв. 20009 в разрезе кристаллического фундамента вскрыто более 40 коллекторов с проявлениями углеводородных газов, в которых, кроме метана, отмечаются «тяжелые» УВ до гексана и пентана включительно. Зона разуплотнений выделяется на глубине 5284 м [14], а на глубине 5560 м в разуплотненной зоне установлена концентрация углеводородных газов 0,1 %, содержащих 40–60 % метана и более тяжелые УВ.

Месторождения УВ, в том числе крупные, в древних комплексах приурочены к основаниям осадочных чехлов (кристаллическим фундаментам), что распространено в континентальных отложениях мира.

Поиски крупных и высокодебитных месторождений в разрезах палеозоя, триаса и в основаниях палеозойских комплексов Западной Сибири и Южного Зауралья требуют целенаправленного

изучения геологического строения, включая научное обоснование и поисковые работы.

Доюрские комплексы Западной Сибири и Южного Зауралья – наименее освоенный этаж нефтегазоносности в этих осадочных бассейнах. Риск получить отрицательные результаты (главным образом относительно гигантских или крупных месторождений) достаточно высок, поэтому необходимо изменение традиционной идеологии поисковых работ.

Изучение общих закономерностей геологического строения рассматриваемых регионов по данным сейсморазведки и бурения скважин, установление зон разломной тектоники, проявляющейся в осадочном чехле в виде зон разуплотнения, и приуроченность к ним нефтегазоносных и перспективных структурных форм также представляют интерес, поскольку приуроченность залежей нефти к этим зонам позволяет обосновать их формирование за счет восходящей (вертикальной) миграции. В доюрских комплексах Западной Сибири открыт ряд месторождений нефти и газа, а в Южном Зауралье – многочисленные нефтегазопроявления и восемь нефтеносных горизонтов на Новонежинской площади в отложениях нижнего турне (нижний карбон) в Республике Казахстан (Костанайская область).

Целенаправленное научное обоснование, анализ, проведение сейсморазведочных работ и бурение глубоких (сверхглубоких) скважин в пределах наиболее крупных и многопластовых месторождений и структур могут привести к открытиям крупных и высокодебитных нефтегазовых залежей в глубокопогруженных комплексах палеозоя. В числе первоочередных объектов исследований можно назвать Хохряковско-Пермяковский вал, Самотлорское, Верхнесабунское, Северо-Варьганское, Урьевское, Западно-Новогоднее более крупные месторождения в центральных районах Западной Сибири; Лебяжьеvскую, Варгашинскую и Дмитриевскую площади – в Курганском Зауралье.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Абля, Э. А.** «Подфундаментные» источники Ромашкинского месторождения [Текст] / Э. А. Абля, Б. А. Соколов, Ф. Н. Хайрутдинов. Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ. – Казань : Изд-во ун-та, 2001. – С. 3–6.
2. **Александров, В. К.** Где искать углеводороды в фундаменте? [Текст] / В. К. Александров. – Казань : Изд-во ун-та, 2001. – С. 6.
3. **Вассоевич, Н. Б.** Источник нефти – биогенное углеродистое вещество [Текст] / Н. Б. Вассоевич // Природа. – 1971. – № 3.
4. **Виноградов, Л. Д.** Закономерность формирования и размещения катагенетически запечатанных залежей нефти и газа по площади и по разрезу древних платформ [Текст] / Л. Д. Виноградов,



Р. С. Сахибгареев, И. С. Аверьянов // Основные принципы формирования залежей нефти и газа. – М. : Наука, 1980. – С. 104–112.

5. **Вышемирский, В. С.** Циклический характер нефтенакпления в истории Земли [Текст] / В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович // Геология и геофизика. – 1997. – № 5. – С. 907–918.

6. **Гаврилов, В. П.** Генезис нефти и газа [Текст] / В. П. Гаврилов. – М. : Недра, 1967.

7. **Гаврилов, В. П.** Влияние разломов на формирование зон нефтегазоаккумуляции [Текст] / В. П. Гаврилов. – М. : Недра, 1975.

8. **Гурари, Ф. Г.** О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности [Текст] / Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторович, Г. Б. Острый // Геология нефти и газа. – 1966. – № 2.

9. **Демидов, А. А.** Некоторые особенности литогенеза и формирование коллекторов девонских отложений Припятского прогиба [Текст] / А. А. Демидов // Геология нефти и газа. – 1977. – № 6. – С. 41–44.

10. **Дмитриевский, А. Н.** К вопросу о биогенном и абиогенном генезисе нефти [Текст] / А. Н. Дмитриевский, А. А. Баренбаум, О. Ю. Баталин // Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ. – Казань : Изд-во ун-та, 2001. – С. 99.

11. **Еременко, Н. А.** Возможные изменения уровня энергии в цикле нефтегазообразования // Геология нефти и газа. – 1983. – № 3. – С. 22–27.

12. **Кавеев, И. Х.** О дегазации Земли и генезисе нефти в свете результатов сверхглубокого бурения [Текст] / И. Х. Кавеев // Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ. – Казань : Изд-во ун-та, 2001. – С. 103.

13. **Лопатин, Н. В.** Температура и геологическое время как фактор углефикации [Текст] / Н. В. Лопатин // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1971. – № 3. – С. 95–106.

14. **Плотникова, И. Н.** Прогноз нефтегазоносности кристаллического фундамента платформ: состояние проблемы, перспективное решение [Текст] / И. Н. Плотникова, Н. С. Гатиятуллин, И. Х. Кавеев // Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ: тр. Междунар. науч.-практ. конф. – Казань : Изд-во ун-та, 2001. – С. 66–72.

15. **Раабен, В. Ф.** Условия проявления главной фазы нефтеобразования и распределения углеводородов в разновозрастных породах [Текст] / В. Ф. Раабен, К. А. Черников // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1973. – № 7. – С. 57–66.

17. **Симаков, С. Н.** Пространственное размещение и условия залегания нефти и газа на больших глубинах более 4500 м в СССР и США [Текст] / С. Н. Симаков // Результаты и предпосылки поисков нефти и газа на больших глубинах. – Л. : ВНИГРИ, 1978.

19. **Уриссон, Г.** Микробное происхождение горючих ископаемых [Текст] / Г. Уриссон, П. Альбрехт, М. Ромер // В мире науки. – 1984. – № 10. – С. 18–30.

20. **Фомин, А. Н.** Глубинная зональность катагенеза рассеянного органического вещества в доюрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты [Текст] / Фомин А. Н. // Геология и геофизика. – 1984. – № 1. – С. 9–12.

21. **Baldwin, H. L.** Tupungato Oil Field, Mendoza, Argentina [Text] / H. L. Baldwin // Bull. AAPG. – 1944. – N 28. – P. 1455–1484.

22. **Beach, I. H.** Geology of Edison Oil Field, Kern County, California, in Structure of Typical American Oil Fields [Text] / I. H. Beach // Bull. AAPG. – 1948. – N 3. – P. 58–85.

23. **Cloud, P. E.** The Ellenburger Group of Central Texas [Text] / P. E. Cloud, V. E. Barnes // Pub. 4621, Univ. of Texas. – 1946. – 473 p.

34. **Sellards, E. H.** Oil Accumulation in Igneous Rocks [Text] / E. H. Sellards // The Science of Petroleum, Oxford Univ. Press. – London ; New York, 1938. – P. 261–265.