

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**"ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

**ТЮМЕНСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ  
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК**



# **СОСТОЯНИЕ, ТЕНДЕНЦИИ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*Материалы  
международной академической конференции*

Тюмень, 2018

УДК 550.3 (571.1)

ББК 26.2

С 667

*Редакционная коллегия:*

*С. И. Грачёв, д.т.н., заведующий кафедрой РЭНГМ ТИУ,  
председатель Тюменского отделения РАЕН (отв. ред.);*

*Л. Н. Бакановская, к.т.н., доцент кафедры КС ТИУ*

**С 667      Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового  
потенциала Западной Сибири [Текст] : материалы  
международной академической конференции ; отв. ред. С. И.  
Грачёв – Тюмень : ТИУ, 2018. - 287 с.**

ISBN

Материалы конференции представлены по направлениям: региональная геология и геофизика; геотехнологии, геотехника и геоэкология разработки недр; разработка месторождений углеводородного сырья; переработка и транспортировка углеводородного сырья; технология строительства нефтяных и газовых скважин; экология и охрана окружающей среды; кибернетика и интеллектуальные системы.

Издание предназначено для научных и инженерно-технических работников нефтегазовой отрасли, а также аспирантов и студентов технических вузов.

УДК 550.3 (571.1)

ББК 26.2

ISBN

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тюменский индустриальный университет", 2018

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Секция 1 Региональная геология и геофизика .....</b>	<b>9</b>
<i>Л. Н. Сенин, М. Н. Воскресенский, Г. И. Парыгин, Т. Е. Сенина</i>	
Применение аппаратно-программного комплекса «РЕГИСТР» при инженерно-сейсмических исследованиях антропогенных объектов (на примере здания института геофизики УРО РАН, г. Екатеринбург).....	9
<i>А. И. Подшивалов</i>	
Современное состояние Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции .....	16
<i>М. А. Степанова</i>	
Геологическое развитие Ярудейского вала.....	21
<i>А. Ю. Симачков</i>	
Аномальное поведение сейсмических волн в зонах АВПД на территории Западной Сибири.....	23
<i>А. А. Губайдуллин, О. Ю. Болдырева</i>	
Численное исследование процессов отражения и прохождения акустических волн в пористой среде с гидратосодержащим слоем .....	29
<b>Секция 2 Геотехнологии, геотехника и геоэкология разработки недр .....</b>	<b>35</b>
<i>П. М. Косьянов, В. Г. Краснов</i>	
Оптимизация параметров бурового инструмента для повышения его эффективности .....	35
<b>Секция 3 Разработка месторождений углеводородного сырья .....</b>	<b>41</b>
<i>О. Б. Бочаров, И. Г. Телегин</i>	
Численный анализ термокапиллярной пропитки при использовании различных функциональных параметров .....	41
<i>В. А. Блохин, А. Ю. Доросинский, А. К. Манжосов, А. Н. Маркин</i>	
Система контроля углекислотной коррозии в газовых средах .....	48
<i>Д. А. Бакин, И. Ю. Воробьев</i>	
Выбор оптимального способа разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей месторождения трудноизвлекаемых запасов на режиме истощения .....	55

*К. К. Курин*

Анализ влияния на пластовое давление анизотропных характеристик сеноманских литофаций Западной Сибири на основании динамики продвижения газовой контактной зоны в гидродинамической модели .... 58

*А. П. Романова, Д. С. Вячеслав, В. А. Трифонова*

Обоснование применения горизонтальных скважин для повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений..... 63

*Д. А. Харкин, Р. Ф. Кутдусов*

Комплексная технология разработки тонких подгазовых оторочек ..... 66

*А. М. Олейник, В. А. Попов, С. С. Семенов*

Технологические особенности создания геодинамического полигона на Чистинном нефтяном месторождении..... 69

*В. Ф. Томская, В. В. Инякин, К. О. Томский, И. И. Краснов*

Особенности выработки запасов нефти на месторождениях Республики Саха (Якутии) ..... 79

*А. П. Бицендин, М. В. Полянцева, Г. Э. Скримскис, С. В. Усачев*

Анализ эффективности работы горизонтальных скважин на Имилорском месторождении ..... 86

