

Комплексный подход к интерпретации данных керн/ГИС для изучения трещиноватости отложений Березовской свиты на месторождениях Западной Сибири

Калабин А.А., Митрофанов Д.А., Гордеев А.О.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлены подходы, разработанные при интерпретации естественной трещиноватости, проявляющейся в кремнистых отложениях Березовской свиты на месторождениях Западно-Сибирского бассейна. Изучение выполнялось на керновом материале и данных записей методов геофизических исследований (ГИС).

В результате исследования трещин на керне были идентифицированы небольшие макротрещины и микротрещиноватость, проведена типизация и классификация трещин по генетическим признакам, выполнено детальное изучение трещинного пространства и связанные с ним вторичные процессы минералообразования.

Комплексирование результатов изучения кернового материала и данных ГИС позволило выделить естественные трещины, пропущенные при первичной интерпретации микроимиджеров, исключить ошибочно выделенные и техногенные трещины, ориентировать в пространстве трещины, выделенные на керне, а также выйти за границы разрешающей способности приборов и спрогнозировать по ГИС интенсивную трещиноватость малых размеров.

Материалы и методы

Материалы: результаты разномасштабного изучения трещин на керне, методы геофизических исследований скважин (микроимиджеры, акустический каротаж АКШ).

Методы: комплексирование, макроописание кернового материала, классификация трещин по генетическим признакам, интерпретация трещин по данным ГИС.

Ключевые слова

Березовская свита, кремнисто-глинистые отложения, трещиноватость, переинтерпретация, микроимиджеры, Quanta Geo, FMI, D-OBMI, акустический каротаж, Sonic Scanner, анизотропия, керн

Для цитирования

Калабин А.А., Митрофанов Д.А., Гордеев А.О. Комплексный подход к интерпретации данных керн/ГИС для изучения трещиноватости отложений Березовской свиты на месторождениях Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 52–55.

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-52-55

Поступила в редакцию: 11.11.2021

GEOLOGY

UDC 553.98.061.43 | Original Paper

An integrated approach to core & logging data interpretation to study the fracturing of Berezovsky reservoirs of West Siberian fields

Kalabin A.A., Mitrofanov D.A., Gordeev A.O.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the approaches to the interpretation of natural fracturing based on the core and special logging materials.

Multi-scale core studies of fracturing allow to describe micro-fracturing and small macro-fractures, as well as to classify the types of large macro-fractures, to study the features of the void space, assess the influence of diagenetic processes, and quite reliably classify the fractures according to their genetic characteristics, or to classify them as human-induced.

Integration of core and logging data allowed to define orientation of fractures interpreted from the core, to identify the fractures overlooked during the initial interpretation of microimagers data, to exclude false and induced fractures, as well as to go beyond the tools' resolution and estimate intense small-scale fracturing.

Materials and methods

Materials: the results of a core-based multi-scale study of fractures and special logging methods (microimagers, full-wave sonic log).

Methods: integration, macro-description of core materials, classification of fractures by genetic characteristics, interpretation of fractures by well logging data.

Keywords

Berezovsky formation, siliceous-clayey deposits, fracturing, reinterpretation, microimagers, Quanta Geo, FMI, D-OBMI, sonic logging, Sonic Scanner, anisotropy, core

For citation

Kalabin A.A., Mitrofanov D.A., Gordeev A.O. An integrated approach to core & logging data interpretation to study the fracturing of Berezovsky reservoirs of West Siberian fields. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 52–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-52-55

Received: 11.11.2021

Кремнисто-глинистые породы Березовской свиты центральной части Западной Сибири характеризуются наличием естественной трещиноватости [1, 2], которая в условиях ультранизкой матричной проницаемости опоксидных пород является необходимым условием получения промышленных дебитов газа. В этой связи вопрос качественного изучения трещиноватости пород играет особую роль.

