

УДК 553.98(470.13)

Мещеряков К.А.ГОУ ВПО «Пермский государственный университет», Пермь, Россия, kostian_m@mail.ru**Карасева Т.В.**Открытое акционерное общество «Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин» (ОАО «КамНИИКИГС»), Пермь, Россия, tvkaras@perm.ru

ОСОБЕННОСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ РАЗРУШЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Рассмотрены вопросы изучения битумов в глубокопогруженных породах. На примере Колвинской глубокой и Ен-Яхинской сверхглубокой скважин обосновано, что скопления нерастворимых битумов на глубинах ниже 5 км, возможно, связано с разрушением нефтяных залежей. Сделан вывод о необходимости изучения битумов в породах глубоких горизонтов для определения нижней границы сохранности нефтей.*

Ключевые слова: нефть, глубокопогруженные отложения, нерастворимые битумы, нижняя граница существования нефтей, глубокие и сверхглубокие скважины.

По мере развития глубокого и сверхглубокого бурения в нефтегазоносных районах появляется все больше информации о специфике формирования нефтегазоносности в глубокопогруженных (более 4-5 км) комплексах пород, имеющей важное значение для оценки перспектив нефтегазоносности и прогноза фазового состояния углеводородов (УВ). Одной из особенностей таких отложений является частое присутствие нерастворимых твердых битумов (пиробитумов), вероятно, следов разрушения битумоидов и нефтяных залежей. Ни в геологических проектах на глубокое и сверхглубокое бурение, ни в программах лабораторно-аналитических работ не предусматривается изучение битумов. В результате обычно их развитию не придается большого значения, и такая ценная информация остается за пределами оценки перспектив района бурения. На примере конкретных разрезов сверхглубоких скважин рассмотрены результаты изучения разрушенных залежей нефти на больших глубинах и технологии их обнаружения.

В соответствии с органической (осадочно-миграционной) теорией происхождения нефти первой стадией формирования залежей углеводородов является образование нефтегазоматеринских пород, в которых накапливается органическое вещество в

* Использование авторами термина «разрушенная залежь нефти» требует некоторых пояснений. В качестве таковых редакция использует авторское разъяснение, присланное в качестве подтверждения возможности его применения: «В статье мы хотим показать, что на большой глубине была нефтяная залежь, в которой впоследствии под действием высоких температур нефть разрушилась, а скопление твердых битумов - практически единственное свидетельство этого процесса. Промышленная залежь или нет - мы не знаем. Нефтяной залежью в настоящее время ее назвать нельзя, так как не выполняются все необходимые требования (нет нефти), поэтому используется термин «разрушенная нефтяная залежь».

диффузионно-рассеянной форме. В главной зоне (МК_{1.3}) нефтеобразования (ГЗН) органическое вещество преобразуется в УВ нефтяного ряда, при этом эмиграция УВ происходит практически одновременно с их генерацией. Диффузионно-рассеянная микронепть перемещается в породы–коллекторы из нефтегазопродуцирующих толщ. Далее УВ перемещаются (мигрируют) по породам-коллекторам в водогазорастворенном и свободном состоянии в латеральном и вертикальном направлении и при благоприятных геологических условиях аккумулируются в ловушках. Для консервации УВ в ловушках должны быть сохранены хорошие коллекторские свойства вмещающих пород, герметичность покрышек и замкнутость ловушек, а также термобарические и физико-химические параметры среды, не приводящие к разрушению самих нефтей или газов. Одним из широко используемых за рубежом понятий данной теории является «глубинная граница существования нефтей» («deadline» по нефти), которая проявляется при отражательной способности витринита $R^o = 1,2-1,4 \%$ (МК₄). До сих пор практически ни в одном нефтегазоносном районе не определены предельные глубины существования нефтей.

Во многих случаях при проектировании работ на большие глубины рассматривается возможность обнаружения залежей нефтей в широком диапазоне глубин вне зависимости от современных и палео-термобарических условий. В то же время в случае погружении на большие глубины нефтяные залежи попадают в зоны высоких температур, при которых нефтяные УВ подвергаются термодеструкции. При этом происходят сложные процессы не только деструкции, но и полимеризации углеводородных и гетероатомных компонентов, вызывающие появление твердых битумов (пиробитумов).