*Ю. С. Редько*

Анализ применения нестационарного заводнения на лицензионных участках месторождений ТПП «Урайнефтегаз» в 2017 г. .... 89

*К. А. Мещеряков, Т. В. Карасева, О. Ю. Мещерякова*

Разрушенная залежь нефти в разрезе сверхглубокой Ен-Яхинской скважины..... 92

*Н. А. Демяненко, В. Ю. Хорюшин, Т. А. Колова, Р. Ф. Мазитов, В. В. Халин*

Массированное воздействие потокоотклоняющими технологиями. Опыт и перспективы ..... 97

*А. П. Бицендин, М. В. Полянцева, Г. Э. Скримскис, С. В. Усачев*

Анализ эффективности применения растворов на углеводородной основе при бурении горизонтальных скважин на Имилорском месторождении ..... 108

энергетического комплекса и 80-летию Грайфера В. И. – Т.1. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. – С. 53-56.

**УДК 550.812**

**К. А. Мещеряков, Т. В. Карасева, О. Ю. Мещерякова**

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, г. Пермь*  
email: kostian\_m@mail.ru

## **РАЗРУШЕННАЯ ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В РАЗРЕЗЕ СВЕРХГЛУБОКОЙ ЕН-ЯХИНСКОЙ СКВАЖИНЫ**

**АННОТАЦИЯ.** В изученных разрезах ряда глубоких и сверхглубоких скважин на больших глубинах выявлены твердые нерастворимые битумы, продукты термальной деструкции нефтей. Разрушение наиболее крупной залежи зафиксировано в разрезе Ен-Яхинской сверхглубокой скважины, пробуренной на севере Западной Сибири. Рассмотрены основные факторы разрушения нефтей, параметры палеолоушки и источники нефтяных углеводородов (УВ). Сделан вывод о необходимости изучения твердых битумов в породах глубоких горизонтах для определения нижней границы существования нефтей, расположения нефтегазоматеринских свит и установления вероятных путей миграции углеводородов.

Формирования нефтегазоносности в глубокопогруженных (более 4–5 км) комплексах пород имеет большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности и прогноза фазового состояния УВ. Одной из особенностей таких отложений является частое присутствие нерастворимых твердых битумов (пиробитумов), вероятно, следов разрушения битумоидов и нефтяных залежей. Их изучению не придается большого значения, и такая ценная информация остается за пределами оценки перспектив нефтегазоносности района бурения.

В случае погружения 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, вызывающих появление твердых битумов (пиробитумов). За рубежом широко используется термин «deadline по нефти», означающий глубинную границу существования нефтей, которая проявляется при отражательной способности витринита  $R^0 = 1,2–1,4\%$  (МК<sub>4</sub>).

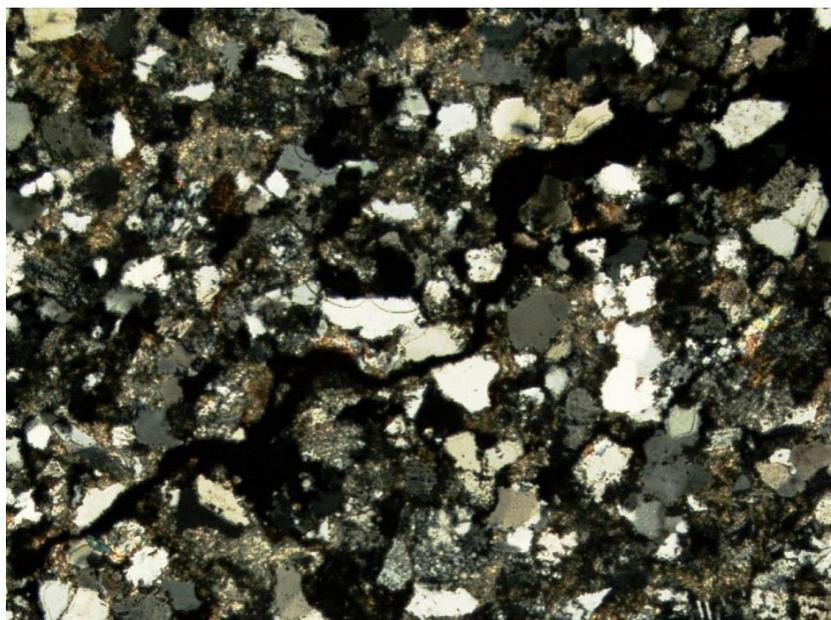
В ряде случаев на больших глубинах в условиях повышенных температур активизируются окислительно-восстановительные процессы, также вызывающие разрушение нефтей. В частности, такое явление было