Результаты детального анализа особенностей седиментации и тектонического развития территорий на региональном уровне [1], а также использование разномасштабного подхода к изучению естественной трещиноватости на керне [2] позволили выявить несколько типов трещиноватости пород Березовской свиты. При этом были определены параметры трещин, генезис, взаимодействие разных систем между собой, их стадильность, установлены характерные процессы вторичного минералообразования, развитые по трещинам и околотрещинному пространству, и их преобладающее влияние на фильтрационные свойства резервуара.

С целью перехода от изученных интервалов к разрезам, не охваченным керновыми исследованиями, был разработан и реализован комплексный подход к интерпретации трещиноватости по данным кернового материала и специальных методов геофизических

исследований скважин (микроимиджеров, акустического каротажа АКШ).

Хорошее качество данных Quanta Geo позволяет выполнять задачи интерпретации:

- определение углов и азимутов падения геологических объектов для всего интервала исследования;
- проведение структурного анализа;
- определение направления максимального и минимального горизонтального напряжения;
- оценка трещиноватости.

Данные FMI и D-OBMI позволяют провести литологический анализ с выделением отдельных прослоев до 1 см и выделением только крупных трещин и разломов.

По данным Sonic Scanner возможно выделение только интервалов (более 15 см) вертикальной (НТИ) анизотропии и сопоставление их с интервалами вертикальной или наклонной трещиноватости.

Перед проведением взаимной интерпретации и оценки параметров трещиноватости по данным керна и специальных методов ГИС необходимо понимать различия в разномасштабности методов и имеющиеся ограничения для выделения и типизации трещин [4]. Выходные параметры трещин, которые возможно получить по каждому из методов, приведены в таблице 1.

Переинтерпретация имиджеров в части

выделения трещиноватости подразумевает пересмотр всего интервала записи, оценку достоверности выделенных трещин при оперативной интерпретации и довыделение пропущенных трещин.

Большинство опорных скважин с записью микроимиджеров пробурены на растворах углеводородной основы (РУО). Основные отличия связаны с сопротивлением заполняющей жидкости открытых трещин. Так, открытые трещины в скважинах на РУО будут сопоставимы залеченным высокоомным минералом и обладать повышенным сопротивлением, в то время как в скважинах на растворах водной основы (РВО) открытые трещины наоборот будут обладать пониженным сопротивлением.

При взаимной интерпретации трещин по данным керна и микроимиджеров необходимо учитывать, что трещины описываются в 2D-плоскости и их угол задается относительно оси керна, в то время как в пространстве и на имиджерах данные трещины могут иметь отличающиеся углы падения. Прямое сопоставление углов трещин, определенных по керну и на имиджерах, возможно при условии наличия литологических несогласий по оси трещины. На рисунке 1 схематично представлены варианты отображения трещин на керне, имиджерах и в объеме по результатам проведения томографии.

Табл. 1. Типизация трещин по результатам изучения керна, данных микроимиджеров и АКШ
Tab. 1. Fracture typification based on the results of core study, microimagers and Sonic Scanner data

	Керн	Электрическими микроимиджерами (Q-Geo, DOBMI)	АКШ (Sonic Scanner)
Пример выделяемых трещин			
Разрешающая способность (выделяемых трещин)	длина больше 0,1 см ∠° любой (относительно керна)	длина трещины от 30 см ∠° меньше или больше 90°	Интервалы вертикальной анизотропии (трещиноватости) от 15 см
Направление трещин (С-Ю)	нет возможности определить (кern не ориентирован)	с точностью ± 2° (отдельно выделяемых трещин)	преобладающее направление НТИ анизотропии
Определение угла трещины	только относительно оси керна	+	угол не определяется
Типизация трещин	- открытые/закрытые - тектонические - кливажа/разрыва - техногенные (исключены) - литогенетические	- тектонические - техногенные - литогенетические (по границам пропластков)	только как интервалы НТИ анизотропии