Еще в классификации И.С. Гольдберга [Гольдберг, 1981] был предусмотрен термально-метаморфический ряд природных битумов, где появление керитов и антраксолитов рассматривалось в связи с «гидротермальной дифференциацией нефтей в условиях их переноса горячими растворами». В то же время битумы, как продукты деструкции нефтей при погружении залежей на большие глубины не рассматривались.

В ряде случаев на больших глубинах в условиях повышенных температур активизируются окислительно-восстановительные процессы, также вызывающие разрушение нефтей. В частности, такое явление было отмечено для формации Шмаковер (США), что существенно изменило представления о ее нефтеперспективности [Heydari, 1997]. В процессе деструкции нефтей могут образовываться не только битумы, но и углеводородные газы. Недавно в Китае на глубине 5 км была обнаружена газовая залежь, сопровождаемая проявлениями битумов [Fang Hao, 2008].

В Тимано-Печорской провинции, где пробурено значительное число скважин ниже 5 км (рис. 1), разрушенная залежь нефти была выявлена только в изученном нами детально разрезе Колвинской глубокой параметрической скважины в Ненецком автономном округе в 165 км юго-восточнее г. Нарьян-Мара. В тектоническом отношении скважина расположена в пределах севера Колвинского мегавала, по нижним горизонтам – в зоне развития Печоро-Колвинского авлакогена, который оценивался многими исследователями как высокоперспективный на нефть на больших глубинах [Максимов, Дикенштейн, Лоджевская, 1984]. Скважина пробурена до глубины 7057 м и остановлена в породах лландоверийского яруса нижнего силура. В процессе комплексных литолого-петрографических и геохимических исследований пород на единых («комплексных») образцах керна первоначально был выявлен ряд особенностей развития битуминозных веществ:

- до глубины 4,7 км, отвечающей нижней границе главной зоны нефтеобразования, в терригенных породах нижнего девона наблюдалось соответствие масштабов обнаружения растворимых (в хлороформе) битуминозных веществ с их количеством, фиксируемым микропетрографическими исследованиями;

- на глубине 4,7-6,0 км такое соответствие стало нарушаться;

- ниже 6,0 км в обогащенных ангидритами силурийских отложениях с повышенными коллекторскими свойствами наблюдалось радикальное несоответствие между распределением битуминозных веществ по данным определения битумоидов и микропетрографии: сравнительно высокие (до 3 %) при микропетрографическом наблюдении концентрации битуминозных веществ сопровождалась крайне низкими (менее 0,0005 %) концентрациями растворимых битумоидов.

С целью выяснения генезиса обнаруживаемых при микропетрографическом исследовании битуминозных веществ было проведено комплексное изучение форм их нахождения. Петрография твердых органических преобразований, родственных нефти и находящихся в осадочных породах, является недостаточно развитой областью петрологии осадочных пород. Это обусловлено затруднениями при диагностике их в шлифах и отсутствием соответствующих количественных микропетрографических методов исследования. В проходящем свете в очень тонких частях шлифа твердые битумы буровато-коричневые слабо просвечивающие или черные. Наличие в породах овально-каплевидных форм с округлыми границами, свидетельствует о вязкости битума до его затвердевания.

В карбонатных породах Колвинской скважины ниже 6 км по данным визуальных и микропетрографических исследований установлены следующие виды битумонасыщения (рис. 2): 1 - межзерновое (поры), 2 - межформенное (примазки), 3 - заполнение межзерновых каналов (прожилков), 4 - трещин разного генезиса, 5 - стилолитовых швов [Санфирова С.С., Карасева (Белоконь) Т.В., 2000]. В доломитах и известняках, содержащих богатый комплекс аутигенных минералов, особый интерес представляют морфологические соотношения в шлифах твердого битума с поздними катагенетическими минералами – кальцитом и сульфатами кальция. Первоначально нефть, видимо, проникала по трещинам спайности и между кристаллами этих минералов. Затем шло заполнение эффективных трещин и пустот (свободных от минеральных новообразований) нефтью. Об этом свидетельствует пересечение минеральных трещин и эпигенетических минералов трещинами, заполненными битумом (инт. 6785-6795 м). Отмечается пигментация эпигенетических минеральных новообразований (гипса, ангидрита, доломита, кальцита, реже кварца и др.) и сплошное окрашивание вторичных минералов в желтый цвет (инт. 7047-7050 м) или зональное по зонам роста ромбоэдров (инт. 6871-6876 м). Случаи зонального окрашивания указывают на возможно пульсационный (прерывистый) характер поступления в пласт-коллектор углеводородных флюидов с пластовыми водами; соответственно происходила периодическая адсорбция жидких углеводородов эпигенетическими кристаллами доломита во время их роста.

