

ОАО «ТЮМЕНСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ»

ОАО «ТЮМЕННЕФТЕГАЗ»



**ОПЫТ ПОВЫШЕНИЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ  
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*(по материалам научно-практической конференции геологов,  
посвященной памяти В. У. Литвакова)*

г. Тюмень  
апрель 1999 г.

## КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КРОВЕЛЬНОЙ ЧАСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Снижение темпов прироста запасов углеводородного сырья за счет открытия и освоения новых месторождений и залежей юрско-неокомского продуктивного комплекса Западно-Сибирской плиты стимулирует ведение поисково-разведочных работ в доюрском комплексе (ДК) плиты и, в первую очередь, в ее кровельной части.

Нефтегазоносность кровельной части ДК плиты давно доказана, из нее получены промышленные притоки нефти от единиц до первых сотен тонн в сутки в пределах ряда площадей Шаимского, Красноленинского, Варьеганского районов, Широного Приобья, а также Томской области (рис. 1).

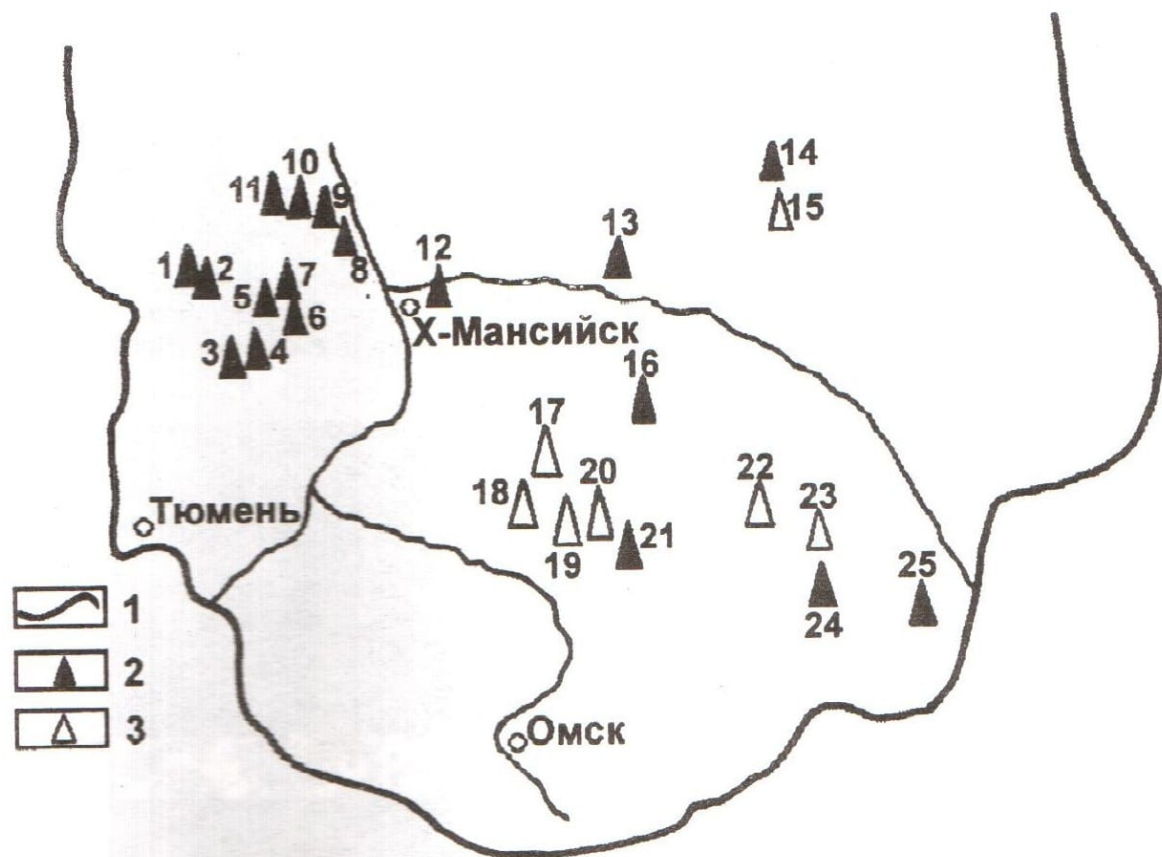
Анализ вещественного состава пород, слагающих кровельную часть ДК показал, что несмотря на большое разнообразие их типов, залежи возникают во вполне определенных разновидностях, причем набор этих типов пород весьма ограничен.

Среди многочисленных типов магматических пород, входящих в состав кровельной части ДК, залежи углеводородов встречены лишь в кислых эффузивах, распространенных в пределах Северо-Даниловского и Даниловского месторождений Шаимского района (рис. 2 а).

Метаморфические породы занимают гораздо более значительную часть в составе кровельной части ДК Западно-Сибирской плиты, однако и в них залежи нефти и газа приурочены к небольшому количеству литологических типов пород, относящихся, главным образом, к карбонатным (известняки, доломиты) и кремнистым (кварциты, кварцито-песчаники, различные типы кремнистых сланцев) типам пород (см. рис. 2 б-е).

Анализ структуры порового пространства коллекторов, образовавшихся в перечисленных выше типах пород, слагающих кровельную часть ДК, показал, что они относятся к порово-кавернозно-трещинному и трещинно-кавернозному типам.

В качестве примера порово-кавернозно-трещинного типа можно рассмотреть породы-коллекторы, входящие в состав кровельной части Северо-Варьеганского месторождения. Исследования с



**Рис. 1. Результаты испытаний кровельной части доюрского комплекса центральной и южной частей Западно-Сибирской плиты**  
 Условные обозначения: 1 - внешний контур Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, скважины, из которых получен приток: 2 - нефти; 3 - воды. Цифрами обозначены месторождения и площади: 1 - Северо-Даниловское, 2 - Даниловское, 3 - Мулымьинское, 4 - Мортымья-Тетеревское, 5 - Убинское, 6 - Толумское, 7 - Потанайское, 8 - Каменная, 9 - Пальяновская, 10 - Ем-Еговская, 11 - Талинская, 12 - Горелая (Ханты-Мансийская), 13 - Урьевское, 14 - Северо-Варьеганское, 15 - Варьеганское, 16 - Чистинное, 17 - Южно-Демьянское, 18 - Туйское, 19 - Когитское, 20 - Восточно-Когитское, 21 - Ягыл-Яхское, 22 - Тамбаевское, 23 - Западно-Останинское, 24 - Северо-Калиновое, 25 - Восточное.

помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ) показали, что порода состоит из мелких кристалликов кварца, создающих ажурную пористую конструкцию, причем часть пор заполнена эпигенетическими хорошо окристаллизованными кристалликами каолинита и диккита с примесью гидрослюд (рис. 3 а, б). В образцах, пропитанных люминофором, хорошо видны все типы пустотности (светлые участки на снимке): самые мелкие поры (диаметр - 0.005-0.05 мкм), микрокаверны (длиной 0.25-0.5 мкм и диаметром - 0.1-0.25 мкм) и трещины различной протяженности и средней раскрытостью 0.2-0.8 мкм (рис. 3, в).