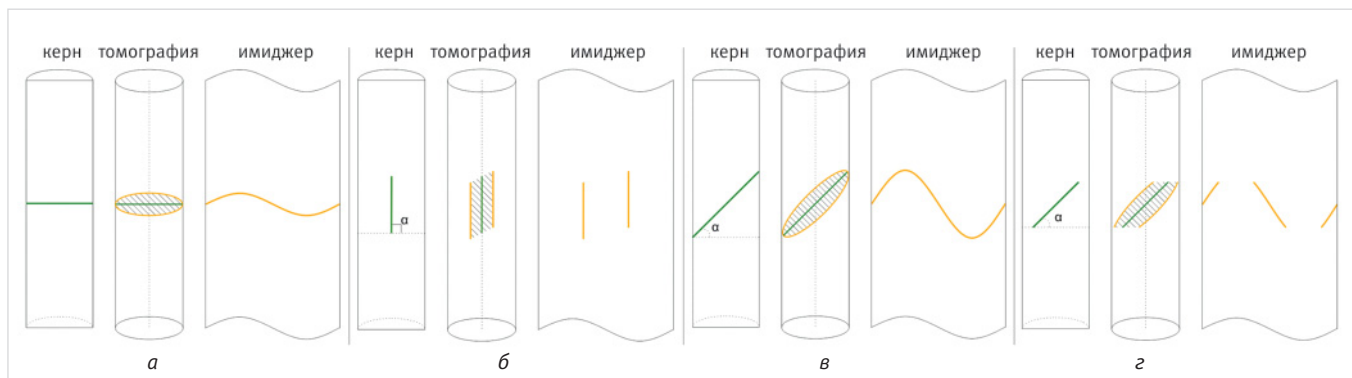


Рис. 1. Схематичное отображение трещин с разными углами падения на керне, методах томографии и микроимиджерах: а — горизонтальная; б — вертикальная; в — полносекущая под углом α ; г — частичносекущая под углом к α
Fig. 1. Schematic representation of fractures with different angles of incidence on core, tomography methods and microimagers: a — horizontal; б — vertical; в — full-secant at an angle α ; г — partially-secant at an angle to α

Так, субгоризонтальные трещины, выделяемые на керне, могут иметь различный угол падения ввиду того, что на фотографии керны мы видим только секущую часть (рис. 1 а–в). Короткие трещины, не секущие всю колонку керна, будут отображаться на имиджерах как части синусоиды (рис. 1 г).

Для задач переинтерпретации данных микроимиджеров при оценке параметров трещиноватости, выделенной по керну, разработан алгоритм выделения и характеристики трещин. На первом этапе проводится детальная увязка керна к данным имиджеров на основе прямого сопоставления и выделения реперных интервалов [3]. Параллельно проводится контроль глубин керна и отобранных образцов, коррекция последовательности выноса и укладки (рис. 2).

Далее проводится сопоставление крупных трещин или разломов, выделенных по микроимиджерам и/или керну.

1. В случае, когда трещины выделяются как по керну, так и по имиджерам:
 - длина трещины, угол, азимут принимаются по микроимиджерам;
 - типизация и параметры трещин принимаются по керну.
2. В случае, когда трещины выделены по имиджерам, но не описаны по керну:
 - данные трещины исключаются из интерпретации, т.к. трещины могут быть наведенными по результатам обработки микроимиджеров либо относиться к техногенным по результатам анализа по керну.
3. В случае, когда трещины выделены по керну, но пропущены или не учтены на имиджерах:
 - трещины выделяются по имиджерам;
 - угол, азимут и длина трещины определяются по имиджеру;
 - типизация и параметры трещины принимаются по керну.

Следующим шагом проводится определение интервалов трещиноватости (мелких трещин), выделенных на керне, но не зафиксированных по имиджерам:

- сопоставляется и ассоциируется трещинный интервал на имиджере (рис. 3);
- плотность трещин, типизация и параметры для интервала принимаются по описанию керна;
- выделяются аналогичные интервалы на имиджерах и АКШ;
- преобладающее направление трещин в интервале принимается по АКШ или трендам.