отмечено для формации Шмаковер (США), что существенно изменило представления о ее нефтеперспективности [1]. В процессе деструкции нефтей могут образовываться не только битумы, но и углеводородные газы. Недавно в Китае на глубине 5 км была обнаружена газовая залежь, сопровождающаяся проявлениями битумов [2].

Широкое распространение твердых нерастворимых битумов в глубинных триас-юрских отложениях было установлено по результатам изучения пород Тюменской (7502 м) и Ен-Яхинской (8250 м) сверхглубоких скважин, пробуренных на севере Западной Сибири. В разрезе находящейся в бурении Гыданской скважины, ниже 5,5 км, такие битумы были обнаружены только в виде следов. Относительно детально авторам удалось изучить только разрез Ен-Яхинской скважины, где в триасовом терригенном комплексе в интервале 5560–5740 м была выявлена зона скопления практически нерастворимых в хлороформе битумов (рисунки 1, 2), и сделано предположение о развитии разрушенной термальными процессами залежи нефти. В породах по данным микропетрографических исследований установлены разные типы заполнений битумами пустотного пространства: 1 – прожилков (межзерновых каналов), 2 – пор (межзерновое), 3 – в виде примазок (межформенное), 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 (рисунок 3). 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.

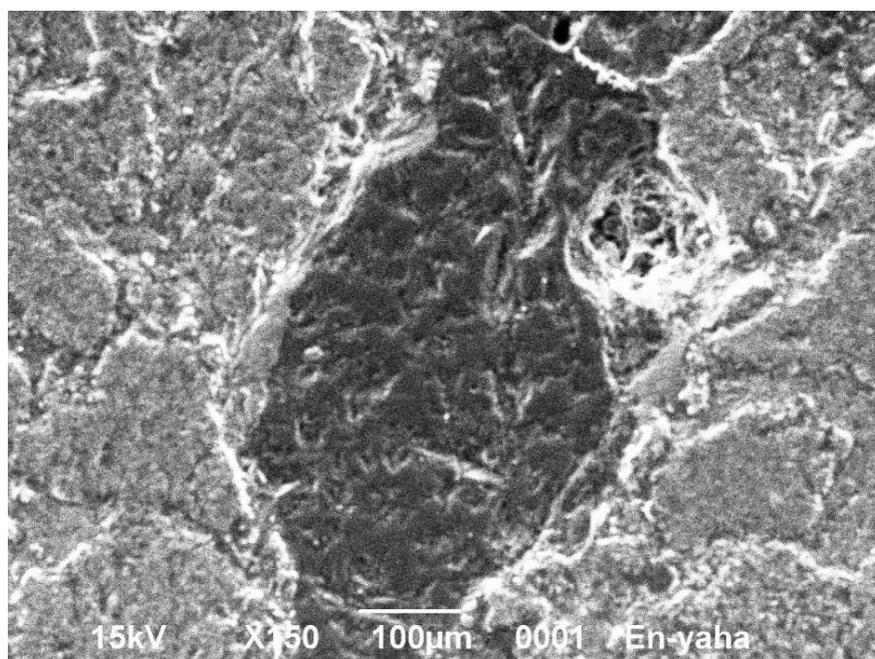


*Рис. 1* - Битум в песчанике образец № 1517, проходящий свет, увеличение 50 раз (глубина 5663 м)



*Рис. 2* - Битум в песчанике образец № 1517, николи скрещены, увеличение 50 раз

Палеозалежь нефти была диагностирована в витютинской свите триаса и 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.



*Рис. 3* - Битум в трещине песчаника образец № 1517

Залежь находилась в благоприятных структурных условиях. Современные коллекторские свойства палеозалежи, несмотря на большие глубины и высокую в связи с этим степень уплотнения пород, сохраняют повышенные значения пористости ( $K_{п\text{ср}} = 8\%$ ,  $K_{п\text{макс}} = 12,5\%$ ) и газопроницаемости ( $K_{прг\text{ср}} = 0,095 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $K_{прг\text{макс}} = 1,59 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ), 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 переходящими в углистые аргиллиты. Под палеозалежью нефти прослежена зона древнего водонефтяного контакта (ВНК). В зоне ВНК отмечается увеличение цементации пород преимущественно силикатным и карбонатным цементами. Коллекторские свойства резко уменьшаются: пористость  $K_{п\text{ср}}$  равна 5,2%, проницаемость  $K_{прг\text{ср}} = 0,032 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . В шлифах отмечены более активная коррозия зерен кварца и пеллитизация полевых шпатов.

Параметр  $T_{\text{макс}}$  (от 521 до 545 °С) позволяет оценить стадию катагенеза ОВ пород в зоне присутствия твердых битумов как начало апокатагенеза ( $AK_{1-2}$ ). 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 °С.

Наиболее вероятным источником нефти разрушенной залежи была нефтегазоматеринская (НГМ) свита, залегающая в интервале 6260–6504 м в пределах пурской свиты триаса [3]. Нефтегенерационный потенциал свиты реализован, т. к. параметр  $T_{\text{макс}}$  (более 600 °С) соответствует подстадии апокатагенеза. Несмотря на столь жесткие катагенетические условия, газогенерационный потенциал реализован не полностью.

В Тимано-Печорской провинции, где пробурено значительное число скважин ниже 5 км, разрушенная залежь нефти была выявлена только в изученном нами детально разрезе Колвинской глубокой параметрической скважины (забой 7057 м), пробуренной в Ненецком автономном округе Архангельской области в 165 км юго-восточнее г. Нарьян-Мара. Залежь нефти, существовавшая в карбонатных породах на глубинах 6200–7057 м, в связи с высокими современными температурами (более 150 °С) и особенно палеотемпературами (более 180 °С) пород, была разрушена. Также это подтверждается наличием сульфатов и сероводорода, свидетельствующих о проявлении окислительно-восстановительных

процессов в отложениях [4]. По данным параметра Рок Эвал  $T_{max}$  градация МК<sub>4</sub>, соответствующая «deadline» по нефти, была достигнута еще на глубине 4,9 км. В результате, предположения о высоких перспективах нефтеносности глубокопогруженных силурийских отложений севера Печоро-Колвинского авлакогена в зоне Колвинского мегавала не подтвердились.

Таким образом, в различных нефтегазоносных районах могут быть широко распространены разрушенные в результате погружения на большие глубины в зоны высоких температур залежи нефти. Обнаружение следов разрушения нефтей возможно по распространению твердых битумов, в основном нерастворимых в органических растворителях, 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 в керне глубоких и сверхглубоких параметрических скважин может дать ценную информацию о глубинной границе существования нефтей, расположению нефтегазоматеринских свит и вероятных путей миграции УВ.

***Работа подготовлена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00476.***

## ЛИТЕРАТУРА

1. Heydary, E. The role of Burial Diagenesis in Hydrocarbon Destruction and H<sub>2</sub>S accumulation, Upper Jurassic Smackover Formation, Black Creek Field, Mississippi / E. Heydary // AAPG Bulletin. – 1997. – № 81. – P. 26-45.
2. Fang, H. Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang gas field, Sichuan Basin, China / H. Fang // AAPG Bulletin. – Vol. 92. – № 5 (May 2008). – P. 611-637.
3. Карасева, Т. В. Характеристика генерационно-аккумуляционных углеводородных систем в глубокопогруженных отложениях севера Западной Сибири [Текст] / Т. В. Карасева, Г. Л. Беляева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 3. – С. 33-37.
4. Мещеряков, К. А. Особенности обнаружения разрушенных залежей на больших глубинах [Текст] / К. А. Мещеряков, Т. В. Карасева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – С. 11-26.