Проведенное исследование позволило предположить, что в силурийских отложениях зафиксированы пиробитумы, продукты деструкции массивной залежи нефти, существовавшей на глубинах 6200-7057 м. В связи с высокими современными температурами (более 150°C) и особенно палеотемпературами (более 180°C) пород, наличием сульфатов и сероводорода, свидетельствующих о проявлении окислительно-восстановительных процессов в отложениях, такое предположение казалось правомочным. Из-за того, что скважина была остановлена в силурийских отложениях, зону генерации нефти не удалось идентифицировать. Из-за отсутствия витринита в породах степень катагенеза определялась по данным параметра Рок Эвал - T_{max}. Оказалось, что градация МК₄, соответствующая «deadline» по нефти, была достигнута еще на глубине 4,9 км.

Таким образом, предположения о высоких перспективах нефтеносности глубоководно погруженных силурийских отложений севера Печоро-Колвинского авлакогена в зоне Колвинского мегавала не подтвердились.

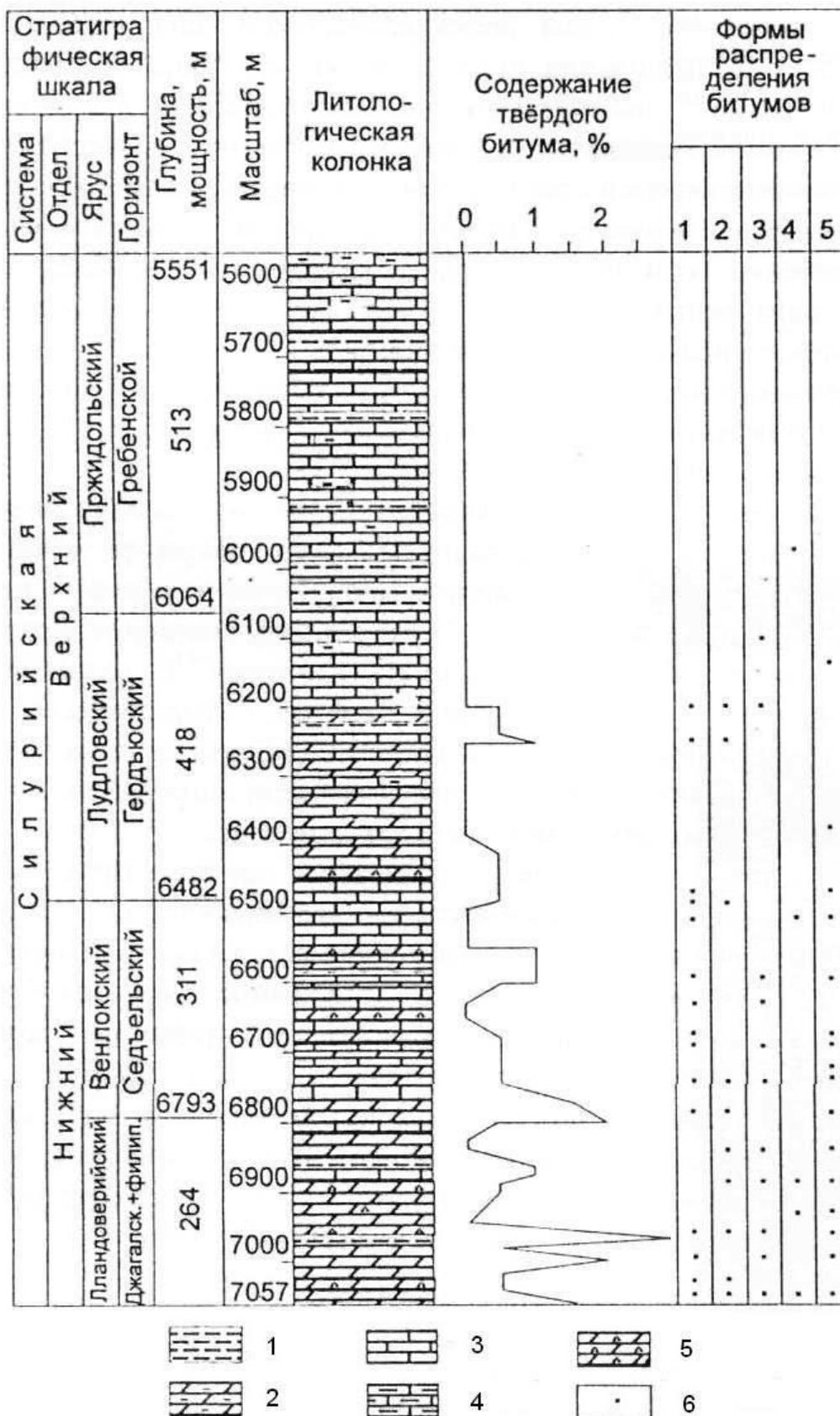


Рис. 2. Разрез Колвинской глубокой параметрической скважины инт. 5551-7057 м (Санфинова С.С., Карасева Т.В., 2000)

1 – аргиллиты; 2 – доломиты глинистые; 3 – известняки; 4 – известняки глинистые; 5 – ангидриты; 6 – присутствие твердых битумов.

Обнаружение значительных концентраций твердых битумов явилось одним и важных критериев оценки перспектив. Вероятно, явления разрушения нефтяных залежей могли быть обнаружены и в разрезах других скважин при детальном комплексном исследовании пород.

Широкое распространение твердых нерастворимых битумов в глубинных триас-юрских отложениях было также установлено по результатам изучения пород Тюменской СГ*-6 (7502 м) и Ен-Яхинской СГ-7 (8250 м) сверхглубоких скважин, пробуренных на севере Западной Сибири (рис. 3).

Относительно детально авторам удалось изучить только разрез Ен-Яхинской скважины, где в триасовом терригенном комплексе в интервале 5560-5740 м была выявлена зона скоплений практически нерастворимых в хлороформе битумов и сделано предположение о развитии разрушенной термальными процессами залежи нефти (рис. 4).

В породах по данным микропетрографических исследований установлены сходные с описанными выше виды заполнений битумами пустотного пространства: 1 – межзерновых каналов (прожилков), 2 – межзерновое (поры), 3 – межформенное (примазки), 4 – стилолитовых швов, 5 – трещин разного генезиса (часто в зернах полевых шпатов по трещинам спайности).

По результатам электронной микроскопии твердые битумы ранее представляли собой подвижную нефть, реликтовые натеки которой фиксируются до настоящего времени (рис. 5).

По геохимическим данным в изученных образцах содержание хлороформенных битумоидов составляет не более тысячных долей процента, петролейно-эфирные битумоиды отсутствуют. Параметр Рок Эвал S_1 в среднем равен 0,05 мг/г породы.

Палеозалежь нефти в витютинской свите триаса представлена довольно мощными пластами (до 11 м) мелко-среднезернистых песчаников к подошве которых приурочены (0,5-2 м) слои гравелитов. Песчаники расслаиваются слоями (0,7-4 м) аргиллитов и алевролитов. Пласты построены циклически, имеют трансгрессивный характер (гравелит – песчаник – алевролит – аргиллит). Наибольшая мощность в циклите связана с песчаниками. Мощность циклитов достигает 10-12 м. Они разделены пачками глинисто-алевролитовых пород мощностью 9-12 м.

* СГ – сверхглубокая скважина.

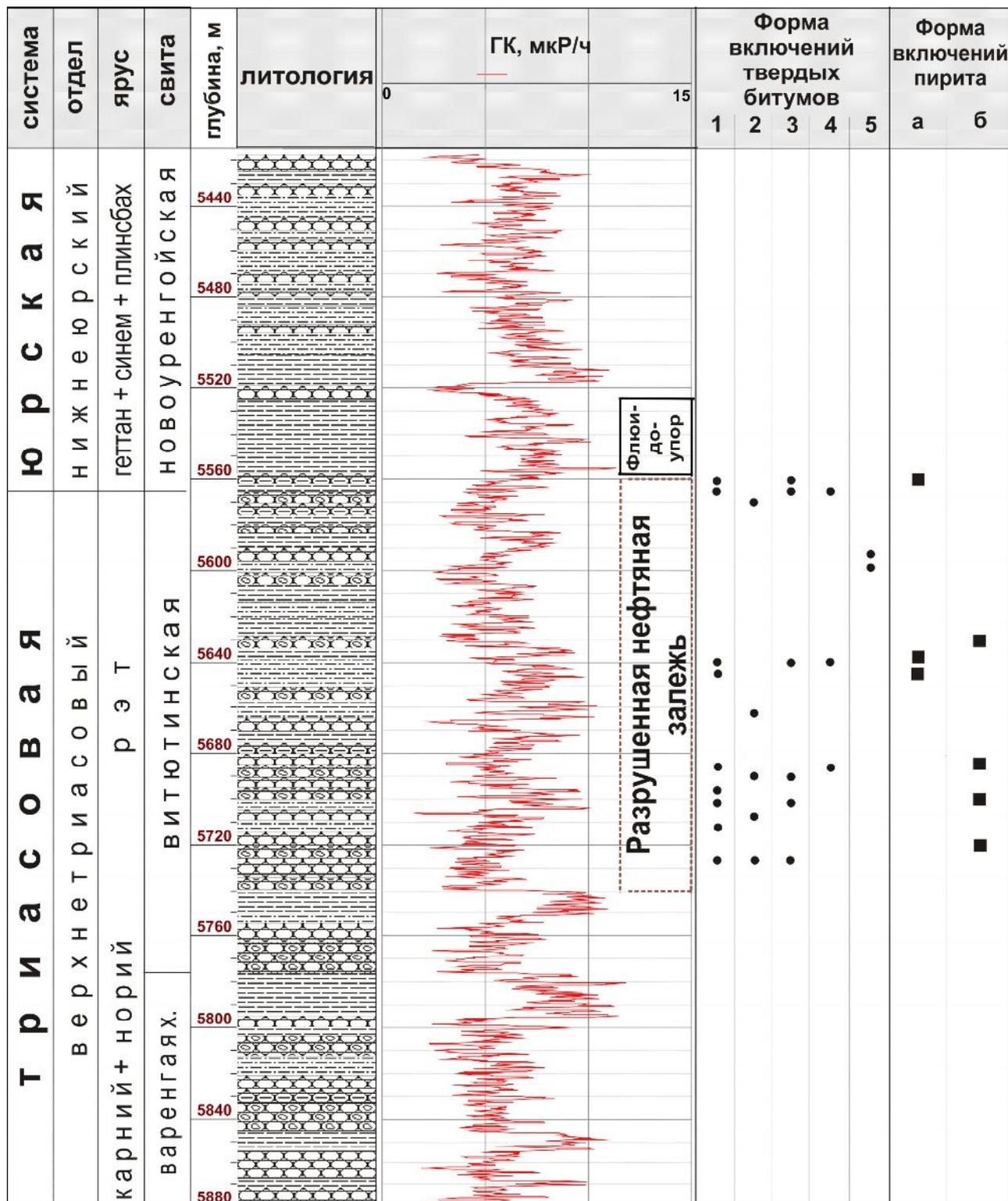


Рис. 4. Разрез Ен-Яхинской сверхглубокой скважины (инт. 5420-5880 м)
(Мещеряков К.А., Карасева Т.В., 2011)

1-5 - формы включений твердых битумов: 1 – прожилки, 2 – поры, 3 – примазки, 4 – стиллолитовые швы, 5 – трещины спайностей; формы включений пирита: а – единичные включения, б – скопления.

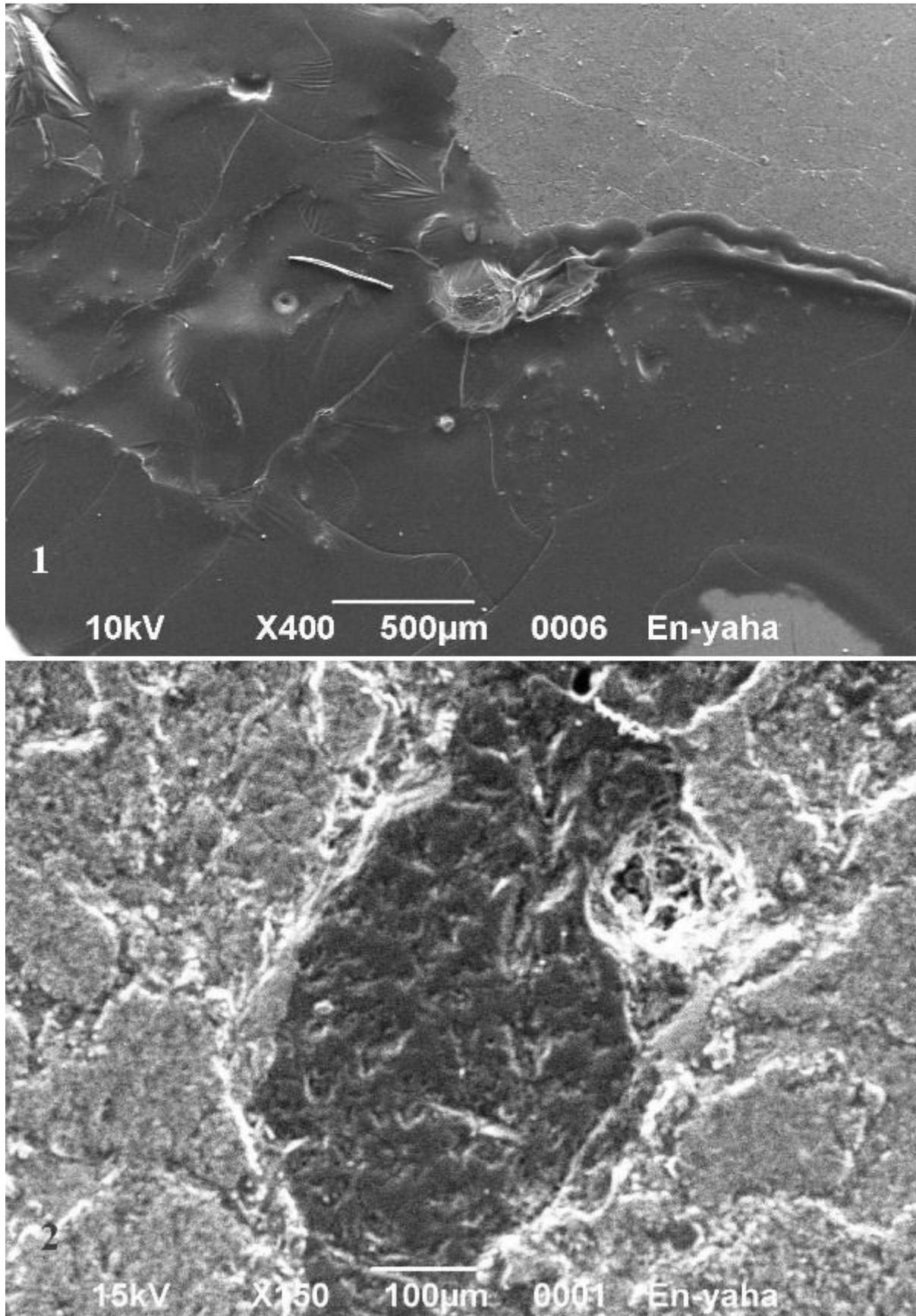


Рис. 5. Фото твердых битумов (Мещеряков К.А., 2011)

1 – глубина 5663 м; 2 – глубина 5685 м.

Коллекторы в залежи представлены в основном песчаниками и алевролитами. Песчаники серые, полимиктовые мелко- и среднезернистые нередко косослоистые. Слоистость чаще прямолинейная однонаправленная с углами наклона слойков $70-75^\circ$ и пологовогнутая. Кроме того, встречаются прослои с пологоволнистой и линзовидной слоистостью в случае переслаивания песчаников с аргиллитами и алевролитами. Обломочный материал в песчаниках составляет 80-95 %. В его составе обычно доминирует кварц, количество которого от 35-40 % до 45-55 %, редко больше. Полевые шпаты присутствуют всегда в количестве 10-12 %. Обломки пород составляют от 25 % до 50 %. Наблюдается обратная линейная связь между количеством кварца и количеством обломков пород.

Среди обломков пород преобладают кремнистые породы: силициты, фтаниты, микрокварциты. В небольшом количестве присутствуют обломки глинистых пород (3-5 %), обломки эффузивов основного состава (4-5 % редко больше), слюды 2-3 %. В отдельных прослоях встречен глауконит. Обломочный материал нередко плохо окатан, прослоями хорошо отсортирован. Цемент порово-пленочный, реже поровый, порово-базальный, по составу чаще смешанный: глинисто-кремнистый, глинисто-карбонатный, глинисто-битуминозный, кварцевый регенерационный, халцедон-кварцевый, глинистый (гидрослюдистый). Иногда к песчаникам приурочены микрослойки (линзы) угля. Алевролиты темно-серые мелкозернистые на глинистом цементе, нередко переслаиваются с аргиллитами. Здесь выявлена слоистость от горизонтальной до пологоволнистой параллельной. Состав обломочного материала такой же, как у песчаников. Встречаются прослои тонкого переслаивания мелко- и крупнозернистых алевролитов или мелкозернистых алевролитов и аргиллитов. Аргиллиты послойно алевритистые с примесью углистой пыли и углефицированного растительного шлама.

Залежь находилась в благоприятных структурных условиях (рис. 6). Современные коллекторские свойства палеозалежи, несмотря на большие глубины и высокую в связи с этим степень уплотнения пород, сохраняют повышенные значения пористости ($K_{п,ср}=8\%$, $K_{п,маx}=12,5\%$) и газопроницаемости ($K_{прг,ср}=0,095 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{прг,маx}=1,59 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), глинистость понижена (не более 17 %). В интервале развития коллекторов, вероятно, вследствие восстановительных свойств нефти повышена пиритизация, иногда пирит от единичных включений переходит в скопления. В ряде образцов зафиксировано снижение коллекторских свойств за счет развития битумов.

Над палеозалежью нефти в подошве новоуренгойской свиты нижнеюрского отдела выявлен флюидоупор (5524-5558 м), представленный аргиллитами темно-серыми до черных в разной степени алевритистыми, местами переходящих в углистые аргиллиты. Под палеозалежью нефти прослежена зона древнего водонефтяного контакта. В зоне водонефтяного контакта отмечается увеличение цементации пород преимущественно силикатным и карбонатным цементами. Коллекторские свойства резко уменьшаются: пористость – $K_{п,ср}=5,2\%$, проницаемость – $K_{пр,ср}=0,032 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В шлифах отмечены более активная коррозия зерен кварца и пеллитизация полевых шпатов.

Параметр T_{\max} (от 521 до 545°C) позволяет оценить стадию катагенеза органического вещества пород в зоне присутствия твердых битумов как начало апокатагенеза (АК_{1,2}).

Положение «deadline» по нефти, подтвержденное палеогеотермическими и пиролитическими исследованиями, находится на глубине 4,7-4,8 км (котухтинская свита) при значениях современных температур 125-130°C.

Наиболее вероятным источником нефти разрушенной залежи была нефтегазоматеринская свита, залегающая в интервале 6260-6504 м в пределах пурской свиты триаса (рис. 6). Нефтегенерационный потенциал свиты реализован, так как параметр T_{\max} (более 600°C) соответствует подстадии апокатагенеза. Несмотря на столь жесткие катагенетические условия газогенерационный потенциал реализован не полностью.

По результатам 1 D бассейнового моделирования установлено, что на глубине 2100 м нефтегазоматеринская свита Ен-Яхинского прогиба вступила в ГЗН и была в данной зоне до начала первой половины раннемеловой эпохи включительно. Процессы эмиграции нефтяных УВ из нефтегазоматеринской свиты вряд ли были затруднены в связи с развитием пластов песчаников и алевролитов, которые даже на больших глубинах проявляют повышенные коллекторские свойства. Основной объем эмигрировавших нефтяных УВ мог заполнить коллекторы вплоть до раннемеловых отложений, однако, скорее всего, процессы вертикальной миграции были ограничены благоприятным положением структурной ловушки в витютинских отложениях, где сформировавшаяся залежь с конца раннемелового времени при погружении начала подвергаться процессам термодеструкции нефтей. При погружении на глубину более 3600 м, начиная со второй половины раннемеловой эпохи, катагенетические преобразования ОВ нефтегазоматеринская свиты достигли градации МК₄, и свита вступила в главную зону газообразования. Относительно высокая плотность генерации газа (0,77 млрд. м³/км²) в нефтегазоматеринской свите могла обеспечить широкое развитие процессов вертикальной миграции УВ. Разрушение нефти в залежи витютинской

свиты, видимо, началось в конце раннего мела, этому могла способствовать миграция газообразных УВ.

Район бурения Ен-Яхинской скважины характеризуется широким диапазоном изменения фазового состояния залежей УВ. Здесь встречены как крупные газовые, так и нефтегазоконденсатные, газоконденсатные и нефтяные залежи УВ. При этом выявлялась тенденция повышенной нефтеносности глубоких горизонтов. На Ен-Яхинском месторождении установлена нефтегазоносность от верхов тюменской свиты (нефть) средней юры до валанжинского яруса нижнего мела. Полученные данные не подтвердились, существовавшие представления о возможной нефтеносности ниже тюменской свиты показали повышенные перспективы только на нефть и газ.

Таким образом, в различных нефтегазоносных районах, вероятно, могут быть установлены разрушенные в результате погружения на большие глубины в зоны высоких температур залежи нефти. Обнаружение следов разрушения нефтей возможно по распространению твердых в основном нерастворимых в органических растворителях твердых битумов при комплексировании микропетрографических, геохимических и петрофизических исследований и проведении изучения на единых («комплексных») образцах пород. Скопление твердых битумов в терригенных и карбонатных породах-коллекторах на глубинах более 4-5 км является критерием развития зоны разрушения нефтей при прогнозе нефтегазоносности. Детальное изучение твердых битумов необходимо включать в комплекс методов изучения керна глубоких и сверхглубоких параметрических скважин.

Литература

Гольдберг И.С. Природные битумы СССР. - Л.: Недра, 1981.

Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. - М.: Недра, 1984. - 287 с.

Санфирова С.С., Карасёва (Белоконь) Т.В. Формы нахождения твердых битумов в силурийских отложениях Колвинской глубокой скважины как отражение процессов миграции, аккумуляции и деструкции нефти // Результаты глубокого и сверхглубокого бурения, проблемы нефтегазоносности и рудоносности. - Сборник научных трудов. – Пермь, 2000. - С. 81-87.

Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. - Л.: Недра, 1989.

Fang Hao. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang gas field, Sichuan Basin, China // AAPG Bulletin. - V. 92. - No. 5 (May 2008). - P. 611-637.

Heydary E. The role of Burial Diagenesis in Hedrocarbon Destruction and H₂S accumulayion, Upper Surassic Smackover Formation, Black Creek Field, Mississippi // AAPG, Bull. - 1997. - 81-1. - P. 26-45.

Рецензент: **Ибламинов Рустем Гильбрахманович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Mescheryakov K.A.

Perm State University, Perm, Russia, kostian_m@mail.ru

Karaseva T.V.

JSC «KamNIIKIGS», Perm, Russia, tvkaras@perm.ru

DETECTION OF DEEP-SEATED DESTROYED OIL POOLS

The problems of deep-seated bitumen occurrences are presented. The Kolva deep well and the Yen-Yakha ultradeep well descriptions may suggest that the insoluble bitumen accumulations below 5 km depth can be associated with the presence of destroyed oil pools.

Bitumen researching in deep seated oil habitat can help better define the deep border (thermal deadline) of oil stability limits.

Key words: oil, deep-seated deposits, insoluble bitumen, thermal deadline, deep and ultradeep wells.

References

Gol'dberg I.S. Prirodnye bitumy SSSR. - L.: Nedra, 1981.

Maksimov S.P., Dikenštejn G.H., Lodževskaâ M.I. Formirovanie i razmešenie zaležej nefi i gaza na bol'sih glubinah. - M.: Nedra, 1984. - 287 s.

Sanfirova S.S., Karasëva (Belokon') T.V. Formy nahoždeniã tverdyh bitumov v silurijskih otloženiãh Kolvinskoj glubokoj skvažiny kak otaženie processov migracii, akumulãcii i destrucii nefi // Rezul'taty glubokogo i sverhglubokogo bureniã, problemy neftegazonosnosti i rudonosnosti. - Sbornik naučnyh trudov. – Perm', 2000. - S. 81-87.

Sahibgareev R.S. Vtoričnye izmeneniã kollektorov v processe formirovaniã i razrušeniã nefiãnyh zaležej. - L.: Nedra, 1989.

Fang Hao. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang gas field, Sichuan Basin, China // AAPG Bulletin. - V. 92. - No. 5 (May 2008). - R. 611-637.

Heydary E. The role of Burial Diagenesis in Hedrocarbon Destruction and H₂S accumulayion, Upper Surassic Smackover Formation, Black Creek Field, Mississippi // AAPG, Bull. - 1997. - 81-1. - P. 26-45.

© Мещеряков К.А., Карасева Т.В., 2011