На следующем этапе фиксируются литогенетические трещины, описанные по керну (рис. 4):

- направление литогенетических трещин по имиджерам принимается в соответствии с границами внутрипластовой слоистости;

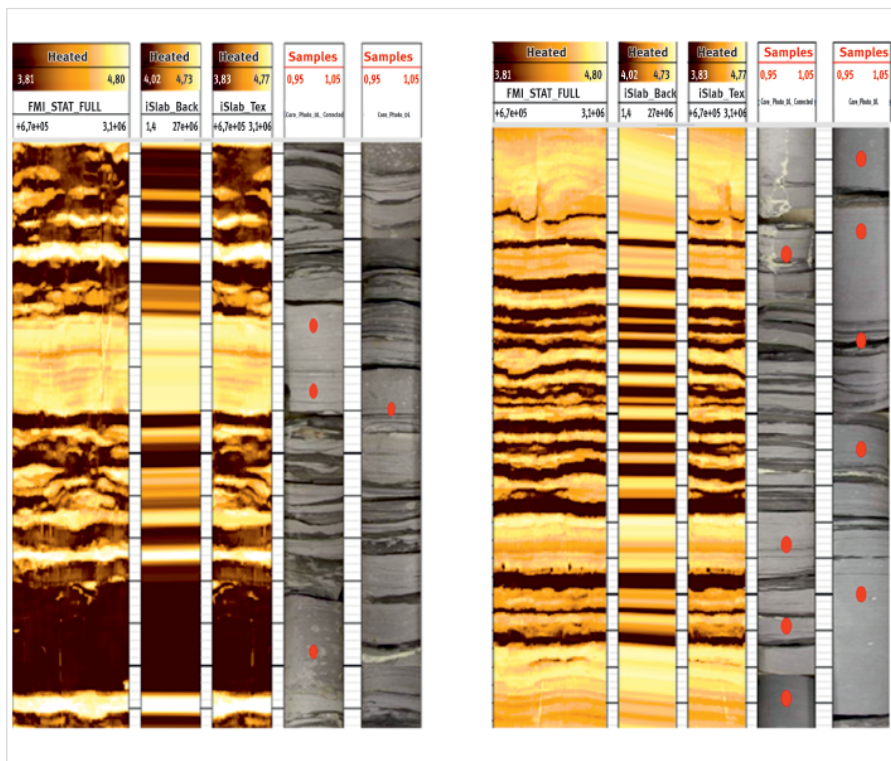


Рис. 2. Пример детальной увязки керна и микроимиджеров
Fig. 2. An example of detailed alignment of the core and microimagers

- принимаются параметры, замеренные по керновым исследованиям.

Для обеспечения описания разреза максимально достоверными исследованиями трещиноватости принят следующий алгоритм комбинирования интерпретации по керну и микроимиджерам (рис. 5).

При сопоставлении интенсивности НТI анизотропии по АКШ с трещиноватостью, выделенной по керну и микроимиджерам, на качественном уровне была отмечена хорошая корреляция, при анализе количественных определений интенсивности различными методами устойчивых связей выявлено не было. Вследствие этого данные о трещиноватости по АКШ были использованы в качестве вспомогательной, низко достоверной информации в условиях отсутствия каких-либо других источников.

Итоги

Обобщение данных специальных исследований керна, микроимиджеров и АКШ, в ходе интерпретации трещиноватости, позволило существенно повысить достоверность, идентифицировать системы трещин, находящиеся за пределами разрешающей способности приборов ГИС, определить параметры и

генетические типы трещин, определить направление и угол распространения трещин, выделенных на керне.

Выводы

Комплексирование разномасштабных методов определения параметров трещиноватости позволяет значительно увеличить статистику и качество определений данного параметра резервуара [5]. Наиболее достоверный комплекс исследований параметров трещиноватости включает в себя керновые исследования, запись высокоразрешающих имиджеров (Q-Geo) и кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (Sonic Scanner).

Наличие результирующего набора данных предоставляет возможность создать концептуальную модель развития систем трещин, определить факторы, влияющие на наличие того или иного типа трещин, выполнить площадной прогноз и определить наиболее перспективные участки залежей УВС.

