

## Закономерности развития зон трещиноватости в породах осадочного чехла Западной Сибири по результатам применения технологии «OilRiver», ГИС горизонтальных скважин и данных гидроразрыва пласта

Е.Д. Глухманчук\*, В.В. Крупицкий, А.В. Леонтьевский  
ООО «Центр геологического моделирования», Ханты-Мансийск, Россия

В статье приведены результаты теоретических и экспериментальных работ, описывающие закономерности образования трещинно-блоковых структур в платформенных областях. Приведенные примеры картирования таких структур в Западной Сибири на основе использования технологии «OilRiver» в полной мере соответствуют этим закономерностям. Целевое разбуривание закартированных зон трещиноватости горизонтальными скважинами свидетельствует о точности картирования 30-50 метров. По данным ГИС к зонам трещиноватости в юрских и меловых породах приурочены зоны карбонатизации, в связи с чем при проведении гидроразрыва пласта в 2,3 раза повышается вероятность получения «СТОП».

Точность и полнота картирования зон трещиноватости по технологии «OilRiver» открывает возможность использования каналов фильтрации в целях повышения рентабельности нефтедобычи.

**Ключевые слова:** трещинно-блоковые структуры, каналы фильтрации, трещинно-кавернозный коллектор, горизонтальные скважины, карбонатизация, гидроразрыв пласта

**Для цитирования:** Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. (2018). Закономерности развития зон трещиноватости в породах осадочного чехла Западной Сибири по результатам применения технологии «OilRiver», ГИС горизонтальных скважин и данных ГПП. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 222-2276. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.222-227>

В создании геологических моделей месторождений Западной Сибири больше внимания уделяется насыщению их литофациальными характеристиками, которые рассматриваются как основной фактор неоднородности природных резервуаров (Бастриков и др., 2012; Волостнов и др., 2011). Вместе с этим по результатам гидродинамических исследований (КВД скважин, трассерные исследования, гидропрослушивание скважин и т.п.) устанавливается, что в значительной степени в разрабатываемых пластах существуют внемоделльные высокопроницаемые протяженные каналы фильтрации, обусловленные трещиноватостью пород.

На ранних стадиях разработки этот фактор приводит к неравномерной выработке запасов, что не привлекает особого внимания разработчиков месторождений. Однако с началом заводнения, преждевременные высокоскоростные прорывы закачиваемой воды значительно осложняют создание фронта вытеснения нефти, что в итоге приводит к снижению КИН. Более того, по результатам комплексного анализа индикаторных исследований (около 20000 измерений) и коэффициента светопоглощения нефти в 23% всех измерений скорость движения воды в юрских и меловых коллекторах превышает 150 м/сут, что сопровождается резким падением скорости движения нефти (Саулей и др., 2010). В целом же более 40% измерений

фиксируют опережающее обводнение и прорывы воды, связанные с трещиноватостью пород.

Характерно то, что трещинная фильтрация проявляет себя не как рассеянный в пространстве фактор, а как сосредоточенные узкие каналы фильтрации, по которым происходят «кинжальные» прорывы воды. Чаще всего их формирование связывают с разрывом продуктивных пластов в результате закачки воды (Сурувец и др., 2015; Шпуров и др., 1997).

Локализация трещин в узкие протяженные зоны следует из закономерностей постадийного развития разрывных нарушений, которые на ранних этапах развития представляют собой зоны трещиноватости (Шерман, 1977). Для платформенных разрывов характерно образование сеток нарушений, тянущихся независимо от простираний слоев и складок в складчатом основании платформ (Гзовский, 1975). Моделирование трещинообразования в условиях, соответствующих деформациям пород осадочного чехла платформ, показывает образование систем трещин, образующих блоки четырехугольной формы (Рис. 1). При этом, в зависимости от мощности деформируемого слоя, размеры блоков устойчивы несмотря на дальнейшее увеличение деформаций (Ревуженко, 2000). Модальный характер распределения площадей блоков в массивах горных пород соответствует правилу «одинаковых площадей» (Рац, 1970). Таким образом, исходя из теоретических и экспериментальных данных в осадочном чехле Западной Сибири должна быть образована закономерная блоковая структура, образованная двумя системами разрывных нарушений.

\* Ответственный автор: Евгений Дмитриевич Глухманчук  
E-mail: [geomodeling@mail.ru](mailto:geomodeling@mail.ru)

© 2018 Коллектив авторов



Рис. 1. Образование блоковой структуры в условиях двухосного растяжения (Ревуженко, 2000)

**Характеристика зон трещиноватости по результатам целевой обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D**

В осадочном чехле Западной Сибири разрывные нарушения находятся в ранней стадии развития и представляют на 90-95% собой совокупность протяженных трещин, образующих зоны до 100 метров шириной. На этой стадии в связи с отсутствием признаков протяженного магистрального шва существенных вертикальных смещений блоков по ним не наблюдается, что препятствует их выявлению в результатах стандартной обработки сейсморазведочных данных. В этих условиях для их устойчивого картирования была разработана и применена целевая обработка и интерпретация сейсморазведочных данных в рамках технологии «OilRiver». Оригинальность технологии заключается в том, что информативными параметрами зон трещиноватости являются не абсолютные значения характеристик волнового поля, а неоднородность его структуры. Только в Западной Сибири по технологии изучена трещинно-блоковая структура более 40 эксплуатируемых месторождений и разведочных площадей. Накопленный объём промысловых и геофизических данных открывает возможность следующей обобщенной характеристики как самих зон трещиноватости, так и образуемых ими блоковых структур.

По результатам картирования трещинно-блоковых структур на основе применения технологии «OilRiver» выявлено преобладающее развитие одной генерации зон трещиноватости состоящей из двух систем (Глухманчук и др., 2016; Глухманчук и др., 2014). Вследствие этого в блоковой структуре месторождений преобладают блоки четырёхугольной формы с близким распределением площадей блоков (Рис. 2). Характерно также то, что размеры блоков (700-800 метров) составляют 1/2 мощности осадочного чехла на апт-сеноманское время активизации

тектонических деформаций. Эта характеристика блоковых структур обусловлена известной геомеханической зависимостью их размеров от глубины залегания компетентного слоя (в данном случае глубины залегания фундамента). В то же время редко, на отдельных месторождениях встречаются две генерации разрывных нарушений. Вторая генерация представлена дугообразными элементами, выгнутыми в восточном направлении. Максимальное их развитие отмечается на поднятиях. Элементы северо-западного и северо-восточного простирания менее деформированы, более протяженны и как правило ограничены субширотными элементами (Рис. 3). Субширотные элементы наиболее протяженные, с максимальным проявлением шовных признаков, в связи с чем часто сопровождаются вторичными непротяженными элементами.

В результате участия в формировании блоковой структуры двух генераций разрывных нарушений распределение площадей блоков существенно меняется (Рис. 2). Увеличение числа блоков наименьшей площади в этих условиях происходит за счёт образования блоков треугольной формы.

На прилагаемых рисунках прослеживается фрагментарная выраженность зон трещиноватости в структуре неоднородности волнового поля. Сопоставление с ГИС показало, что максимальные значения неоднородности приурочены к наиболее гидротермально проработанным, как правило, закарбонатизированным разломным узлам и участкам зон трещиноватости.

**Характеристика зон трещиноватости по данным ГИС горизонтальных скважин**

При таких размерах блоков большая часть горизонтальных скважин длиной горизонтального участка ствола до 1 км пересекает зоны трещиноватости. В результате средняя приведенная скорость прохождения индикатора к горизонтальным скважинам в 2,7 раза выше скорости прохождения индикатора к наклонно-направленным скважинам (Бахтияров и др., 2007). Скважины изучаются различными комплексами ГИС, с разной разрешенностью в плане характеристики зон трещиноватости. В данном случае рассматривались результаты стандартного каротажа, методов высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) и FMI.

В меловых породах (пласты АС) в поровых коллекторах с высокими ФЕС по результатам ВИКИЗ и радиоактивного каротажа (РК) зоны трещиноватости характеризуются как интервал порового коллектора, в

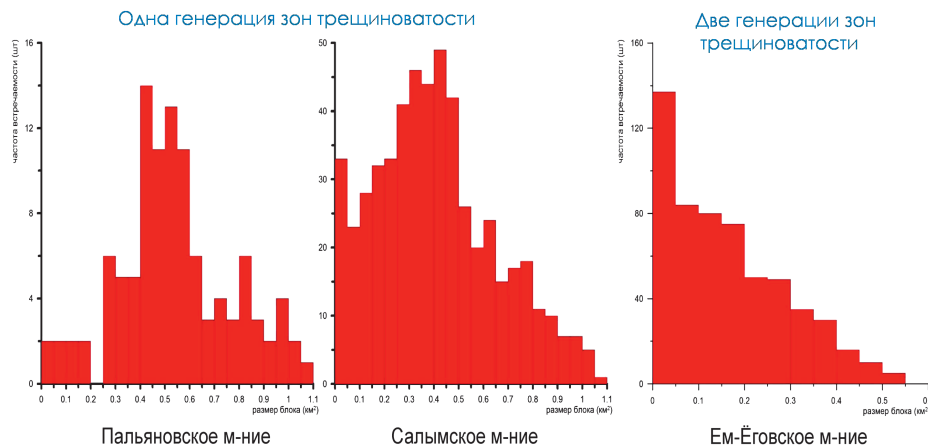


Рис. 2. Гистограммы распределения площадей блоков

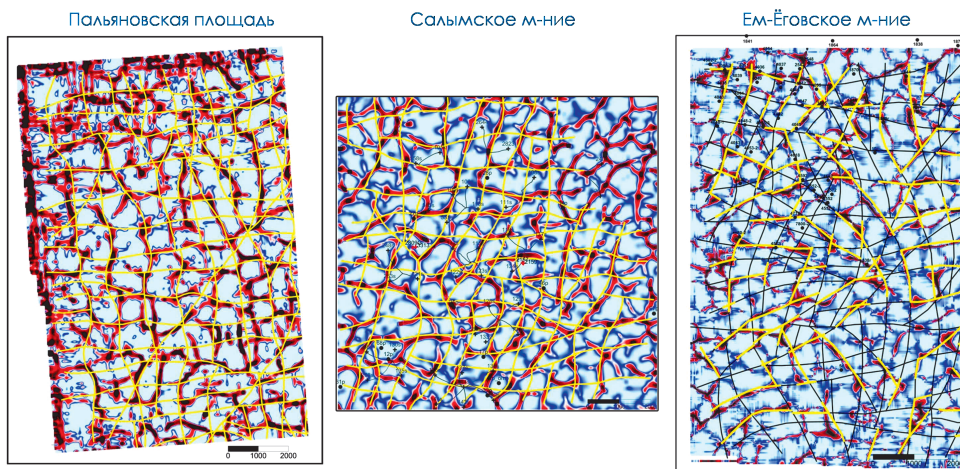


Рис. 3. Трещинно-блоковая структура месторождений соотношение с ней структуры неоднородности волнового поля

котором в данном случае отмечается 4 интервала карбонатизации на участке ствола длиной до 140 метров (Рис. 4). Уплотненность порового коллектора обусловлена его вторичной карбонатизацией, что в совокупности с наличием каналов фильтрации определяет зоны трещиноватости как потокоотклоняющие зоны.

В верхнеюрских породах (пласт Ю<sub>0</sub>, баженовская свита) после проведения картирования трещинно-блоковой структуры месторождения были пробурены две горизонтальные скважины (Рис. 5). Первая, субширотная пробурена непосредственно по зоне трещиноватости и пересекла разломный узел. Запись стандартного и радиоактивного методов в ней характеризуется крайней неустойчивостью, что свидетельствует о многочисленных пересечениях скважиной карбонатных тел. Наиболее интенсивно этот эффект выражен при полном совпадении ствола скважины с зоной трещиноватости в разломном узле. При удалении скважины до 50 метров от зоны трещиноватости неустойчивость записи исчезает и она приобретает стандартный вид. Из этого можно заключить, что ширина зоны трещиноватости составляет в породах баженовской свиты до 50 метров.

Вторая горизонтальная скважина, пробуренная субмеридианально пересекла две зоны трещиноватости перпендикулярно. В записи стандартного каротажа зоны выражены как участки карбонатизации пород шириной 1,5-2 метра (Рис. 5). В записи высокоразрешающего каротажа FMI в зоне трещиноватости зафиксировано до 25 субвертикальных трещин, простирающие и положение которых полностью совпадает с простираем закартированной зоны трещиноватости. Приведенные примеры

характеризуют зоны трещиноватости в баженовской свите как гидротермально проработанные закарбонатизированные участки, точность картирования которых по технологии «OilRiver» составляет первые десятки метров.

При разбуривании горизонтальными скважинами ранее закартированных зон трещиноватости субперпендикулярно в породах тюменской свиты в материалах каротажа (радиоактивные методы, акустический и плотностной каротажи) зоны трещиноватости проявляют себя как интервалы, отороченные вертикальными карбонатными телами (Рис. 6). При этом наиболее интенсивная карбонатизация отмечается во фрагментах зоны с высокой неоднородностью структуры волнового поля в интервале залегания пластов тюменской свиты. Характерно и то, что к закартированным зонам трещиноватости приурочены газовые аномалии, что свидетельствует о поступлении по зонам в залежь легких углеводородов.

При разбуривании горизонтальной скважиной зоны трещиноватости повдоль, в плотных и даже глинистых отложениях тюменской свиты отмечается 5 интервалов поглощения бурового раствора. Интенсивность поглощений составляла 5-7 м<sup>3</sup>/час, что осложняло проходку скважины вдоль зоны трещиноватости, свидетельствуя о наличии открытых трещин. Интенсивная закарбонатизированность пород (шириной 10 метров) в этой скважине отмечается в разломном узле, к которому, также как и ранее, приурочена аномалия структуры неоднородности волнового поля, отмеченная на карте красным и черным цветом (Рис. 7). Таким образом, и в пластах тюменской свиты зоны трещиноватости представляют собой совокупность участков карбонатизации пород и открытой трещиноватости.

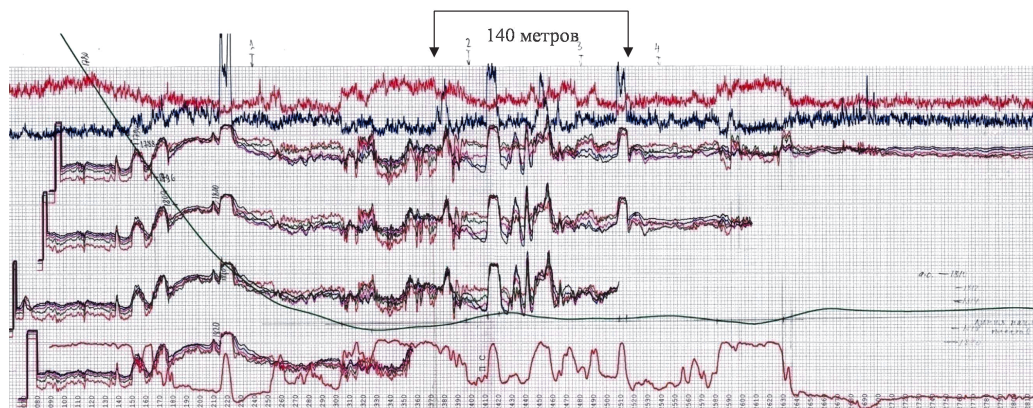


Рис. 4. Проявление зон трещиноватости в меловых отложениях (пласт АС) в данных каротажа горизонтальной скважины

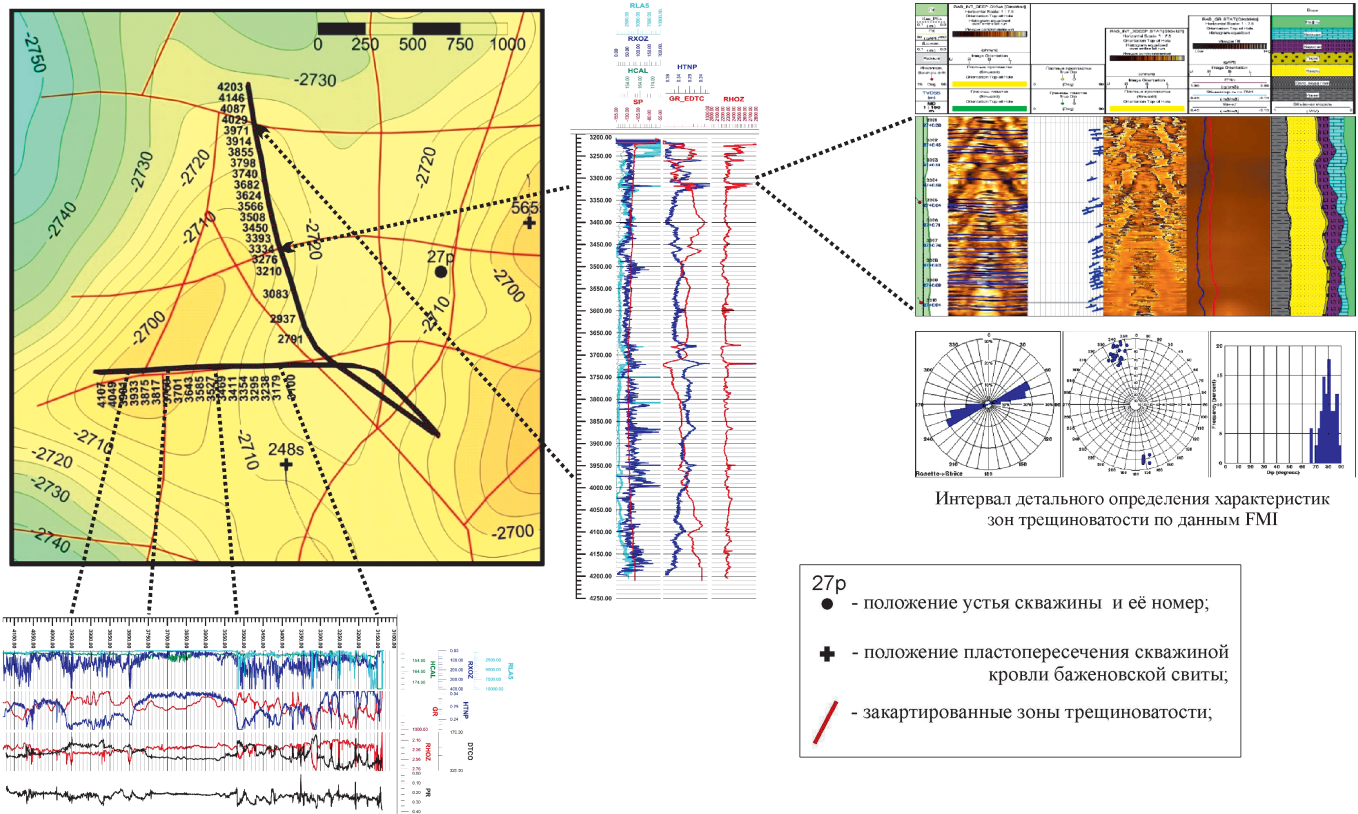


Рис. 5. Проявление зон трещиноватости в породах баженовской свиты по данным картожа горизонтальных скважин

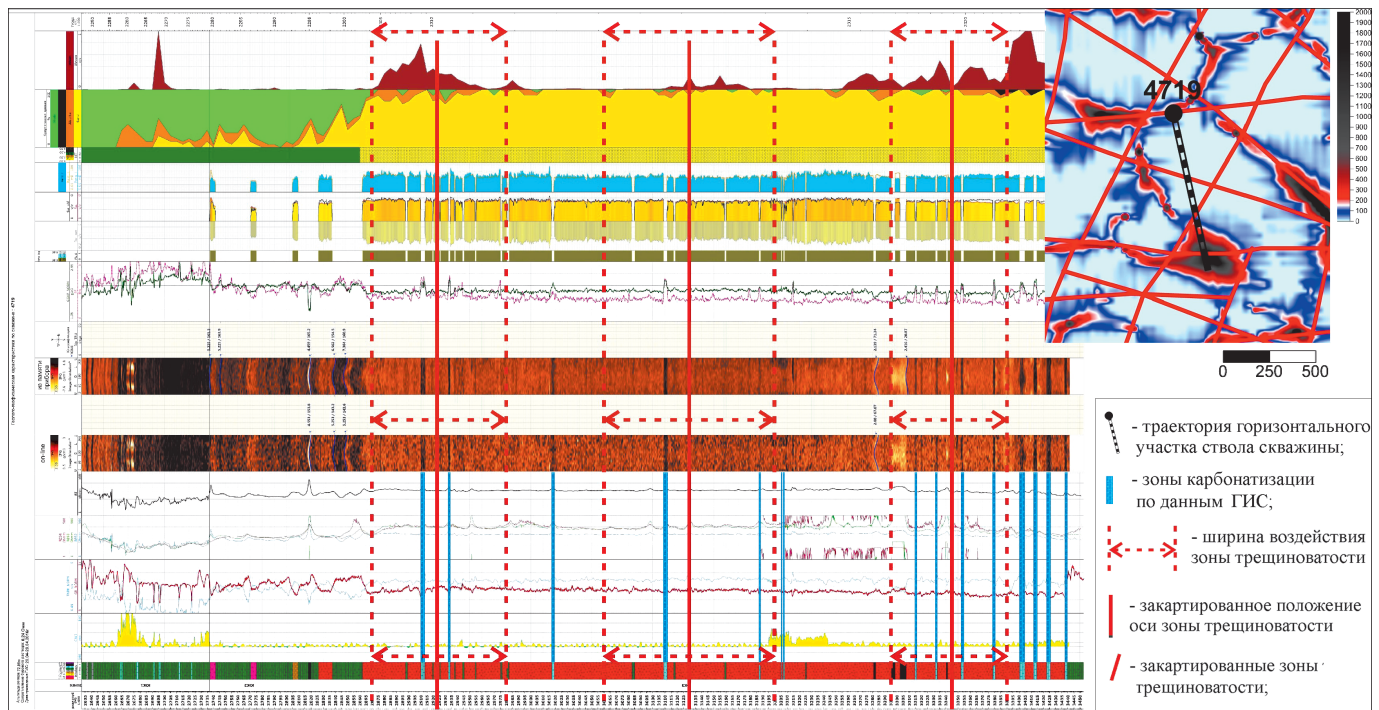


Рис. 6. Проявление зон трещиноватости в породах тюменской свиты по данным картожа горизонтальной скважины

### Характеристика зон трещиноватости по результатам проведения ГРП в горизонтальных скважинах

Сопоставление результатов 153 ГРП в пластах тюменской свиты с закартированными зонами трещиноватости показало, что вероятность получения «СТОП» при ГРП на расстоянии до 50 метров от осей зон повышена в 2,3 раза с 12 до 27%. При этом низкие (менее 90 Атм) давления закрытия трещин ГРП на расстоянии до 100 метров от оси зон встречаются на 53% чаще, что обеспечивает

максимальную устойчивость дебитов. Средний дебит одного перфорированного (эффективного) метра коллектора в этих скважинах выше в 1,5 раза. В целом по результатам анализа особенностей проведения ГРП в зонах трещиноватости следует отметить упрочнение (карбонатизацию) пород, препятствующее развитию техногенных трещин.

### Выводы

На месторождениях центральной части Западной Сибири преобладает одна генерация зон трещиноватости,

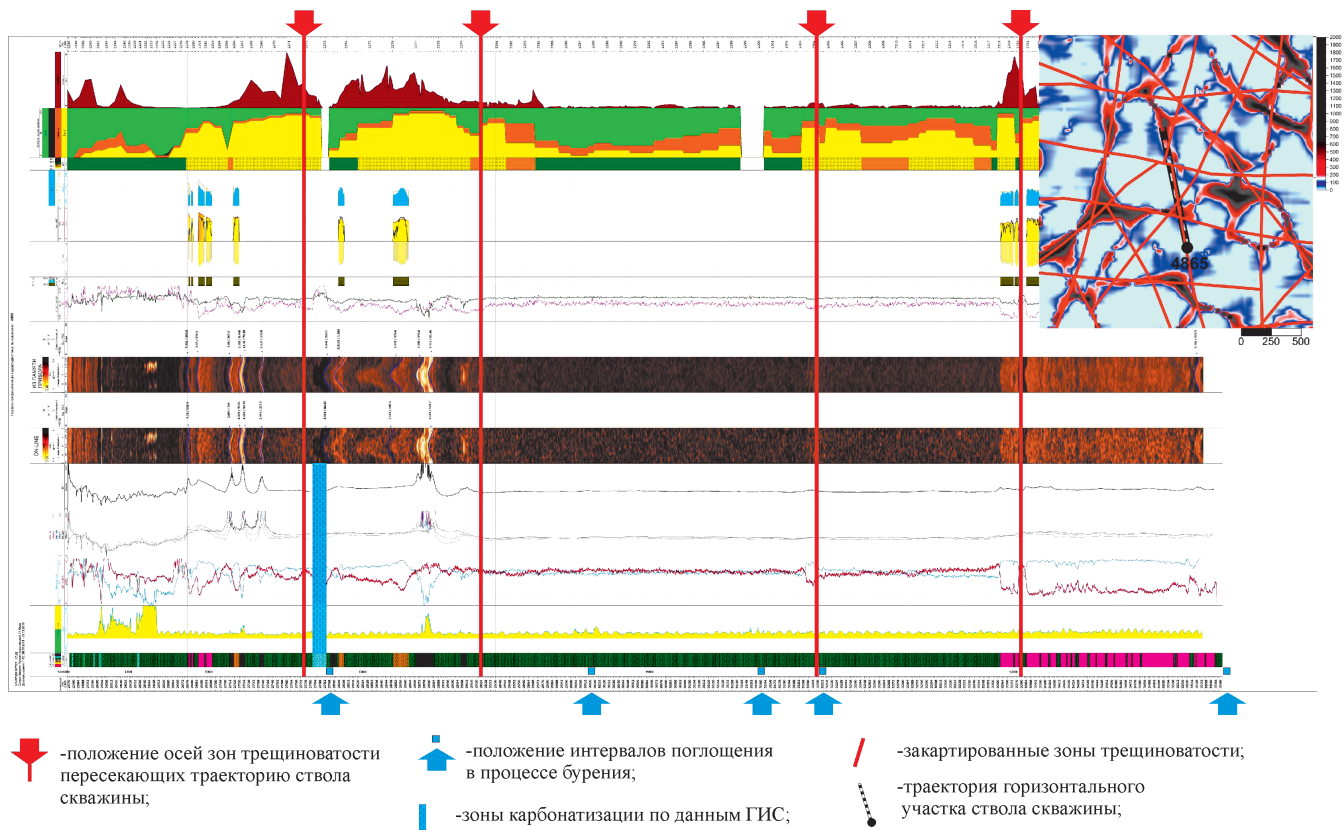


Рис. 7. Проявление зон трещиноватости в породах тюменской свиты по данным картожа горизонтальной скважины

состоящая из двух систем, формирующих четырехугольные блоки близких размеров. При проявлении второй генерации дополнительно образуются блоки треугольной формы, в связи с чем размеры блоков уменьшаются, модальность распределения их площадей исчезает.

Зоны трещиноватости в юрских и меловых породах имеют ширину до 100 метров, характеризуются частичной закарбонатизированностью трещин и вмещающих пород.

При проведении ГРП в пластах тюменской свиты в зонах трещиноватости повышена вероятность получения «СТОП», из чего следует то, что закарбонатизированные участки зон трещиноватости представляют собой упрочненную среду в которой формирование техногенных трещин существенно затруднено.

Техногенные трещины в зонах трещиноватости характеризуются в целом пониженными давлениями закрытия, что обеспечивает полуторакратное повышение средних удельных дебитов. Из этого следует, что основной причиной снижения дебитов техногенных трещин является их смыкание.

Сопоставление результатов разбуривания горизонтальных скважин, ранее закартированных по данным сейсморазведки 3D трещинно-блоковых структур, показывает расхождение в привязках зон трещиноватости не более 50 метров. Такая точность наряду с полной картированием создает надежную основу для эффективной выработки ТриЗ с трещинным типом коллекторов и оптимизации ППД путем адаптированного к каналам фильтрации размещения добывающих и нагнетательных скважин. По результатам применения этого принципа в размещении более 30 добывающих скважин в трещинно-кавернозных коллекторах баженовской свиты и фундамента на ряде месторождений доказана возможность рентабельной добычи нефти наиболее сложных ТриЗ.

## Литература

- Бахтияров Г.А., Толстолыткин И.П., Ярышев Г.М. (2012). Стратегия решения проблемы повышения нефтеотдачи на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 273-281.
- Бахтияров Г.А., Федотов А.С., Никитин А.Ю., Митрофанов А.Д. и др. (2007). Сравнительная оценка работы горизонтальных и наклонно-направленных скважин на основе индикаторных исследований (на примере пласта БВ8 Рославльского месторождения). *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 69-78.
- Волостнов В.А., Дулкарнаев М.Р., Маганова Ю.А. (2011). Зависимость эффективности ГРП от фациальной неоднородности пласта Ю, на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз». *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 451-460.
- Гзовский Н.В. (1975). Основы тектонофизики. Москва: Наука, 536 с.
- Глухманчук Е.Д., Леонтьевский А.В., Крупицкий В.В. (2016). Причина несоответствия геологических моделей месторождений результатам их разработки. *Геология нефти и газа*, 1, с. 45-51.
- Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. (2014). Трещинно-блоковая структура месторождений как основная причина низкой эффективности геолого-гидродинамических моделей. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 60-65.
- Рац М.В. (1970). Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. Москва: Наука, 160 с.
- Ревуженко А.Ф. (2000). Механика упруго-пластических сред и нестандартный анализ. Новосибирск: Изд-во Новосиб. ун-та, 428 с.
- Саулей В.И., Мамяшев Т.В., Ахметова О.З., Макиенко В.В. (2010). Исследование характеристик дренирования разрабатываемых залежей и распределения флюидопотоков методами трассирующих индикаторов и изучения коэффициента светопоглощения нефти. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 408-423.
- Суровец И.В., Гришко Ф.В., Майнарденс Р. (2015). Комплексный подход к мониторингу системы ППД при наличии техногенных трещин. *Недропользование XXI век*, 6, с. 58-65.
- Шерман С.И. (1977). Физические закономерности развития разломов земной коры. Новосибирск: Наука, 110 с.

Шпуров И.В., Ручкин А.А., Мосунов А.Ю. (1997). Сравнительный анализ методов повышения нефтеотдачи пластов Самотлорского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 27-32.

### Сведения об авторах

Евгений Дмитриевич Глухманчук – канд. геол.-мин. наук., генеральный директор, ООО «Центр геологического моделирования»

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16, корп. 4

Владимир Владимирович Крупицкий – главный специалист, ООО «Центр геологического моделирования»

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16, корп. 4

Андрей Валерьевич Леонтьевский – главный специалист ООО «Центр геологического моделирования»

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16, корп. 4

Статья поступила в редакцию 27.06.2018;

Принята к публикации 20.07.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

## Regularities in the development of fracturing zones in rocks of the sedimentary cover of Western Siberia, based on the results of the application of the OilRiver technology, horizontal well logging and hydrofracturing data

E.D. Glukhmanchuk\*, V.V. Krupitskiy, A.V. Leontievskiy

Center for Geological Modeling LLC, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

\*Corresponding author: Evgeny D. Glukhmanchuk, e-mail: geomodeling@mail.ru

**Abstract.** The article presents known results of theoretical and experimental works, describing the regularities of the formation of fractured-block structures in platform areas. The above examples of mapping such structures in Western Siberia on the basis of the use of the OilRiver technology fully correspond to these patterns. Target drilling of the mapped fractured zones by horizontal wells indicates a mapping accuracy of 30-50 meters. According to the logging, the zones of fracturing in the Jurassic and Cretaceous rocks are confined to the zones of carbonatization, and in connection with this, when the formation is fractured 2.3 times more it is likely to get «STOP». The accuracy and completeness of the fractured zones mapping using the OilRiver technology opens up the possibility of using filtration channels to improve the profitability of oil production.

**Keywords:** fractured-block structures, filtration channels, fractured-cavernous reservoir, horizontal wells, carbonatization, fracturing

**Recommended citation:** Glukhmanchuk E.D., Krupitskiy V.V., Leontievskiy A.V. (2018). Regularities in the development of fracturing zones in rocks of the sedimentary cover of Western Siberia, based on the results of the application of the OilRiver technology, horizontal well logging and hydrofracturing data. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 222-227. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.222-227>

### References

- Bakhtiyarov G.A., Fedotov A.S., Nikitin A.Yu., Mitrofanov A.D. et al. (2007). Comparative evaluation of the operation of horizontal and directional wells on the basis of indicator studies (on the example of BV8 layer of the Roslavl field). *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 69-78. (In Russ.)
- Bastrikov S.N., Tolstolytkin I.P., Yaryshev G.M. (2012). Solution strategy of increasing oil recovery at the fields of Khanty-Mansiysk Autonomous District-Yugra. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 273-281. (In Russ.)
- Glukhmanchuk E.D., Leontievskiy A.V., Krupitskiy V.V. (2016). The reason for discrepancy between geological models of fields and fields production results. *Geologiya nefi i gaza = The geology of oil and gas*, 1, pp. 45-51. (In Russ.)
- Glukhmanchuk E.D., Krupitskiy V.V., Leontievskiy A.V. (2014). Fracture-block structure of fields as the main reason for the low efficiency of geological and hydrodynamic models. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 60-65. (In Russ.)
- Gzovskiy N.V. (1975). Fundamentals of tectonophysics. Moscow: Nauka, 536 p. (In Russ.)

- Rats M.V. (1970). Fracture and properties of fractured rocks. Moscow: Nedra, 160 p. (In Russ.)
- Revuzhenko A.F. (2000). Mechanics of Elastic-Plastic Media and Non-Standard Analysis. Novosibirsk: Novosib. University Publ., 428 p. (In Russ.)
- Sauley V.I., Mamyashev T.V., Akhmetova O.Z., Makienko V.V. (2010). Study of drainage characteristics of the developed reservoirs and distribution of fluid flows using tracer indicators and study the coefficient of light absorption of oil. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAO-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 408-423. (In Russ.)
- Sherman S.I. (1977). Physical patterns of faults development of the Earth's crust. Novosibirsk: Nauka, 110 p. (In Russ.)
- Shpurov I.V., Ruchkin A.A., Mosunov A.Yu. (1997). Comparative analysis of stimulation methods in the Samotlor field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 10, pp. 27-32. (In Russ.)
- Surovets I.V., Grishko F.V., Mijnaerends R. (2015). Integrative approach to waterflood management with induced fracturing regime. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 6, pp. 58-65. (In Russ.)
- Volostnov V.A., Dulkarnaev M.R., Maganova Yu.A. (2011). Dependence of the hydraulic fracturing efficiency on the facial heterogeneity of the Yu1 reservoir at the Kogalymneftegaz TPP fields. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 451-460. (In Russ.)
- Volostnov V.A., Dulkarnaev M.R., Maganova Yu.A. (2011). Dependence of the hydraulic fracturing efficiency on the facial heterogeneity of the Yu1 reservoir at the Kogalymneftegaz TPP fields. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 451-460. (In Russ.)

### About the Authors

Evgeny D. Glukhmanchuk – PhD (Geology and Mineralogy), Director General, Center for Geological Modeling LLC  
Chekhov st., 16, build. 4, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Vladimir V. Krupitskiy – Chief Researcher, Center for Geological Modeling LLC  
Chekhov st., 16, build. 4, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Andrei V. Leontievskiy – Chief Researcher, Center for Geological Modeling LLC  
Chekhov st., 16, build. 4, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Manuscript received 27 June 2018;

Accepted 20 July 2018;

Published 30 August 2018