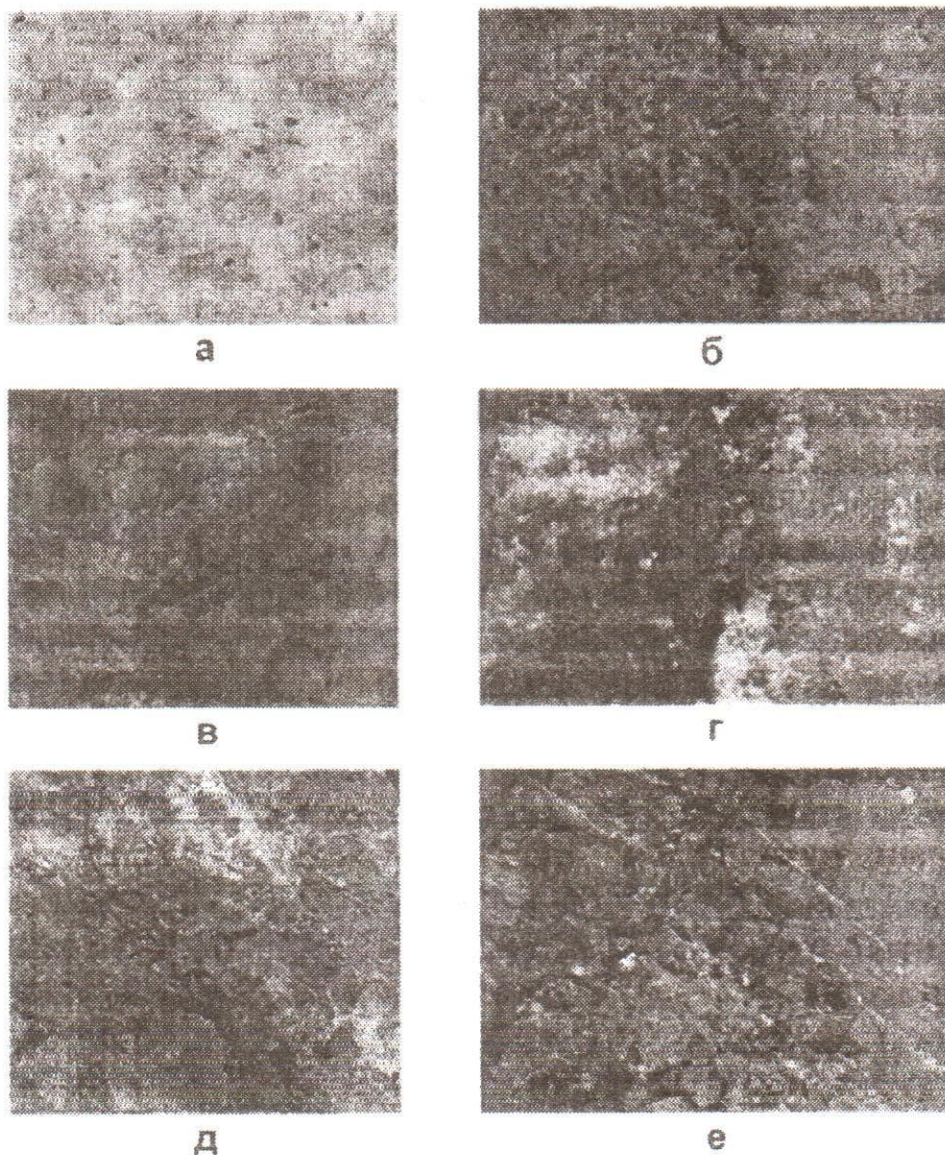
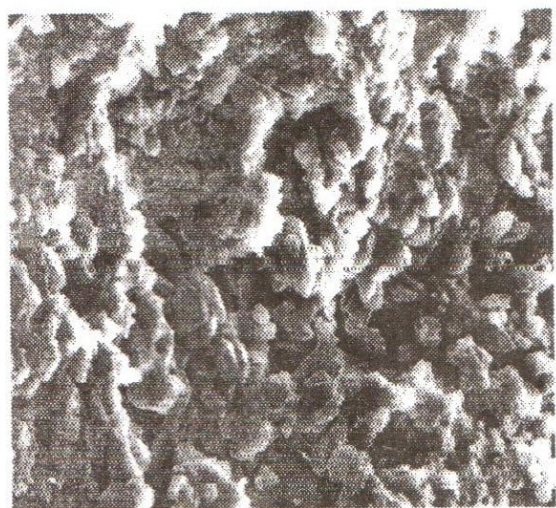


Рис. 2. Фотографии керн, отобранного из продуктивных отложений кровельной части доюрского комплекса Северо-Даниловского (а), Убинского (б), Ем-Еговского (в), Урьевского (г) и Северо-Варьеганского (д, е) месторождений

Примером трещинно-кавернозного типа коллекторов могут служить породы, отобранные из скв. 134 Урьевского месторождения. Поверхности трещин в них покрыты мелкими друзами прозрачного эпигенетического кварца, размеры которого в зависимости от раскрытости трещин или диаметра каверн могут достигать 1-5 мм (рис. 3 г).

Коллекторские свойства описываемых типов пород также значительно отличаются друг от друга, что следует учитывать при выборе способов их разработки и методов воздействия на них с целью повышения коэффициента нефтеотдачи.

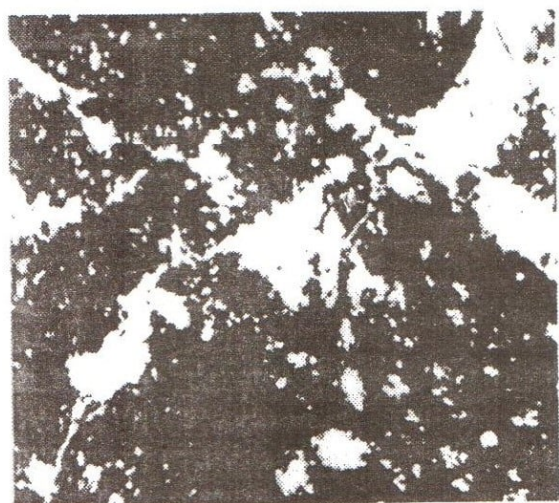
Порово-трещинно-кавернозные коллекторы, образовавшиеся в кислых эффузивах (Северо-Даниловское, Даниловское месторождения) и по кремнистым известнякам (Северо-Варьеганское



а



б



в



г

**Рис. 3. Структура порового пространства и новообразованные минеральные ассоциации в порово-кавернозно-трещинных (а-в) и трещинно-кавернозных (г) вторичных коллекторах**

а - морфология вторичных пор и микрокаверн в гидротермальном силиците (по [2]) состоящего из мелкокристаллического кварца, Северо-Варьеганское месторождение, скв. 2п, увеличено в 150 раз; б - микрокаверна, заполненная хорошо ограненными эпигенетическими кристаллами каолинита и диккита, окруженными мелкокристаллическим вторичным кварцем, Северо-Варьеганское месторождение, скв. 2П, увеличено в 3000 раз; в - шлифовка образца вторичного коллектора (гидротермального силицита), пропитанного люминофором (по [1]), в котором хорошо видны многочисленные мелкие вторичные поры, более крупные микрокаверны и единичные тонкие трещины, Северо-Варьеганское месторождение, скв. 2П, увеличено в 50 раз; г - поверхность крупной трещины в кварцитопесчанике, покрытая эпигенетическими кристаллами кварца различного размера, Урьевское месторождение, скв. 134, увеличено в 50 раз.