Литература

1. Нассонова Н.В., Дистанова Л.Р., Калабин А.А., Девятка Н.П. Региональные и локальные факторы формирования

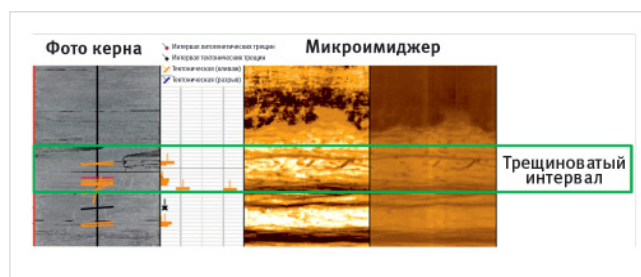


Рис. 3. Пример ассоциации трещиноватого интервала на имиджерах
Fig. 3. An example of a fractured interval association with the microimagers

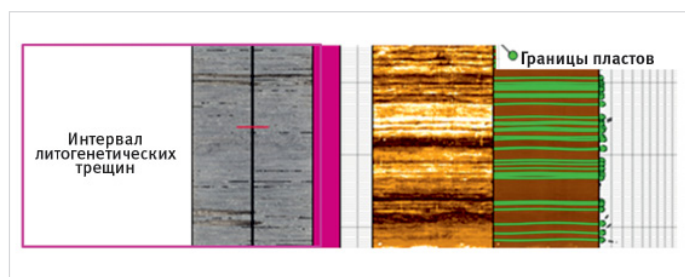


Рис. 4. Пример сопоставления интервала литогенетических трещин с электрическими имиджерами
Fig. 4. An example of the lithogenetic fractures interval matching with the microimagers

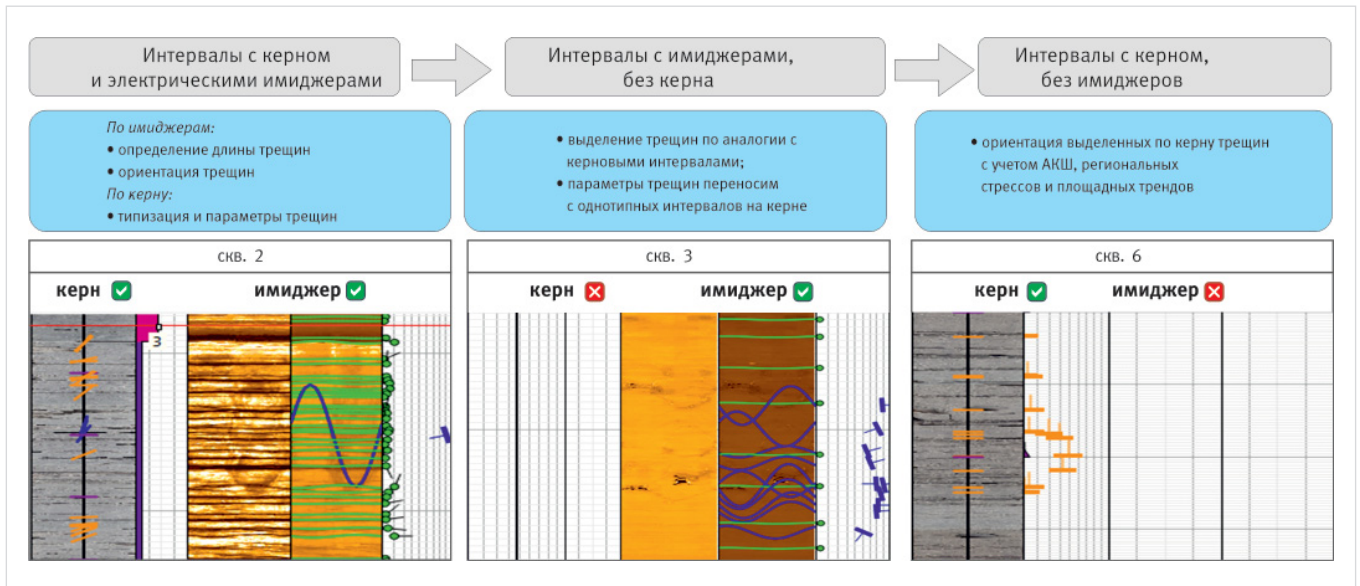


Рис. 5. Алгоритм комплексной интерпретации трещиноватости по данным ядра и ГИС
 Fig. 5. A complex fractures interpretation algorithm based on the core data and special logging methods