месторождение) отличаются от трещинно-кавернозных высокими значениями открытой пористости ( $K_p$ ), которая может достигать в измененных наложенными процессами кремнистых известняках 30-34%, а в кислых порфирах - 36-38% [1-3]. Для них характерна повышенная водоудерживающая способность ( $K_v$ ), составляющая в среднем в выщелоченных кремнистых известняках 50-60%, а в измененных кислых эффузивах 70-80%. Несмотря на высокую пористость, описываемые типы пород-коллекторов характеризуются низкой проницаемостью - около 1 мД (в породах, развитых по кислым порфирам) и до 14 мД (в породах, сформировавшихся по кремнистым известнякам). Лишь в сильно трещиноватых образцах проницаемость достигает первых сотен мД [1-3].

Коллекторы трещинно-кавернозного типа, возникшие, главным образом, по различным типам кремнистых сланцев, кварцитах или кварцито-песчаникам, напротив, характеризуются невысокими емкостными свойствами. Открытая пористость в них даже в наиболее трещиноватых образцах обычно не превышает 16-18%, однако проницаемость в среднем составляет от единиц до первых десятков мД [3]. Для них также характерны невысокие значения  $K_v$  - 27-55% [3].

Сопоставление вещественного состава исходных пород и развившихся по ним в результате наложенных процессов вторичных коллекторов, показало, что они образовались в результате тектонических движений, вероятно, палеоген-неогенового возраста, которые сопровождались воздействием гидротермальных флюидов, поднимавшихся из фундамента по возникшим вследствие тектонического дробления трещинам [1-3].

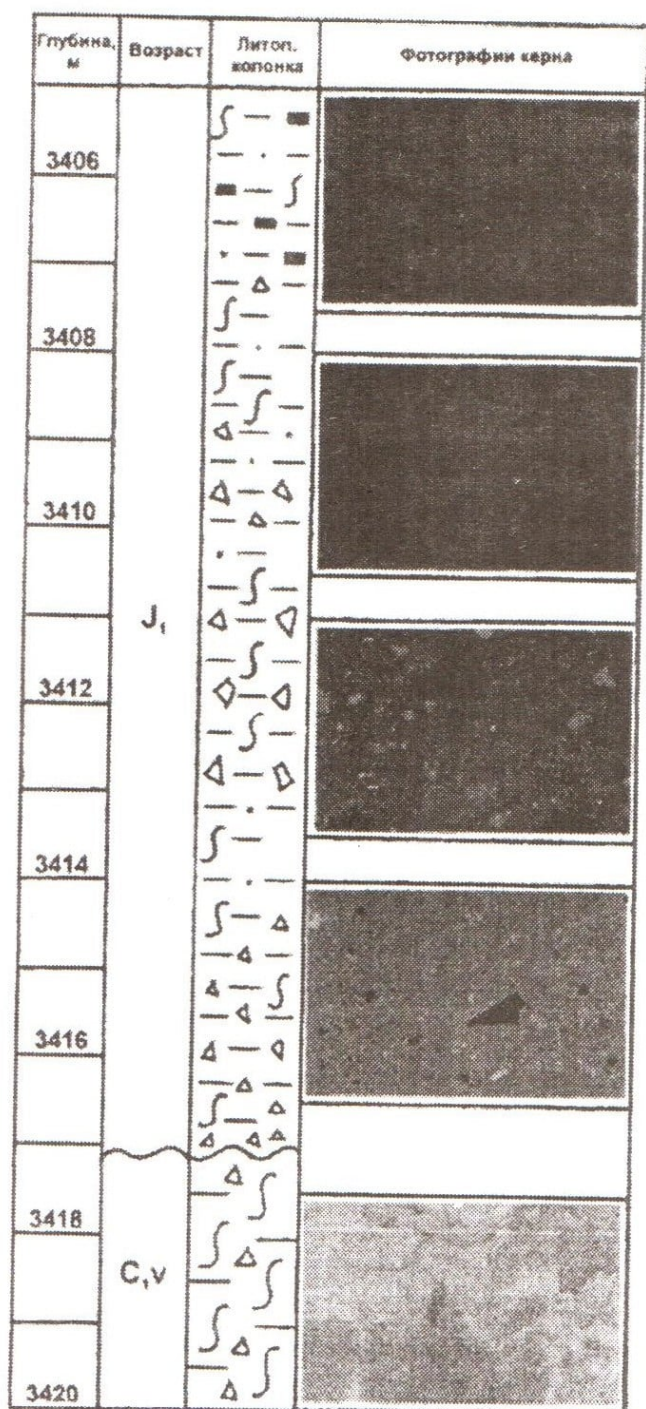
В кислых эффузивах основная емкость возникает за счет выщелачивания (гидролиза) зерен полевых шпатов, входящих в их состав. В результате этого процесса возможно образование вторичной емкости, достигающей 50% от объема исходной породы при условии полного выноса продуктов реакции гидролиза [3].

Формирование вторичных коллекторов по кремнистым известнякам осуществляется таким же образом, только в этом случае происходит выщелачивание или растворение карбонатов, а остающийся биогенный кремнезем перекристаллизовывается в мелкокристаллический кварц. В описываемом случае величина вторичной емкости зависит главным образом от исходного содержания карбонатных минералов и степени уплотнения образовавшейся кремнистой породы (силицита) [1, 2].

В метаморфических сланцах, представленных различными кремнистыми разновидностями, образование вторичной пористости происходит главным образом за счет тектонической трещи-

новатости и в меньшей степени в результате растворения или выщелачивания гидротермами неустойчивых минералов, входящих в их состав. К последним относятся карбонаты, присутствующие обычно в кремнистых сланцах в небольшом количестве, а также некоторые типы глинистых минералов и сам кварц.

Интересно, что гидротермы, участвующие в формировании различных типов вторичных коллекторов имеют не только кислый состав, но и характеризуются повышенным окислительным потенциалом, что вызывает осветление или обеление исходных пород. Такие зоны осветленных пород встречены в разрезах скважин,



вскрывших продуктивные участки в кровельной части ДК (Убинское, Северо-Варьганское месторождение, Таллинская площадь и другие). Эти зоны гидротермально осветленных пород поднимаются по направлению снизу вверх захватывая базальные юрские отложения. Особенно хорошо они проявляются в породах, обогащенных органическим материалом. В этом случае наблюдается постепенное потемнение пород по направлению снизу вверх от светло-серых до темно-серых почти черных (рис. 4). Мощность зоны осветления, развивающейся в базальных юрских отложениях, зависит от степени ее проработки поступающими снизу гидротермальными флюидами и изменяется от первых метров до

Рис. 4. Зона осветления пород на контакте нижнеюрских (J<sub>1</sub>) и нижнекарбоновых (C<sub>1v</sub>) пород, проникающая снизу вверх (Северо-Варьганское месторождение, скв. 12П) Условные обозначения приведены на рис. 5

10-15 м в наиболее интенсивно измененных участках (см. рис. 4).

Выделение зон развития вторичных коллекторов в кровельной части ДК и оценки характера их насыщения по данным геофизических исследований скважин (ГИС) обычно представляет довольно сложную задачу.

Проще всего по данным ГИС осуществляется выделение порово-трещинно-кавернозного типа коллекторов. Так, например, высокопористые кремнистые коллекторы описываемого типа, встреченные в кровельной части ДК Северо-Варьеганского месторождения, выделяются стандартным образом по кривой ПС, в комплексе с электрическими и радиоактивными методами (повышенные значения НКТ или НГК, пониженные величины ГК, повышенные значения КС). Однако для оценки характера насыщения необходимо создание соответствующего петрофизического обеспечения на основе лабораторных исследований электрических свойств образцов керна пород-коллекторов с различной водо- и нефтенасыщенностью.

Труднее выделяются по данным ГИС вторичные коллекторы того же типа, возникающие в кислых эффузивах. Кривая ПС в этом типе пород работает не так однозначно, однако использование радиоактивных методов позволяет на качественном уровне производить выделение интервалов, сложенных породами-коллекторами описываемого типа. Эти интервалы характеризуются некоторым снижением гамма-активности пород, связанным с выщелачиванием и выносом из этих зон радиоактивных элементов - в первую очередь калия и в меньшей степени урана. В этих же интервалах отмечается снижение показаний нейтронных методов из-за роста водородосодержания, обусловленного заполнением сформировавшейся вторичной пористости флюидами (водой или углеводородами). В том случае, если вторичный коллектор заполнен нефтью, то может наблюдаться небольшое увеличение значений КС. Для оценки величины емкости вторичного коллектора и характера его насыщения необходимо создание соответствующего петрофизического обеспечения, а на его основе методики интерпретации данных ГИС.

Самыми сложными, с точки зрения выделения их по результатам ГИС, являются коллекторы трещинно-кавернозного типа, возникающие в различных типах кремнистых сланцев, метапесчаниках, кварцитопесчаниках, кварцитах и т.п. Это объясняется, главным образом, их низкими емкостными свойствами и весьма слабыми вторичными изменениями в их вещественном составе. Поэтому традиционно используемая для выделения проницаемых интервалов кривая ПС в этом типе вторичных коллекторов не информативна.



Кривая КС или БК также как и плотностные методы (НКТ, НГК, ГГК и т.д.) позволяет выделять лишь плотные участки, сложенные наиболее кремнистыми разновидностями пород. Тем не менее даже для этих пород возможно создание методики выделения продуктивных интервалов на основе комплекса радиоактивных и акустических методов, однако определение их характера насыщения по данным ГИС является весьма проблематичным.

Приведенные результаты литолого-петрофизических исследований различных классов пород, слагающих кровельную часть ДК, позволяют реконструировать механизм формирования вторичных коллекторов в них и объяснить, почему далеко не во всех типах пород, входящих в состав фундамента, возможно образование коллекторов, а в них - углеводородных залежей.

Полученные данные свидетельствуют о том, что вторичные коллекторы образуются в результате неотектонических движений, вызывающих формирование зон дробления (тектонической трещиноватости), по которым происходит проникновение кислых кислородсодержащих глубинных флюидов, выщелачивающих, гидролизующих, растворяющих и выносящих или переотлагающих неустойчивые в этих термодинамических условиях минеральные и органические компоненты. Поэтому, формирование вторичного коллектора описываемого типа, становится возможным лишь в породах, обладающих вполне определенными физико-химическими свойствами, а именно - они должны быть достаточно прочными, но в тоже самое время хрупкими, а кроме того легко подвергаться растворению, выщелачиванию или гидролизу.

Перечисленным условиям в наибольшей степени отвечают всего несколько типов пород: во-первых, карбонаты (известняки, доломиты, мрамора, слабглинистые мергели), причем особенно их кремнистые разновидности; во-вторых, кремнистые породы (метапесчаники, кварцито-песчаники, кварциты, кремнистые сланцы различных типов); в-третьих, магматические породы кислого и переходного между кислым и средним составами.

Остальные типы метаморфических пород, обогащенные глинистыми и/или слюдястыми минералами, в силу своих реологических свойств, под действием тектонических напряжений деформируются с образованием многочисленных поверхностей и зеркал скольжения, однако из-за их довольно высокой пластичности открытые трещины в них не сохраняются и вторичные коллекторы и углеводородные залежи не возникают.

Отсутствие вторичных коллекторов и залежей в интрузивных и эффузивных породах основного состава, широко распространенных в кровельной части ДК Западно-Сибирской плиты в виде мощных

базальтовых покровов или долеритовых интрузий, требует более подробного объяснения.

Действительно, магматические породы основного состава достаточно прочные и хрупкие и потому, казалось бы, отвечают первому критерию, выполнение которого необходимо для формирования в них вторичных коллекторов. Однако, как показали теоретические расчеты, проведенные на основании уравнений гидролиза всех основных породообразующих минералов, входящих в их состав, в результате протекания реакций между породообразующими минералами и водой образуется большое количество разнообразных глинистых минералов, объем которых превосходит объем исходных минералов, за счет которых они образуются. Поэтому, во-первых, трещины, возникшие вследствие тектонического дробления, быстро заполнятся продуктами гидролиза - глинистыми минералами, а, во-вторых, из-за образования глинистых минералов первоначально достаточно прочная и хрупкая порода превратится в пластичную, легко деформируемую массу. Вместо коллектора возникнет глинистая покрывка [3]. То же самое, причем в еще большей степени справедливо и по отношению к ультраосновным породам - в них в принципе невозможно формирование вторичных коллекторов.

Тем не менее, в описываемых классах магматических пород возможно формирование вторичных коллекторов, но лишь в двух случаях, во-первых, в «сухих» условиях (при практически полном отсутствии воды), то есть если в зонах дробления не протекают реакции гидролиза и не происходит образование глинистых минералов и, во-вторых, если они подверглись карбонатизации, то есть перешли по сути в класс карбонатных пород. Последнее условие довольно часто выполняется в Красноленинском районе, где в пределах Талинской площади в кровельной части ДК встречены интенсивно карбонатизированные базальты и близкие к ним по составу породы.

Очевидно, что изменения вещественного состава и емкостных свойств пород, в которых происходит формирование вторичных коллекторов, не может не отразиться на их геофизических свойствах и в первую очередь - сейсмических. Поэтому можно попытаться выделять зоны развития вторичных коллекторов на основе результатов сейсморазведки. В качестве примера рассмотрим возможности этого метода для установлении участков распространения вторичных коллекторов порово-трещинно-кавернозного типа в пределах Северо-Варьеганского месторождения [1, 2].

Резкое увеличение величины пустотности в трещиноватых и гидротермально проработанных вторичных коллекторах (получив-



ших название гидротермальные силициты [2]), развивающихся по кремнистым известнякам, приводит к значительным различиям в акустических свойствах исходных пород и вторичных коллекторов, что выражается в сильном уменьшении скорости распространения сейсмических волн в зонах развития вторичных коллекторов по сравнению с участками залегания неизмененных кремнистых известняков (примерно в 1.3-1.5 раз). Поэтому временная мощность между отражающими горизонтами в местах развития вторичных коллекторов увеличивается, соответственно, в 1.3-1.5 раз. Скважина 2П, пробуренная в центральной части Северо Варьеганского месторождения, вскрыла именно такую зону (рис. 5). На рассматриваемом сейсмодновременном разрезе отражающий горизонт  $K^1$  соответствует положению базальных нижнеюрских отложений или границе между палеозойскими и нижнеюрскими отложениями. Сейсмогоризонт А отвечает первому регионально распространенному отражению в кровельной части фундамента, поэтому увеличение временной мощности между этими горизонтами отражает положение участков, в которых предполагается развитие вторичных коллекторов (гидротермальных силицитов). Справа и слева от обширной мощной зоны развития вторичных коллекторов, вскрытой скв. 2П расположены небольшие и менее мощные предполагаемые участки развития вторичных коллекторов (см. рис. 5).

На сейсмодновременном разрезе, проходящем через скв. 12П того же месторождения видно, что она попала в краевую часть зоны с увеличенной временной мощностью (рис. 6). На противоположном конце этого же временного разреза выделяется более крупный участок с увеличенной временной мощностью, соответствующий предполагаемой зоне развития вторичных коллекторов рассматриваемого типа. В этом участке предлагается пробурить разведочно-эксплуатационную скважину (см. рис. 6).

Выделенные по результатам сейсморазведки участки с увеличенными временными мощностями, соответствующие предполагаемым зонам развития вторичных коллекторов порово-трещинно-кавернозного типа, были нанесены на карту, в результате чего была получена схема их распространения в пределах Северо-Варьеганского месторождения (рис. 7).

Так как на основе результатов испытаний скважин и данных ГИС по нескольким скважинам, вскрывшим вторичные коллекторы, удалось установить отметку ВНК для углеводородных залежей в гидротермальных силицитах, то предполагая ее неизменность в пределах всего месторождения, можно выделить перспективные зоны, попавшие в контур ВНК (см. рис. 7). Именно в этих границах

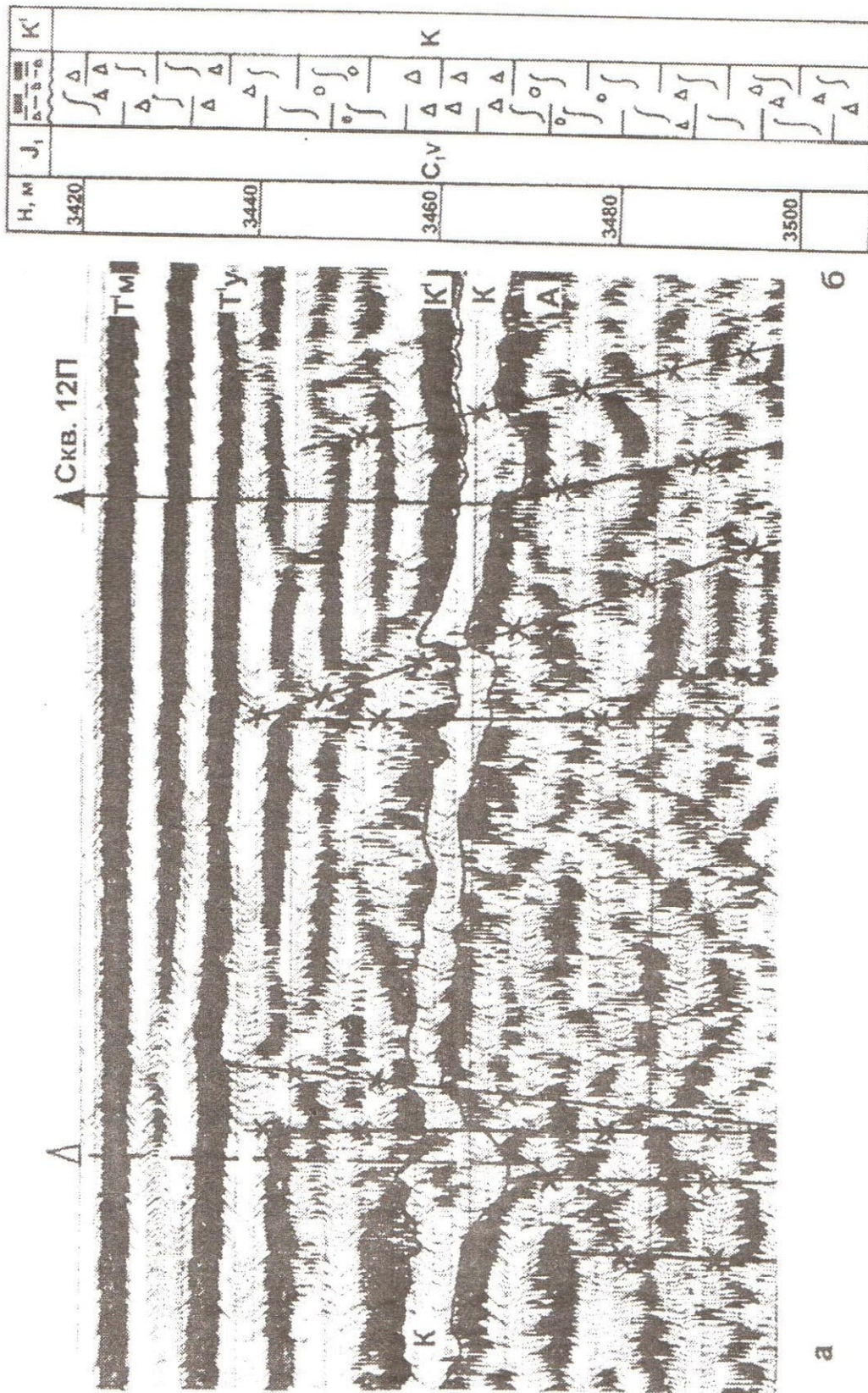


Рис. 6 . Сейсмической (а) и литологической (б) разрезы, по скв. 12П Северо-Варьганского месторождения.

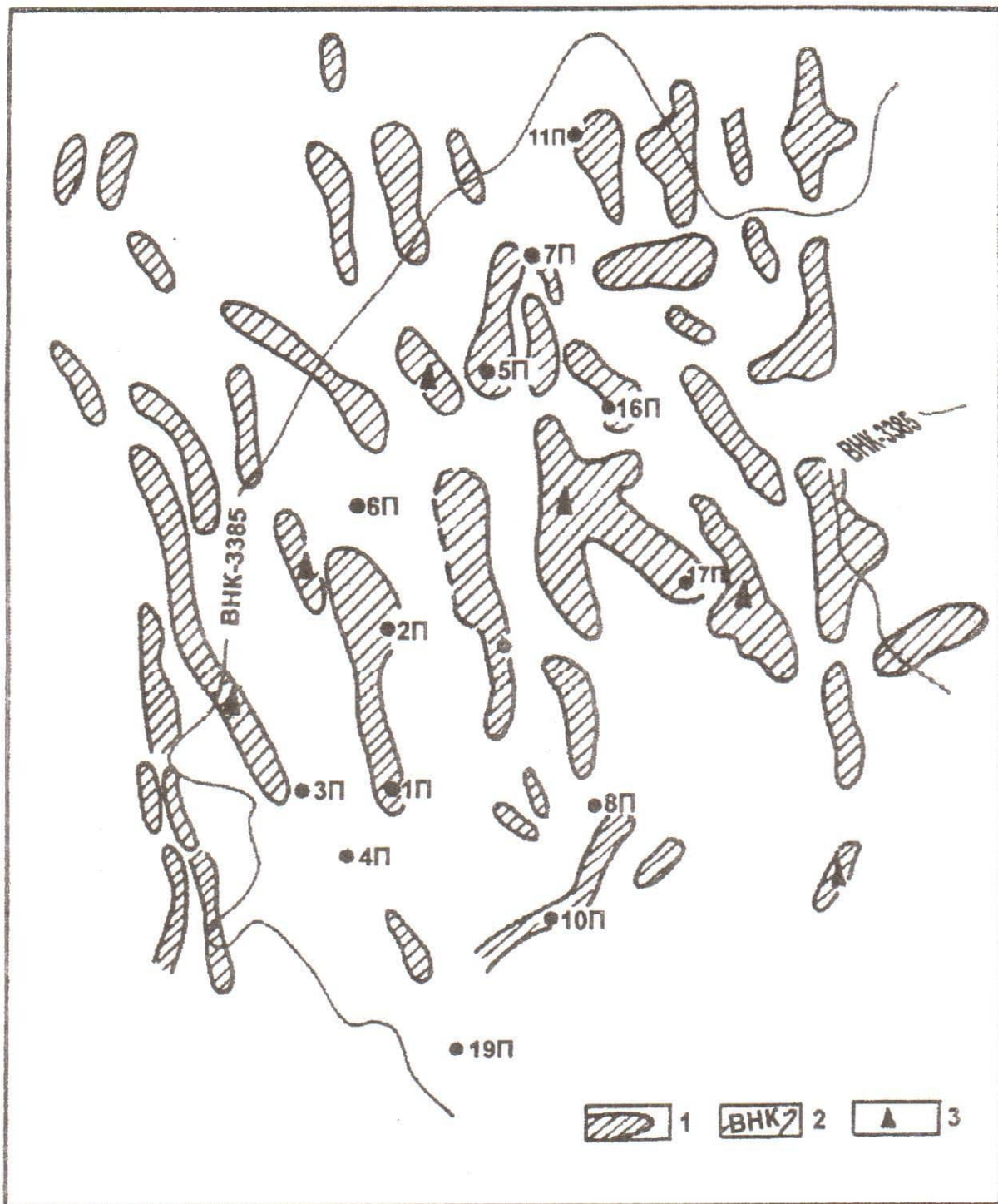


Рис. 7. Схема расположения предполагаемых зон развития вторичных коллекторов, возникших за счет дробления и гидротермальной проработки кремнистых известняков (С,у), слагающих кровельную часть доюрского комплекса Северо-Варьеганского месторождения

Условные обозначения: 1 - предполагаемые зоны развития вторичных трещинно-порово-кавернозных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения; 2 - условная граница ВНК; 3 - рекомендуемые к бурению разведочно-эксплуатационные скважины.

следует проводить бурение эксплуатационно-разведочных скважин.

На основе полученных данных о площади предполагаемых зон распространения вторичных коллекторов, а так же их мощности и коллекторских свойств, не сложно оценить запасы углеводородного сырья, находящегося в них.

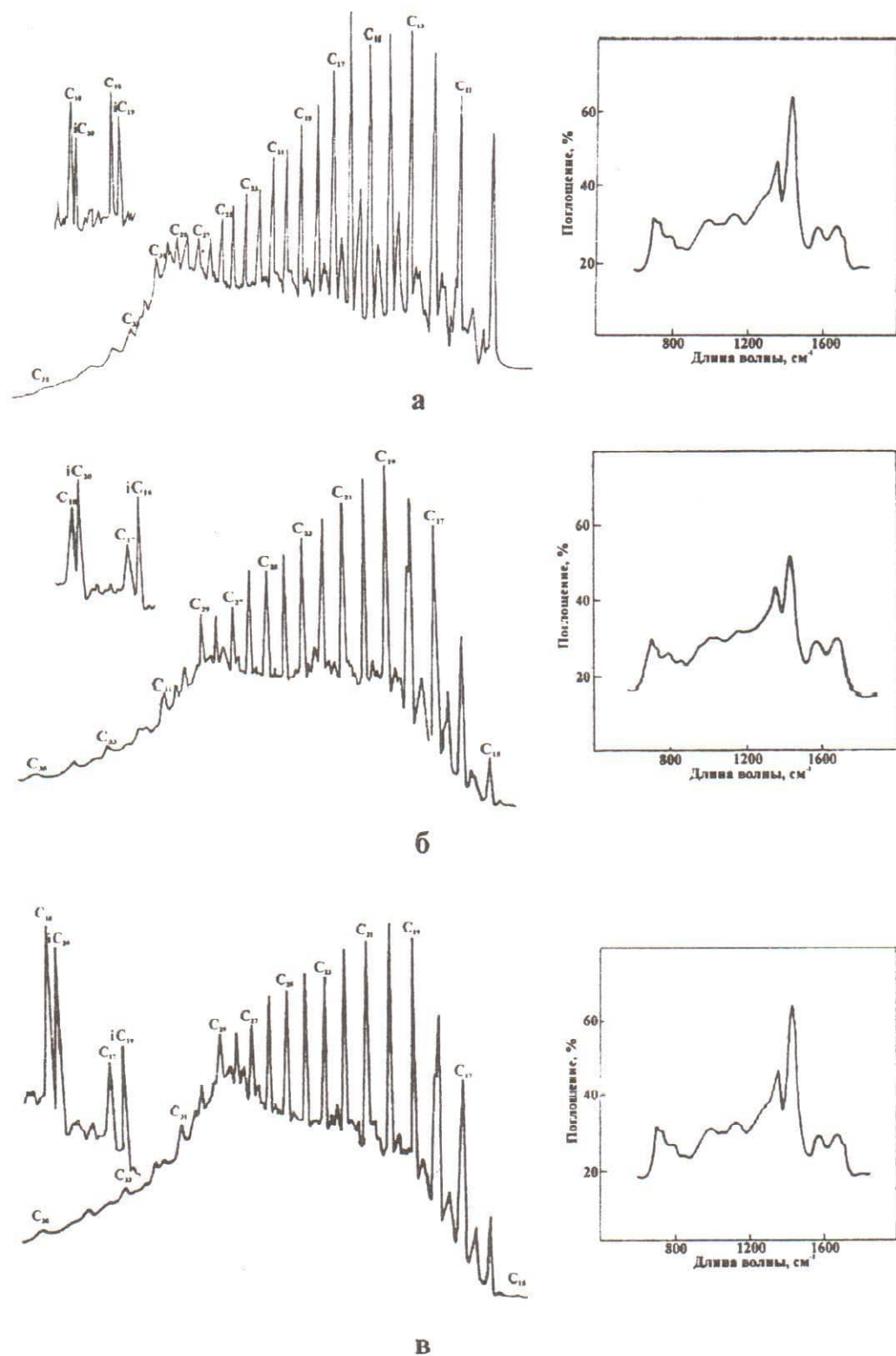
При прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности кровельной части ДК Западно-Сибирской плиты наряду с установлением возможных участков распространения вторичных коллекторов не менее важной проблемой является выявление источника или источников углеводородов, которые могут заполнить образовавшиеся вторичные коллекторы [4, 5].

С целью решения этой проблемы были проанализированы углеводородные составы нефти и спирто-бензольных экстрактов, полученных как из кровельной части ДК, так и из перекрывающих их базальных юрских отложений.

В качестве примера сравним особенности углеводородной нефти, полученной из юрских отложений, вскрытых скв. 3550 Убинского месторождения (рис. 8 а) и спирто-бензольных экстрактов, полученных из керна, отобранного из юрских отложений и продуктивного интервала в кровельной части ДК, вскрытого скв. 3520 того же месторождения (рис. 8 б и в, соответственно). Сопоставление их углеводородного состава, а также отношений пристана к фитану, соотношения четных и нечетных нормальных алканов и других используемых для этих целей параметров показало, что углеводородный состав нефти и экстрактов независимо от возраста вмещающих их пород практически одинаков. Источником этих углеводородов служило рассеянное органическое вещество преимущественно сапропелевого состава морского происхождения (отношение пристана к фитану близко к единице), повышенные концентрации которого отмечаются в составе тутлеймской (даниловской) свиты.

Сравнение углеводородного состава легкой конденсатоподобной парафинистой нефти и экстрактов, полученных из разновозрастных отложений Северо-Варьганского месторождения, также подтвердило, что источником углеводородов как в базальных юрских отложениях, так и во вторичных коллекторах, образовавшихся в кровельной части ДК этого месторождения, послужили глинисто-углистые континентальные отложения нижнеюрского возраста (рис. 9).

Действительно и нефть, полученная из вторичных коллекторов, и экстракт из продуктивной части кровли ДК, а также экстракт из нижнеюрских песчаников, и, наконец, экстракт из угля, отобранного из нижнеюрских озерно-болотных отложений, имеют очень близкий

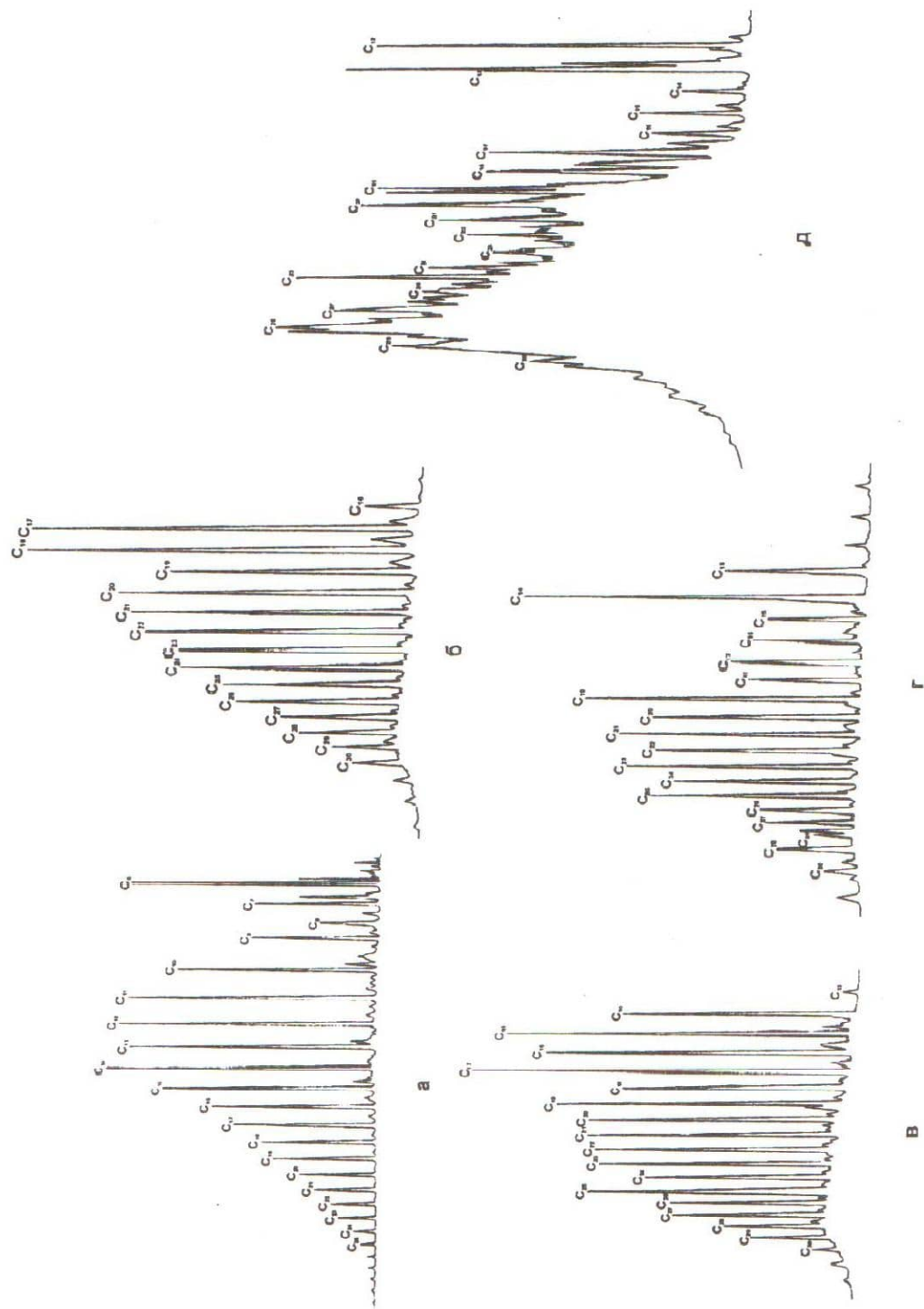


**Рис. 8.** Результаты хроматографического и спектрометрического анализов нефти и спирто-бензольных экстрактов из продуктивных отложений верхнеюрского (а, б) и палеозойского (в) возраста Убинского месторождения хроматограммы и ИК-спектры: а - нефти, добытой из верхнеюрских песчаников (скв. 3550); б - спирто-бензольного экстракта, полученного из образцов верхнеюрских песчаников (скв. 3520); в - спирто-бензольного экстракта, полученного из вторичных коллекторов кровельной части ДК, представленных трещинно-кавернозными кварц-серицитовыми сланцами (скв. 3520).



**Рис. 9. Результаты хроматографического анализа нефти и экстрактов из продуктивных отложений нижнекарбонového (а, б, д) и нижнеюрского (в, г) возраста Северо-Варьганского месторождения**  
 хроматограммы:

а - нефти, добытой из вторичных коллекторов, представленных гидротермальными силикатами (скв. 2П); б - спирто-бензольный экстракт из тех же пород (скв. 2П); в - спирто-бензольный экстракт, полученный из нижнеюрских песчаников (скв. 3П); г - спирто-бензольный экстракт, полученный из угля нижнеюрского возраста (скв. 4П); д - спирто-бензольный экстракт из неизмененных кремнистых известняков нижнекарбонového возраста (скв. 4П).



углеводородный состав, представленный практически одними нормальными алканами с очень низким содержанием нафтено-ароматических углеводородов (см. рис. 9 а, б, в и г, соответственно). Для них характерно высокое отношение пристана к фитану, составляющее в нефти, полученной из кровельной части ДК - 4.4, в экстракте из этих же пород - 2.6, в экстракте из нижнеюрских песчаников - 4.0 и, наконец, в экстракте из угля - 9.9. Все это свидетельствует о том, что и нефти и экстрагированные из юрских и палеозойских пород углеводороды являются продуктами глубокого катагенетического преобразования континентального органического вещества преимущественно гумусовой природы.

Напротив, углеводородный экстракт, полученный из неизмененных нижнекарбонных ( $C_{1v}$ ) кремнистых известняков, значительно отличается по составу от рассмотренных выше экстрактов и нефти. Для него характерно наличие нафтеново-ароматического «горба» с небольшой долей нормальных алканов и их изомеров (см. рис. 9 д). Кроме того он отличается очень низкой величиной пристан-фитанового отношения (0.4). Перечисленные особенности углеводородного состава экстракта, полученного из органического вещества палеозойского возраста свидетельствует о том, что это органическое вещество имеет преимущественно сапропелевую природу и накапливалось скорее всего в морских условиях. Анализ степени его катагенетической преобразованности, проведенный А.Н. Фоминым (ОИГГиМ СО РАН, 1987) показал, что эти отложения претерпели существенные термобарические изменения и находятся на начальных этапах апокатагенеза (стадия Т). В подобных условиях практически исключается сохранение сингенетичных залежей нефти, хотя возможно нахождение газовых скоплений. Черный цвет кремнистых известняков обусловлен присутствием в них этого сильно измененного сапропелевого органического вещества, концентрация которого составляет в среднем около 1.0-1.5%, редко достигая 3%.

Изложенные в настоящей работе данные позволяют обосновать набор критериев для оценки перспектив нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты.

**Во-первых**, вещественный состав пород. Породы, в которых возможно образование вторичных коллекторов различного типа можно назвать потенциально продуктивными породами (ППП). К ним относятся следующие типы пород: различные разновидности карбонатов (известняки, доломиты, мергели и т.п.), Кремнистые породы (метапесчаники, кварцитопесчаники, различные типы кремнистых сланцев, кварциты, яшмы и т.п.), магматические породы кислого и переходного между кислым и средним составами (граниты, grano-диориты, липариты и т.п.).

**Во-вторых**, наличие над ППП надежного флюидоупора, представленного чаще всего глинами различного состава.

**В-третьих**, присутствие зон тектонического дробления с наложенной гидротермальной проработкой исходных пород кровельной части фундамента.

**В-четвертых**, наличие источника или источников углеводородов, которыми чаще всего являются юрские глинистые отложения обогащенные континентальным (преимущественно гумусовой природы) или морским (сапропелевого состава) органическим веществом.

**В-пятых**, прямые признаки, такие как нефтенасыщенный керн из кровельной части ДК или притоки нефти или газа из верхней части фундамента.

**В-шестых**, в пределах локальных участков с уже доказанной нефтеносностью кровельной части ДК и при наличии гидродинамической связи с юрскими продуктивными пластами, положение ВНК и границы его внешнего контура.

Для поисков углеводородных залежей в кровельной части ДК на основе предложенного комплекса критериев можно использовать дистанционные геофизические методы, такие как гравио- и магнито-разведку, результаты сейсморазведочных работ, а также данные космо- и/или аэрофотосъемки.

Для выделения продуктивных интервалов в кровле фундамента и оценки их характера насыщенности по данным ГИС необходимо разработать соответствующие методики на основе детальных исследований литолого-коллекторских свойств различных типов пород, входящих в состав фундамента.

Углеводородные залежи, которые будут обнаружены на основе предложенных критериев, скорее всего, будут иметь небольшие размеры (обусловленные, главным образом, величиной зон тектонического дробления) и упругозамкнутый режим, а в тех случаях, когда на них непосредственно залегают базальные юрские песчаники, могут иметь общий с ними ВНК.

### Список литературы

1. Зубков М.Ю., Федорова Т.А. Гидротермальные вторичные коллекторы в черных сланцах. Геология нефти и газа. 1989, № 6, с. 26-30.

2. Зубков М.Ю. Гидротермальные силициты - перспективный нефтегазопромысловый объект доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты. В кн.: Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. Новосибирск:

СНИИГГиМС. 1990, с. 87-101.

3. Зубков М.Ю., Васильев О.Е. Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Шаимского района. В кн.: Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС. 1991, с. 124-137.

4. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.Н. и др. Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях среднего приобья. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1997, № 7, с. 7-22.

5. Палеозойские нефти в Западной Сибири. В.С. Вышемирский, Е.Ф. Доильцин, А.П. Перцева и др. Нефтегазовая геология и геофизика. 1973, № 1, с. 33-35.