- трещиноватости в глинисто-кремнистых отложениях нижнеберезовской подсвиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020, № 1. С. 19–25.
2. Калабин А.А., Чертина К.Н., Нассонова Н.В., Девятка Н.П. Трещиноватость кремнисто-глинистых пород пласта НБ₁ Березовской свиты центральной части Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 30–33.
3. Зрячих Е.С., Сергеев М.С., Чугаева А.А., Лапоногов А.М. Использование метода электрического микросканирования для привязки полноразмерного ядра // Вестник Пермского университета. Геология. 2018. Том 17. № 1. С. 33–40.
4. Мусин К.М., Сингатуллина Р.Р., Хусаинов В.М. Комплексный подход к изучению трещиноватости карбонатных коллекторов // Neftegaz. RU. 2013. № 10. С. 40–43.
5. Beicip-Franlab. Природно-трещиноватые резервуары. От анализа и моделирования трещин к моделированию пласта и разработке месторождения. Курс лекций. Москва, 2007.

ENGLISH

Results

Integrating the SCAL, microimagers, and full-wave sonic data, as part of fracturing interpretation, made it possible to significantly increase the reliability, identify fracture systems that are beyond the logging tools' resolution, determine the parameters and genetic types of fractures, and define the direction and propagation angle of fractures identified on the core.

Conclusion

The combination of various-scale methods to determine the fracturing

parameters can significantly improve the statistics and quality of defining these reservoir parameter [5]. The most reliable set of fracture parameters studies includes core studies, high-resolution imagers (Q-Geo), and cross-dipole broadband sonic logging (Sonic Scanner). The resulting data set allows to build a conceptual model of fracture systems development, to determine the factors affecting the presence of one or another type of fracture, to make areal estimates, and to identify the most promising zones of hydrocarbon deposits.

References

1. Nassonova N.V., Distanova L.R., Kalabin A.A., Devyatka N.P. Regional and local factors of cracking formation in clay-silicon deposits of the Nizhneberozovskaya subsuite. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 1, P. 19–25. (In Russ).
2. Kalabin A.A., Chertina K.N., Nassonova N.V., Devyatka N.P. Fracturing of siliceous clayey rocks of the NB₁ formation of the Berozovskaya suite in the central part of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 30–31. (In Russ).
3. Zryachikha E.S., Sergeev M.S., Chugaevab A.A., Laponogovb A.M. Using the method of electrical microscanning for referencing a full-length core. Bulletin of Perm University. Geology, 2018, Vol. 17, issue 1, P. 33–40. (In Russ).
4. Musin K.M., Singatullina R.R., Khusainov V.M. An integrated approach to the study of fracturing of carbonate reservoirs. Neftegaz. RU, 2013, issue 10, P. 40–43. (In Russ).
5. Beicip-Franlab. Naturally fractured reservoirs. From fracture analysis and modeling to reservoir modeling and field development. Lecture course, Moscow, 2007. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Калабин Артемий Александрович, главный инженер проекта управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
 Для контактов: aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Митрофанов Денис Андреевич, главный специалист управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Гордеев Александр Олегович, главный менеджер управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kalabin Artemiy Aleksandrovich, chief project engineer, scientific and technical development division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
 Corresponding author: aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Mitrofanov Denis Andreevich, chief specialist, scientific and technical development division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Gordeev Aleksandr Olegovich, chief manager, scientific and technical development division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia