



# Апогранитовые тектониты. Петрофизические параметры (по материалам изучения керна ПАО «Сургутнефтегаз»)

Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А.,  
Дякина А.В., Косолапова О.В. (докладчик),  
Левин А.В., Новикова Н.В., Сахарова В.Р.,  
Травина Ю.А., Цесарж И.Л.  
«СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»  
[4trofi@surgut.ru](mailto:4trofi@surgut.ru)

## РАБОТА

**«Апогранитовые  
Петрофизические параметры»** **тектониты.**

посвящена вопросу изучения коллекторских свойств нетрадиционного коллектора.

**ЦЕЛЬ** работы - оценка и визуализация основных петрофизических параметров (ПФП) апогранитовых тектонитов.

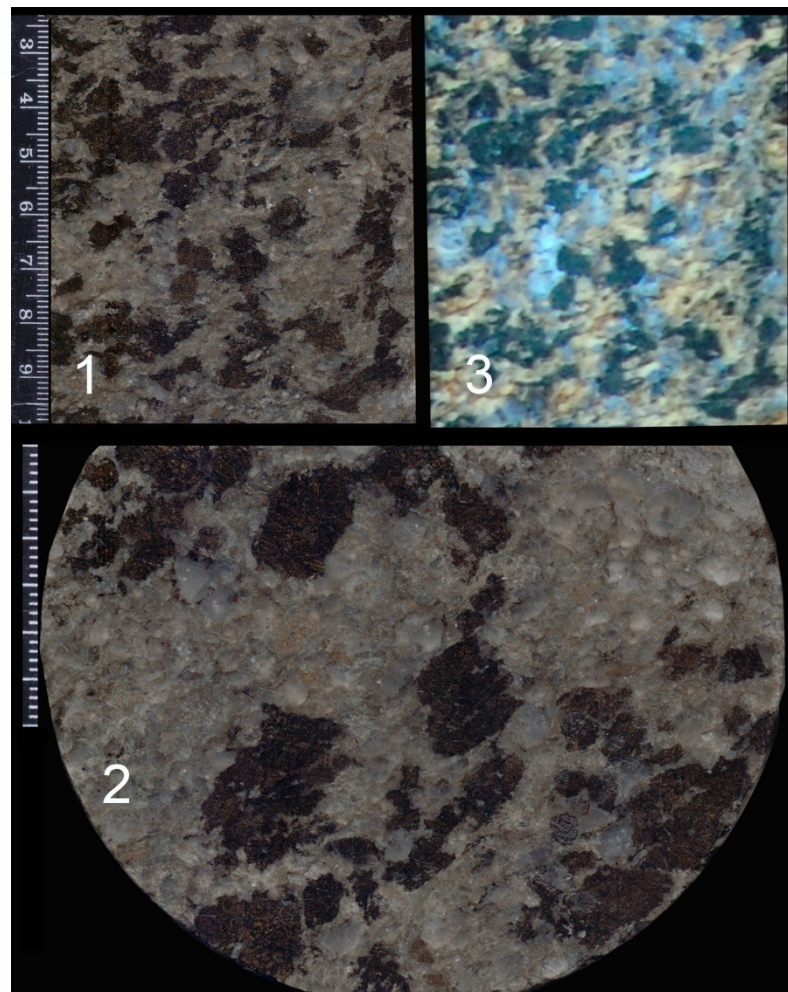
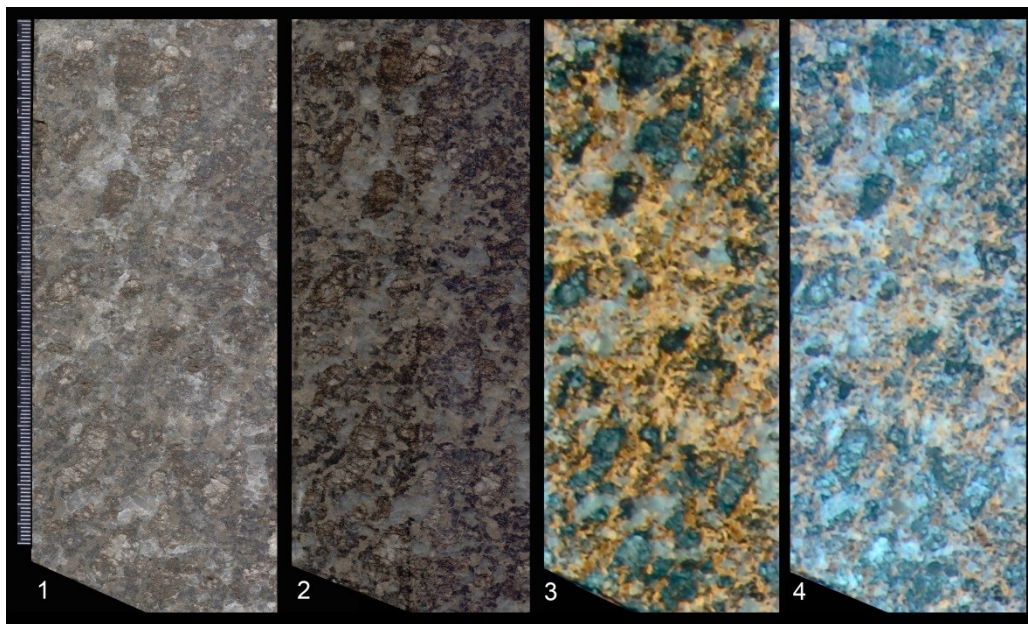


Рис.1. Апогранитовый тектонит.  
Сканоизображения (1-2) и фотоизображения в УФО (3-4)



В разрезе Объекта выделено 6 полевых литотипов:

- 1) гранит;
- 2) тектоногранит;
- 3) тектонит апогранитовый (71%);
- 4) ультратектонит;
- 5) тектоносланец;
- 6) тектонокластолит.

Основной коллектор Объекта - апогранитовые тектониты со средне-крупнозернистой структурой, из них 6% с относительно повышенной степенью дробления.

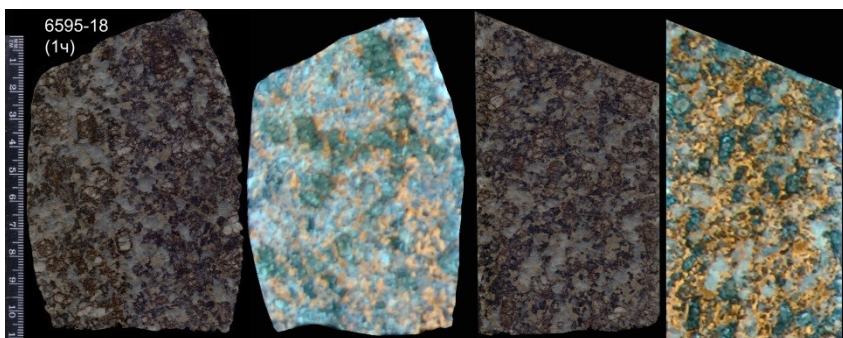


Рис.3. Апогранитовый тектонит. Сканоизображения и фотоизображения в УФО

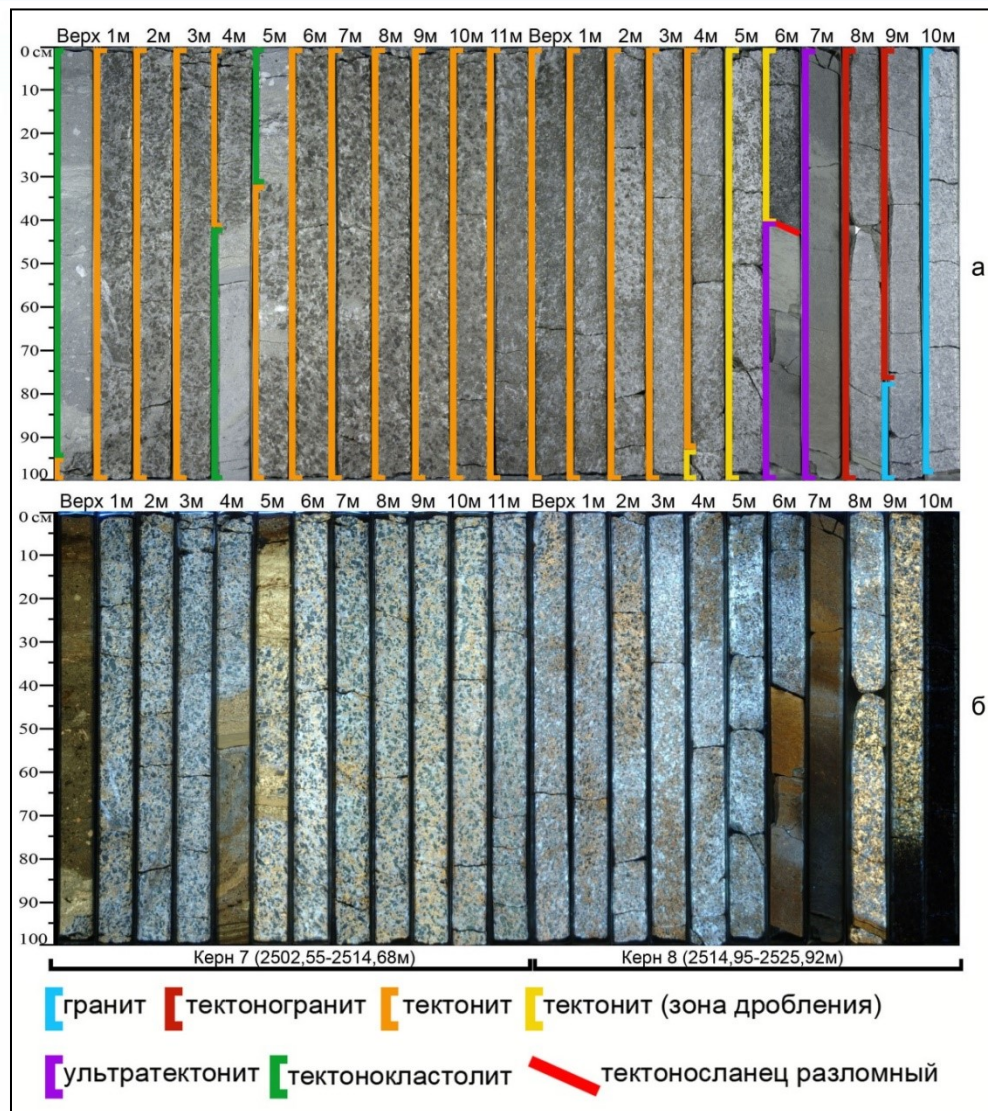


Рис.4. Фоторазрез продуктивной части в ДО (а) и УФО (б)

- Определение ПФП проведено в рамках стандартного комплекса исследований.
- Тектониты с средне-крупнозернистой апогранитовой структурой изучались по цилиндрам с диаметром 5см.
- Тектониты с тонко-мелкозернистой структурой (кластолиты, ультратектониты) - по цилиндрам с диаметром 3см.
- Изготовление и отбор образцов на ПФП опирались на данные профильной проницаемости, которые показали, что все значения  $K_{пр} > 1мД$  относятся к трещинной проницаемости.
- Частота изучения - 2-3 образца на метр коллектора.
- Образцы изготовлены с учетом текстурного наклона, в участках с наименьшей трещиноватостью.

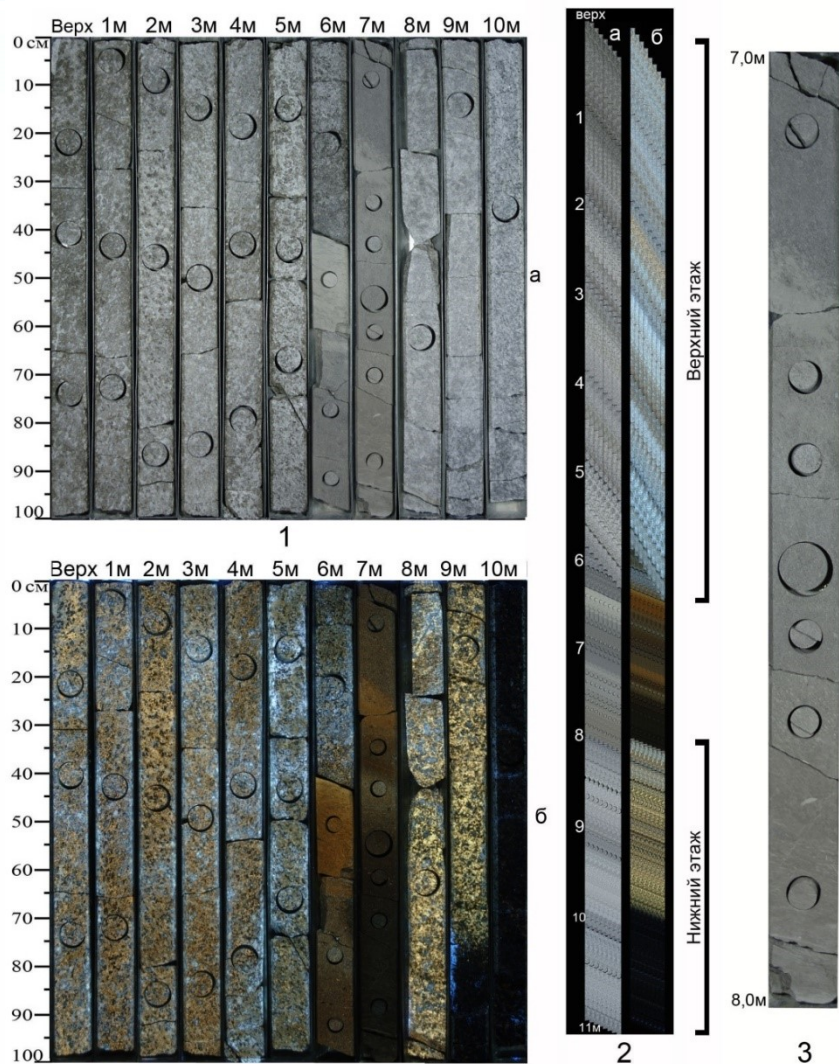


Рис.5. 1 - фотографии керна №8 (1) в ДО (а) и УФО (б) с цилиндрами; 2 - схематическая реконструкция скрытого текстурного наклона керна № 8; 3 - изображение метра керна №8 с выбуренными цилиндрами

Часть цилиндров треснули по поверхностям трещин и вдоль сланцеватости в процессе изготовления, экстракции и лабораторного изучения. Большая часть крупных (5х3см) цилиндров сохранили свою целостность.



Рис.6. Фотоизображение цилиндров после экстракции



Рис.7. Фотоизображение цилиндров в аппарате Сокслета

# Петрофизические параметры

Результаты работы отражены в таблицах, на графиках, визуализированы на изображениях керн.

Для удобства в таблицах все данные разделены по литотипам.

В таблице 1 приведены статистические данные: содержание (метры, %) литотипов; количество изученных образцов.

Тип породы	Всего	Всего с н/н		Всего от объекта	Всего с н/н от объекта	Кол-во образцов на ПФП			
	м	м	%	%	%	всего	на метр	всего Кп	всего Кпр
Тектонокластолит	1,95	следы	<1%	10	1	3	1,5	3	3
Тектонит апогранитовый (вне зоны дробления)	15,10	15,10	100	65	65	35	2,3	35	23
Тектонит апогранитовый (зона дробления)	1,50	1,50	100	6	6	3	2,0	3	3
Ультратектонит	1,60	1,20	75	7	5	9	5,6	9	7
Гранит тектонизированный	1,75	1,75	100	8	8	2	1,1	2	2
Гранит	1,20	0,00	0	5	0	1	0,8	1	1
Объект	23,00	19,55	85			53	2,3	53	39

Таблица 1. Статистические данные по литотипам

# Петрофизические параметры

В таблице 2 приведены значения (средние, диапазон) петрофизических параметров

Тип породы	Открытая пористость, Кп (%)	Эффективная пористость, Кп эф. (%)	Абсолютная газовая проницаемость параллельно напластованию, Кпр (мД)	Водоудерживающая способность, Квс (%)	Объемное остаточное водонасыщение, Wov (%)	Объемная плотность, г/см <sup>3</sup>	Плотность насыщенного образца, г/см <sup>3</sup>	Минералогическая плотность, г/см <sup>3</sup>	Карбонатность, Ск (%)	УЭС 100% водонасыщенной породы при 20°С, рвп (Ом-м)	Относительное сопротивление пласта, Rp	УЭС частично водонасыщенной породы при 20°С, рнп (Ом-м)	Коэффициент увеличения сопротивления пласта, Pн
<b>Кластолит</b>	<b><u>4,57</u></b> 4,0-5,1	<b><u>0,33</u></b> 0,2-0,4	<b><u>0,15</u></b> 0-0,4	<b><u>93,64</u></b> 92-96	<b><u>5,00</u></b> 4,6-5,4	<b><u>2,66</u></b> 2,65-2,67	<b><u>2,68</u></b> 2,6-2,7	<b><u>2,79</u></b> 2,76-2,84	<b><u>4,7</u></b> 2,4-7,8	<b><u>37,92</u></b> 21-57	<b><u>127,35</u></b> 71-193	<b><u>48,71</u></b> 25-72	<b><u>1,23</u></b> 1,2-1,25
<b>Тектонит</b> (вне зоны дробления)	<b><u>11,11</u></b> 8,6-13,5		<b><u>2,08</u></b> 0,2-5,41			<b><u>2,40</u></b> 2,3-2,6	<b><u>2,50</u></b> 2,4-2,7	<b><u>2,70</u></b> 2,6-2,9	<b><u>2,8</u></b> 1,0-6,1				
<b>Тектонит</b> (зона дробления)	<b><u>12,74</u></b> 11,4-14,5		<b><u>50,38</u></b> 2,5-125			<b><u>2,28</u></b> 2,2-2,3	<b><u>2,42</u></b> 2,38-2,45	<b><u>2,64</u></b> 2,63-2,64	<b><u>2,3</u></b> 1,9-2,7				
<b>Тектонит</b> (общее)	<b><u>11,29</u></b> 8,6-14,5		<b><u>7,45</u></b> 0,2-125			<b><u>2,42</u></b> 2,2-2,6	<b><u>2,52</u></b> 2,4-2,7	<b><u>2,74</u></b> 2,6-2,9	<b><u>2,7</u></b> 1,0-6,1				
<b>Ультратектонит</b> без нефтенасыщения	<b><u>6,03</u></b>		<b><u>0,01</u></b>			<b><u>2,81</u></b>	<b><u>2,85</u></b>	<b><u>2,99</u></b>	<b><u>19,2</u></b>	<b><u>68,23</u></b>	<b><u>229,13</u></b>		
<b>Ультратектонит</b> с нефтенасыщением	<b><u>16,20</u></b> 14,4-19,2	<b><u>5,00</u></b> 0,9-11,0	<b><u>2,61</u></b> 0,03-12,7	<b><u>71,93</u></b> 42,7-93,4	<b><u>11,40</u></b> 8,2-13,2	<b><u>2,37</u></b> 2,2-2,5	<b><u>2,51</u></b> 2,4-2,6	<b><u>2,84</u></b> 2,7-2,9	<b><u>9,6</u></b> 7,9-11,1	<b><u>11,04</u></b> 7,3-16,0	<b><u>37,07</u></b> 24,5-53,6	<b><u>18,18</u></b> 16,2-21,4	<b><u>1,83</u></b> 1,1-2,9
<b>Тектоногранит</b>	<b><u>3,93</u></b> 3,0-4,8		<b><u>0,09</u></b> 0,07-0,12			<b><u>2,58</u></b> 2,56-2,6	<b><u>2,62</u></b> 2,61-2,63	<b><u>2,68</u></b> 2,66-2,7	<b><u>3,3</u></b> 2,7-3,8				
<b>Объект</b> (общее)	<b><u>11,10</u></b> 2,0-19,2	<b><u>3,40</u></b> 0,2-11,0	<b><u>5,60</u></b> 0,01-125,6	<b><u>79,20</u></b> 42,7-95,7	<b><u>9,30</u></b> 4,6-13,2	<b><u>2,45</u></b> 2,2-2,8	<b><u>2,54</u></b> 2,4-2,9	<b><u>2,76</u></b> 2,6-3,0	<b><u>4,2</u></b> 1,0-19,2	<b><u>26,40</u></b> 7,3-68,2	<b><u>88,50</u></b> 24,5-229,1	<b><u>28,40</u></b> 16,2-71,8	<b><u>1,63</u></b> 1,1-2,9
<b>Гранит</b>	<b><u>0,26</u></b>		<b><u>0,02</u></b>			<b><u>2,66</u></b>	<b><u>2,68</u></b>	<b><u>2,69</u></b>	<b><u>2,8</u></b>				

Таблица 2. Значения петрофизических параметров по типам пород



В таблице 3 приведены средние значения основных ПФП

Тип породы	Кп (%)	Кпр (мД)
Тектонокластолит	4,6	0,2
Тектонит апогранитовый (вне зоны дробления)	11,1	2,1
Тектонит апогранитовый (зона дробления)	12,7	50,4
Тектонит апогранитовый (общее)	11,3	7,5
Ультратектонит	16,2	2,6
Гранит тектонизированный	3,9	0,1
Гранит	0,3	0,0

Таблица 3. Средние значения основных ПФП по типам пород

# Петрофизические параметры

Визуализация значений отражена на графиках. На рисунке 8 отображены значения пористости литотипов.

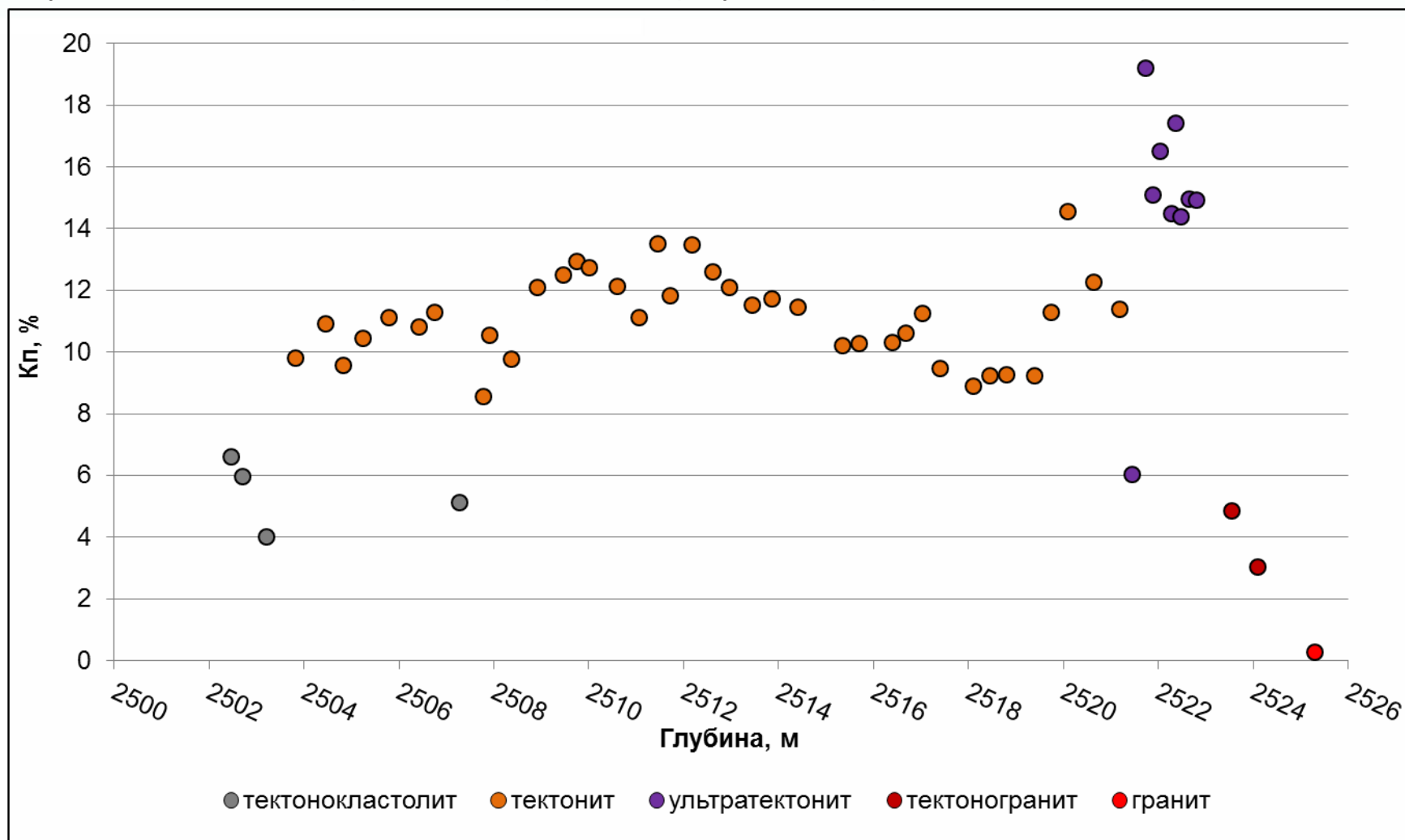


Рис.8. График изменения Кп по литотипам

На рисунке 9 отображены значения пористости и проницаемости объекта

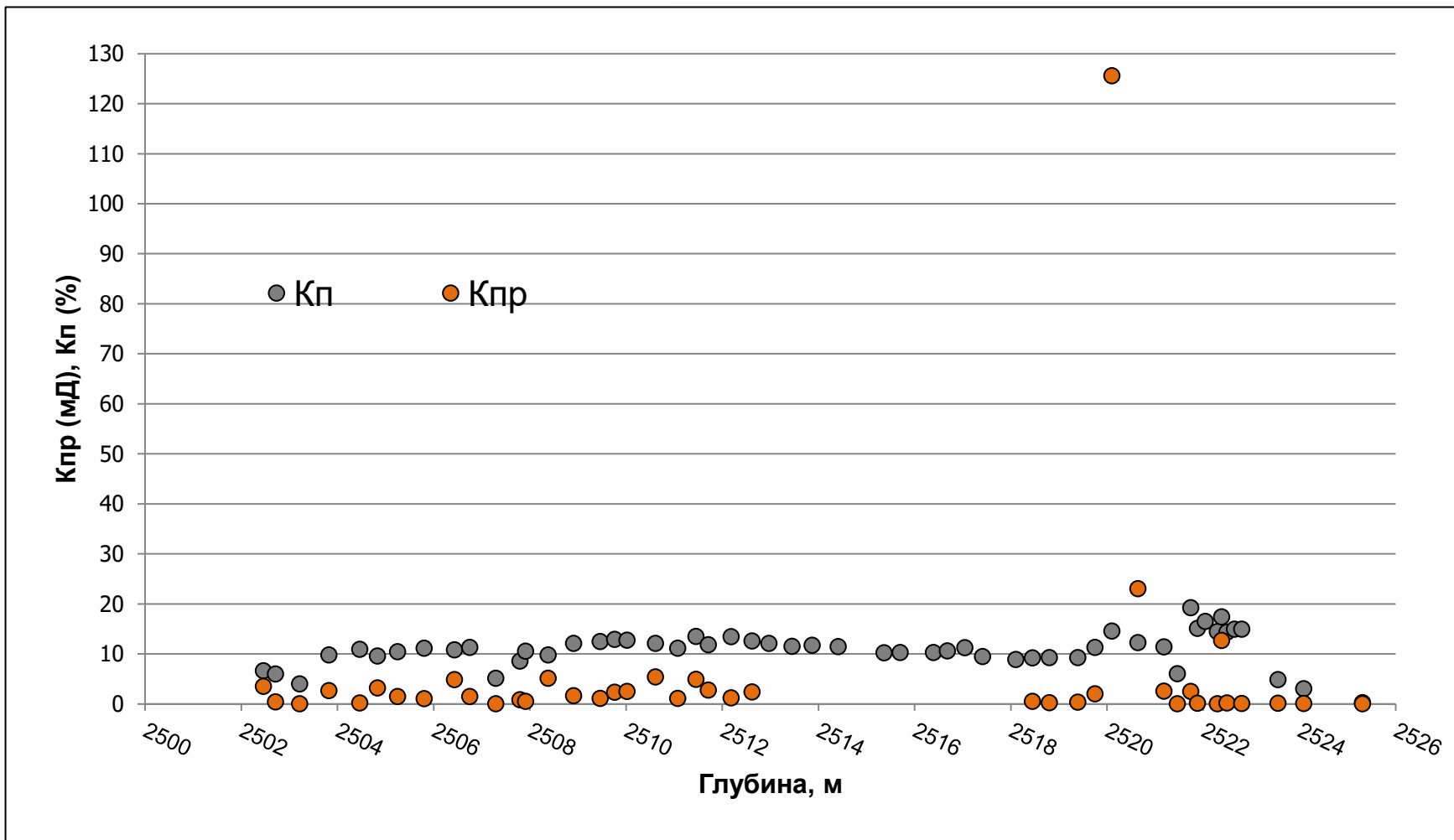


Рис.9. График изменения Кп и Кпр с глубиной

# Петрофизические параметры

На рисунке 10 отображены значения проницаемости литотипов по цилиндрам и профильной проницаемости

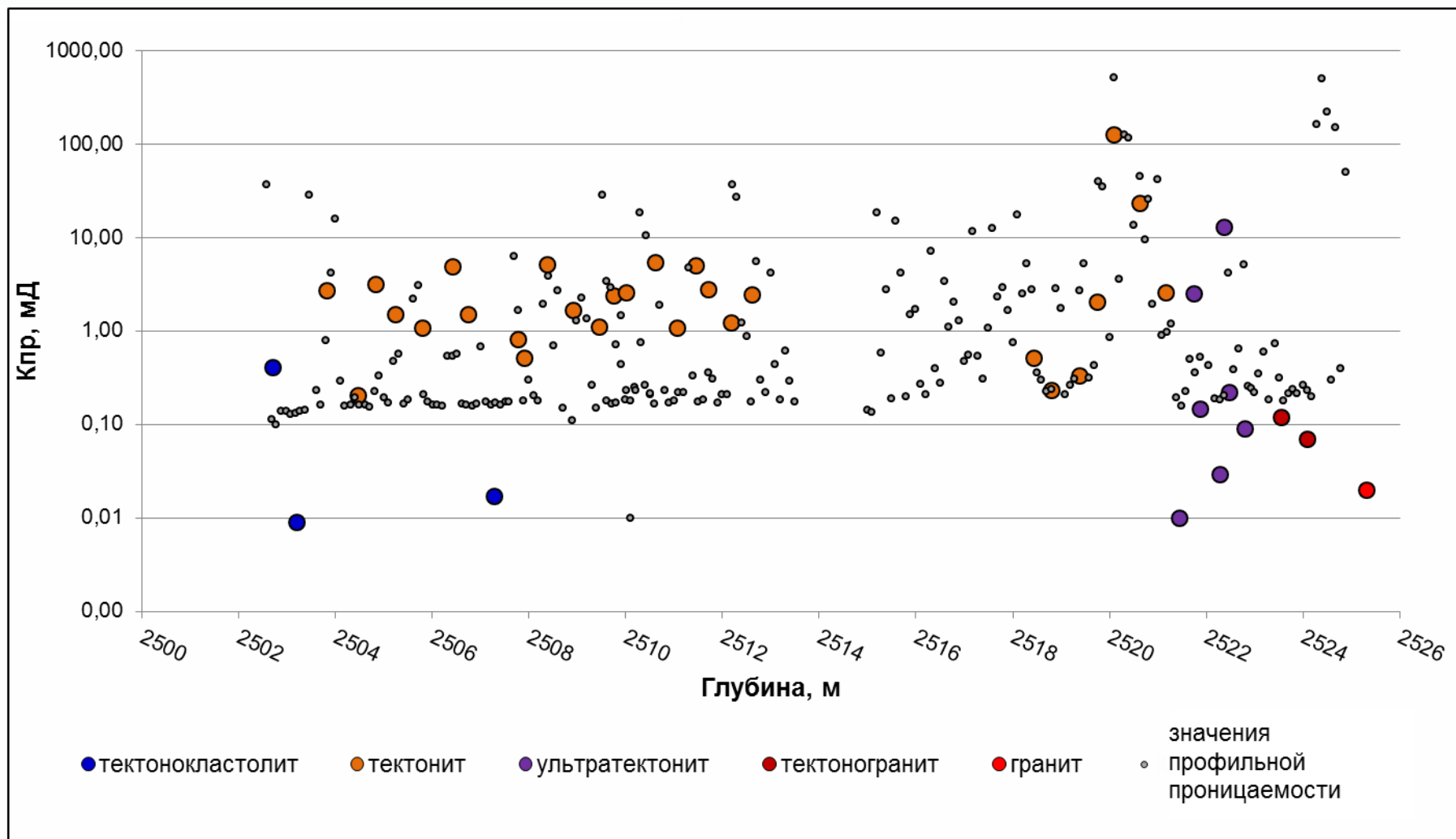


Рис.10. График изменения Кпр с глубиной по цилиндрам и на поверхности зерна

- Основным литотипом (~75%, 16,6м) и коллектором в зоне нефтенасыщения является апогранитовый тектонит.
- По типу пустотной емкости коллектор трещино-кавернозно-поровый.
- В структурном строении породы основная пустотность внутризерновая, приурочена к изменённым зернам полевых шпатов.
- В классификационных перечнях данный тип коллектора относится к нетрадиционным коллекторам метаморфических пород со сложной системой фильтрации флюидов.
- В объеме образца-цилиндра (5х3см) Кп зависит от количества нефтяных пятен, которые в основном приурочены к зернам полевых шпатов, Кпр от количества и раскрытости трещин.

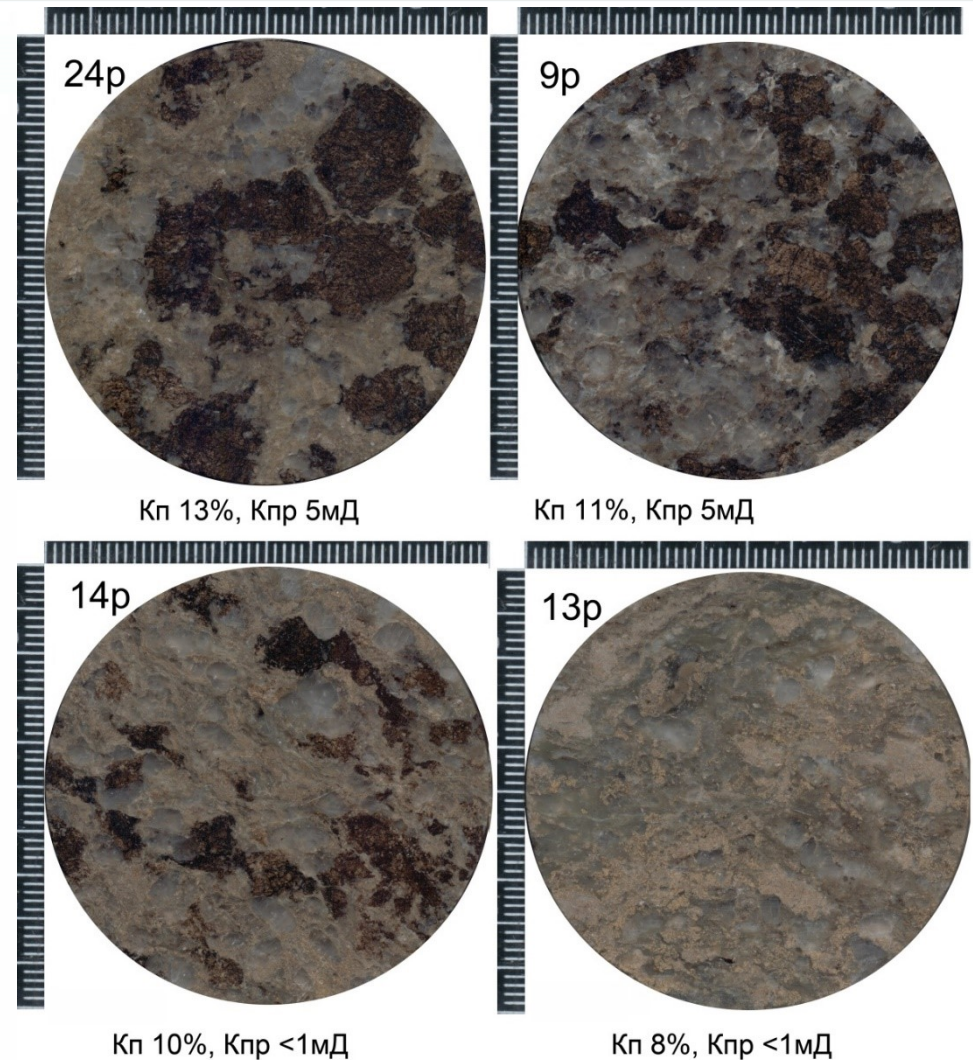


Рис.11. Изображения образцов на торцевой поверхности выбуренных цилиндров и значения основных ПФП апогранитовых тектонитов.

В зоне дробления значения  $K_{пр}$  увеличиваются на 1-2 порядка, значения  $K_{п}$  на 1-2 единицы. Самые низкие значения пористости наблюдаются в зонах милонитизации, где участки с нефтенасыщением единичны. В цилиндрах с проницаемостью меньше 1мД пятна нефтенасыщения не соединены проводящей трещиноватостью. В цилиндрах со значениями более 1мД проницаемость растет в зависимости от сообщения и раскрытия трещин. Значения проницаемости в цилиндрах из монолитных участков породы отражают низкую продуктивность данных пород.

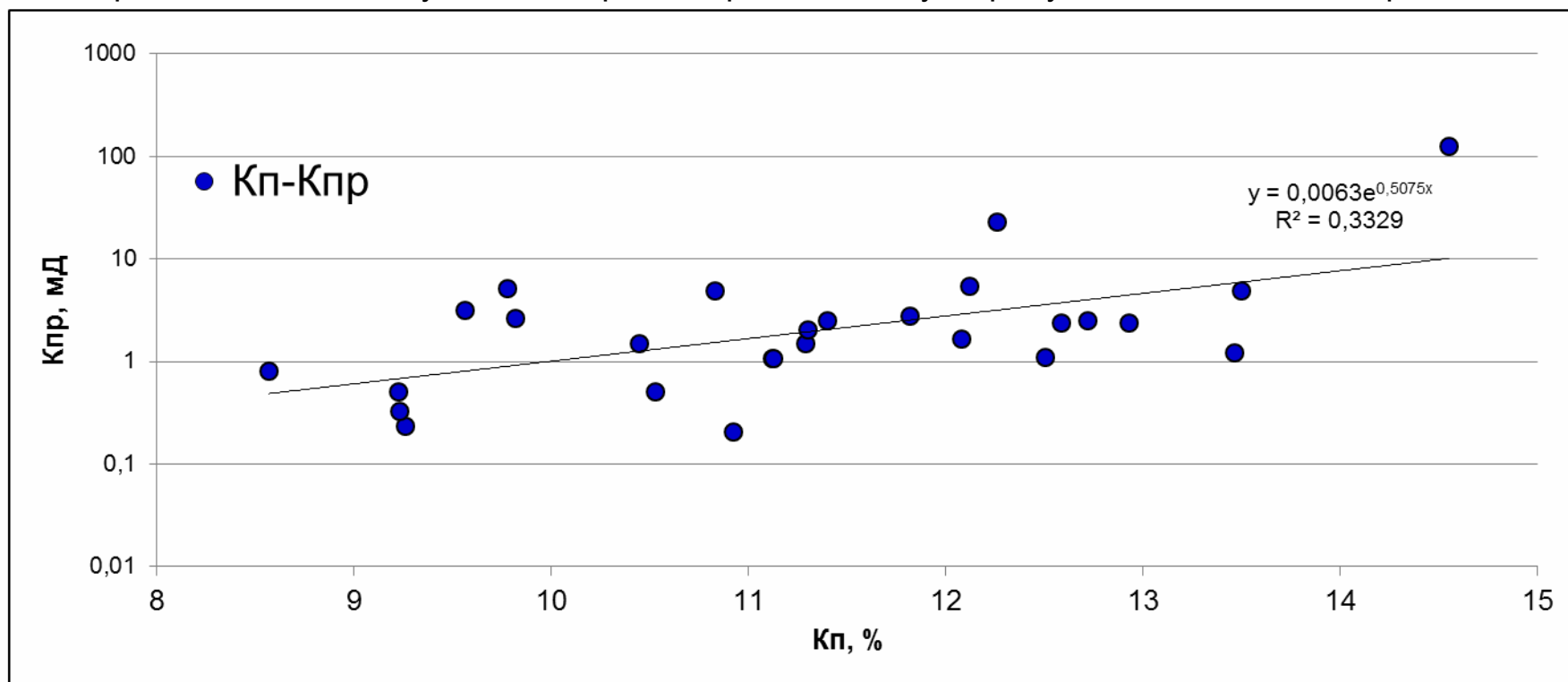


Рис.12. График зависимости  $K_{пр}$  от  $K_{п}$  апогранитовых тектонитов

Следом за тектонитом по значимости идет ультратектонит (~7%, 1,6м) или битектонит (тектонизированный тектонит).

Порода катакластическая, сланцеватая, неравномерно и дискретно карбонатная.

По типу пустотной емкости коллектор поровый (до 1мм).

В структурном строении породы пустотность межзерновая и частично внутризерновая, последняя приурочена к раздробленным зернам полевых шпатов апогранитовых тектонитов.

В классификационных перечнях данный тип коллектора относится к нетрадиционным коллекторам метаморфических пород.

В объеме образца-цилиндра (3х3см) Кп зависит от размерности зерен, Кпр от раскрытости субтекстурных трещин сланцеватости.

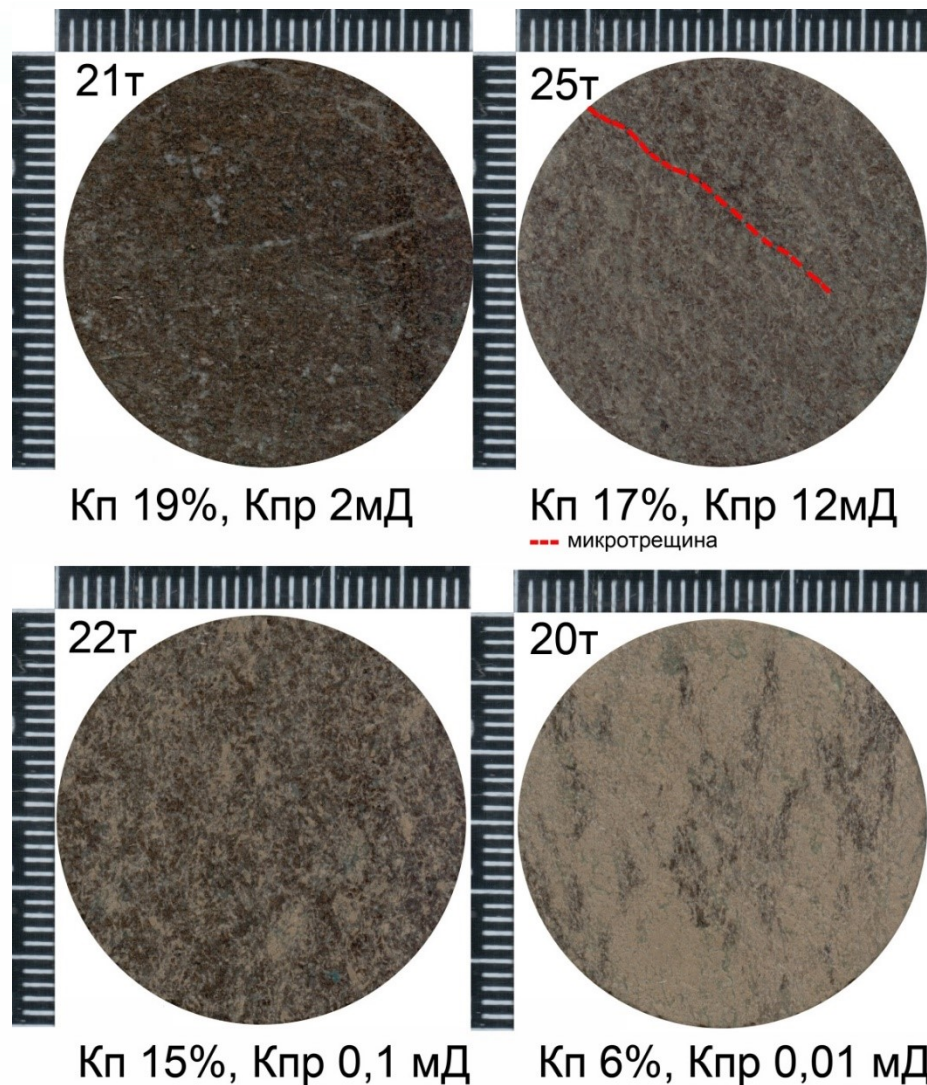


Рис.13. Изображения образцов на торцевой поверхности выбуренных цилиндров и значения основных ПФП апогранитовых ультратектонитов.

Максимальные значения пористости закономерно приурочены к участкам с максимальной интенсивностью свечения нефтенасыщения.

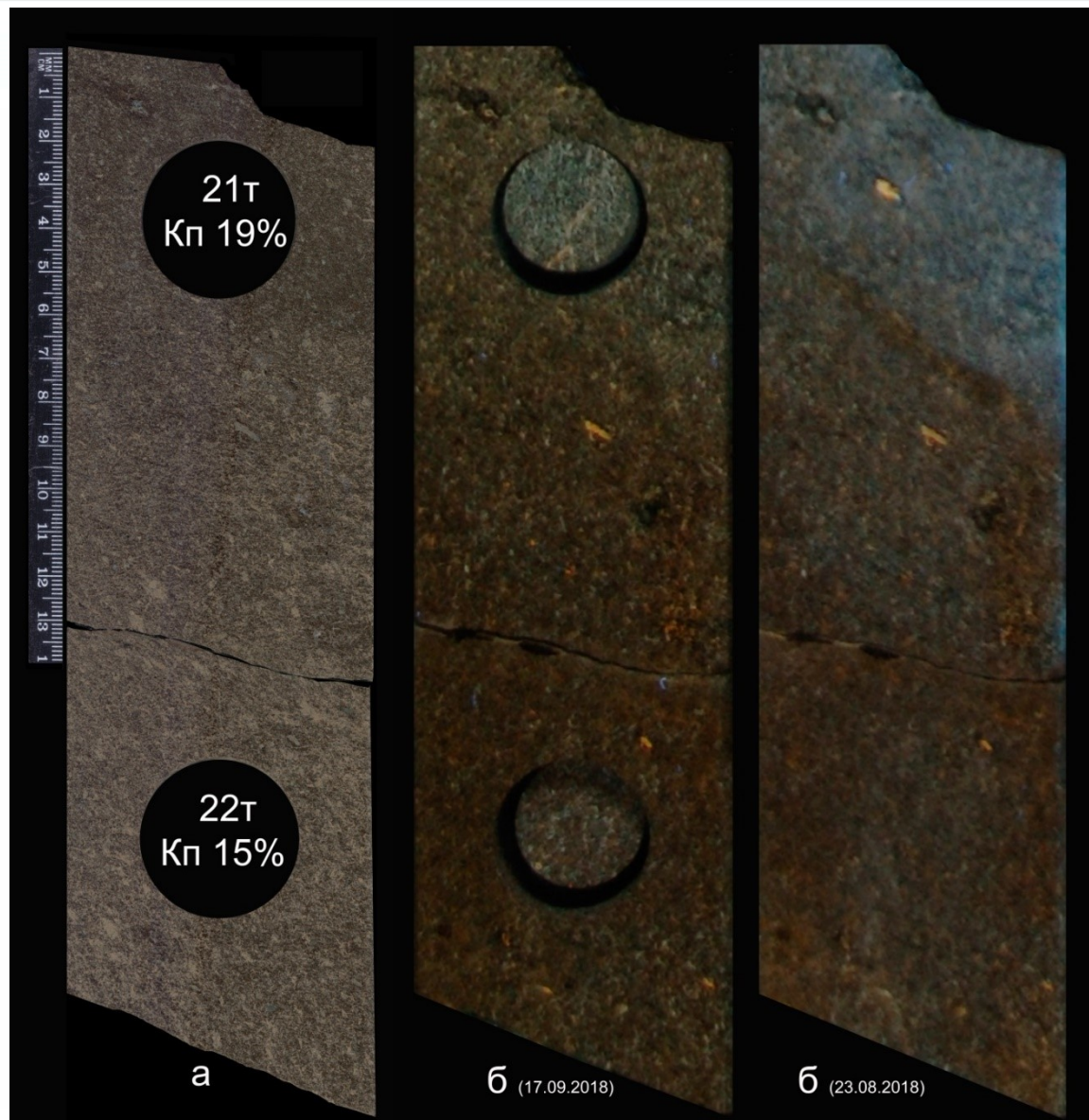


Рис.14. Фотографии керн в ДО (а) и УФО (б) с выбуренными цилиндрами



Минимальные значения пористости наблюдаются в зонах милонитизации, которая вытесняет УВ из ультратектонитов и образует криптозернистые непроницаемые породы-изоляторы. Наиболее мощный участок милонитизации закономерно приурочен к разрывному нарушению вдоль которого порода переходит в тектоносланец.

Рис.15. Фотографии керн в ДО (а) и УФО (б) с выбуренными цилиндрами

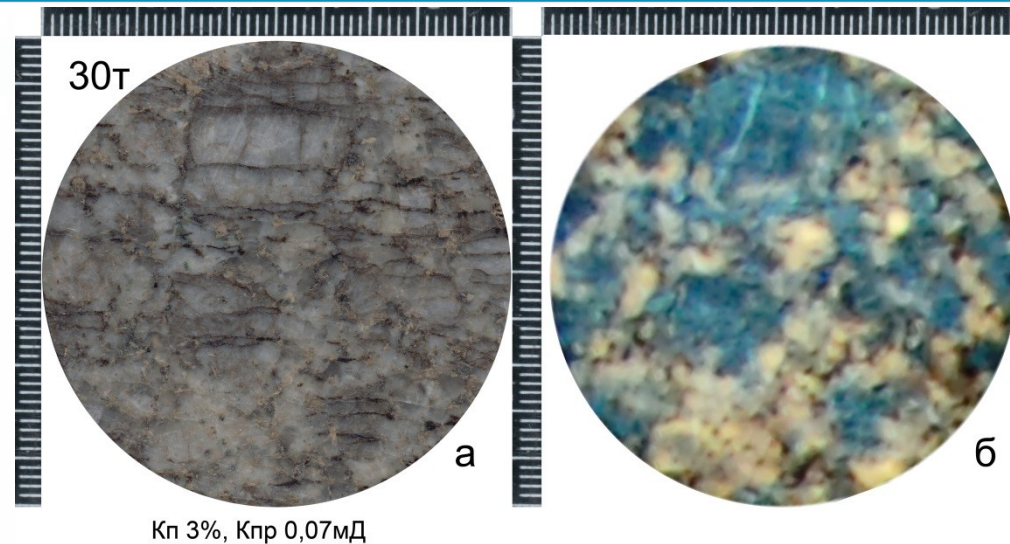


# Петрофизические параметры

## Тектоногранит

Низкие значения пористости тектоногранита указывают на законсервированность УВ в кристаллической решетке полевого шпата и согласовываются с выводами авторов о зарождении УВ [1, 2, 3] в процессе сдвига и стресс-метаморфизма.

Рис.16. Изображения в ДО (а) и УФО (б) образцов на торцевой поверхности выбуренных цилиндров и значения основных ПФП тектонизированного гранита



Кп 3%, Кпр 0,07мД

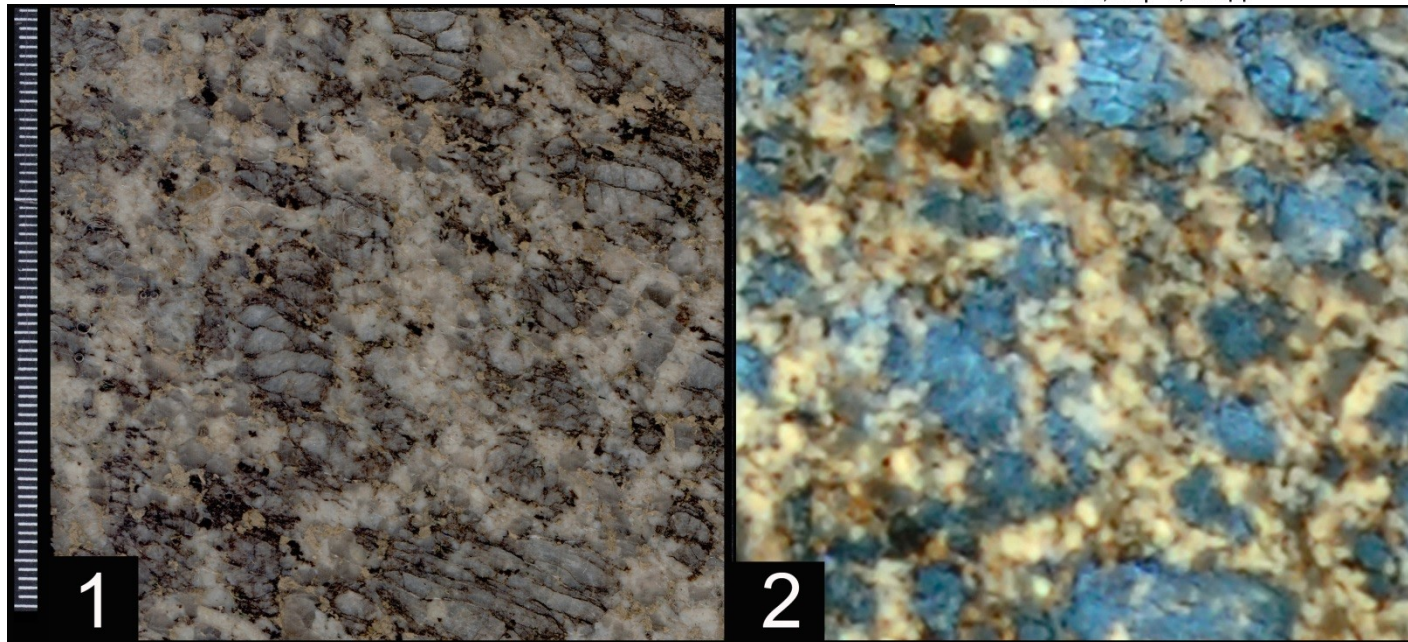


Рис.17. Тектоногранит.  
Сканоизображение (1) и фотоизображение в УФО (2)

Низкие ПФП гранитов согласовываются с мировыми данными.

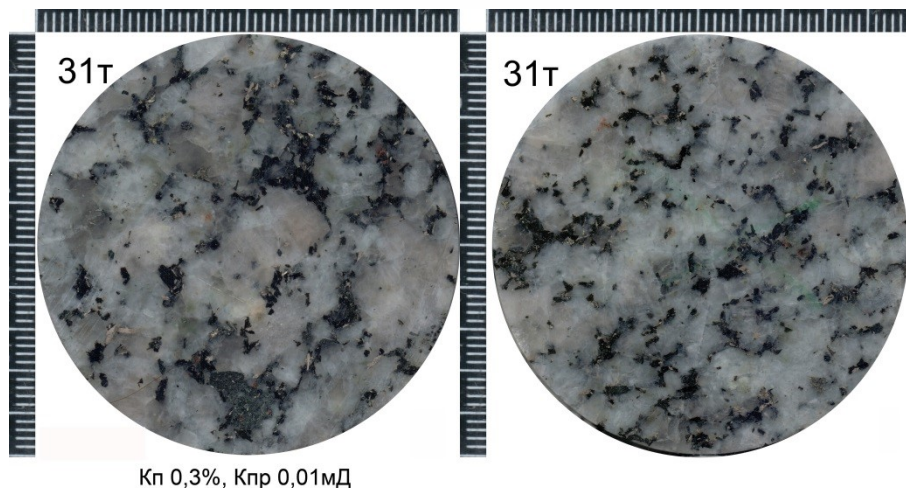


Рис.18. Изображения образцов на торцевой поверхности выбуренных цилиндров и значения основных ПФП гранита.

В отечественных публикациях часто используют словосочетания «гранит нефтенасыщенный» или «риолит нефтенасыщенный». Но комплексное изучение пород объекта указывает, что участки с нефтенасыщением однозначно приурочены к участкам тектонизации, а значит к тектонитам. Применительно к нефтенасыщенным коллекторам объекта словосочетание «гранит нефтенасыщенный» некорректно. По изучению керн пород доюрского комплекса Западной Сибири только в апомагматических тектонитах выявляется нефтенасыщение.

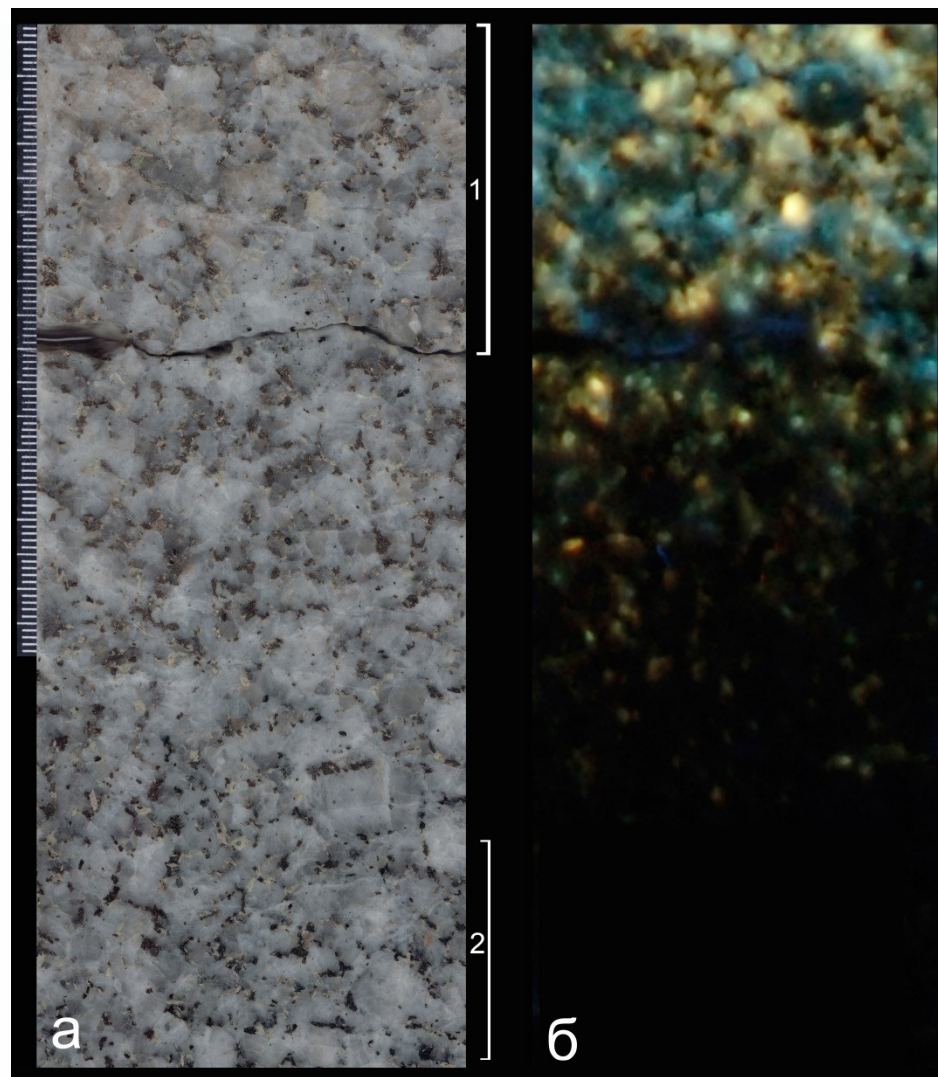
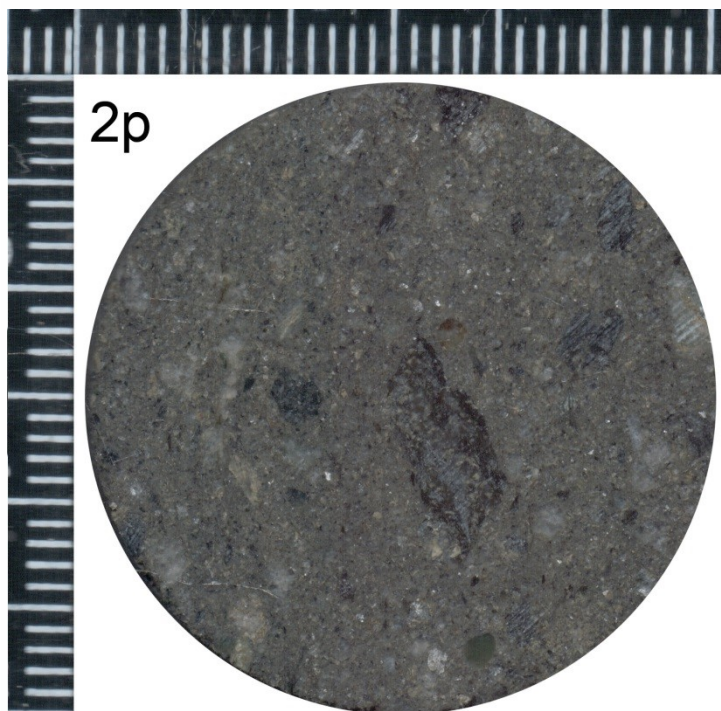


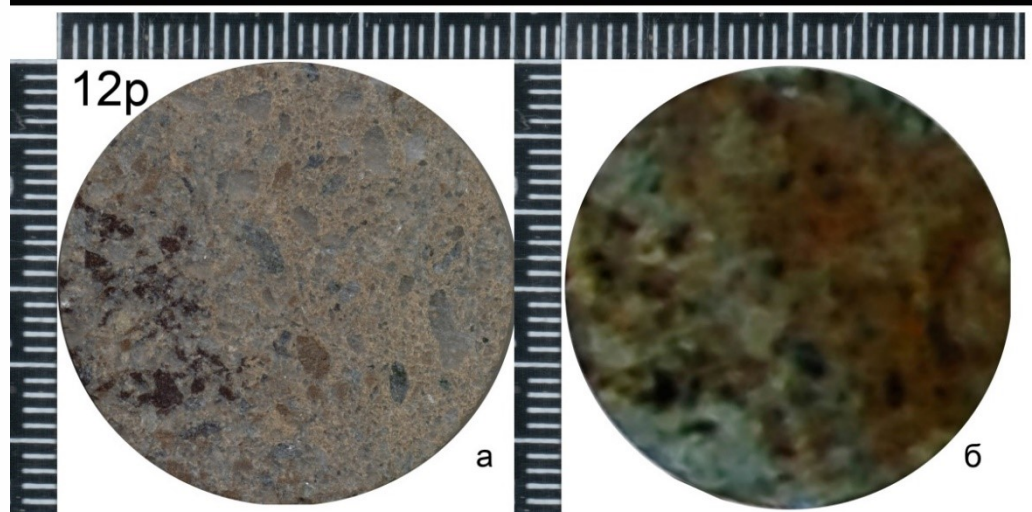
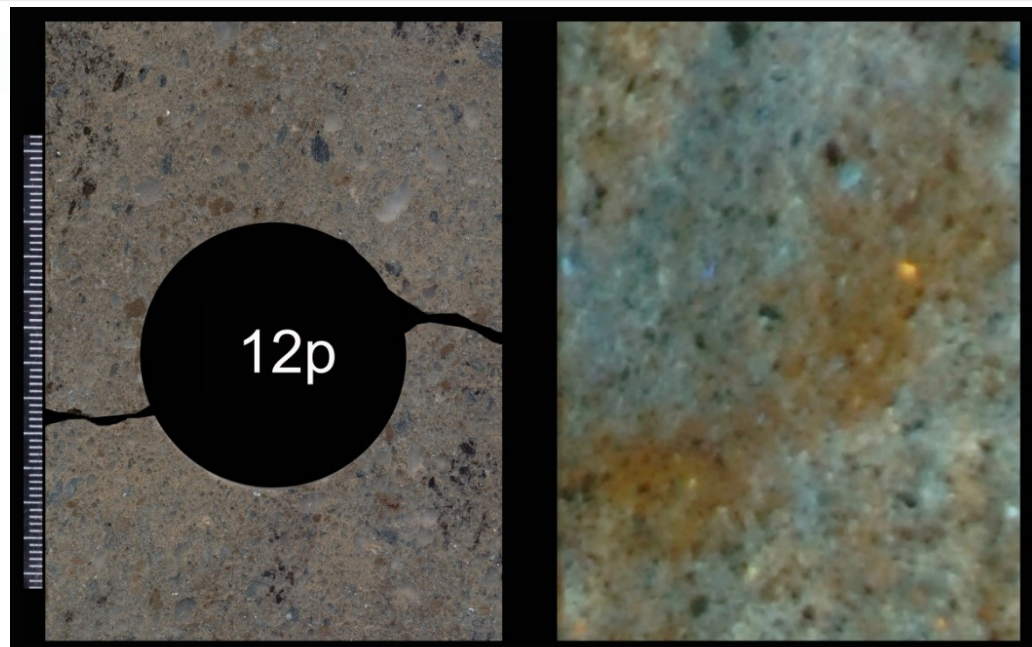
Рис.19. Сканоизображение (а) и фотоизображение в УФО (б) тектоногранита (1) и гранита (2)

Венчающие объект тектонокластолиты характеризуются низкими ПФП даже в образцах с пятнами нефтенасыщения.



Кп 4,1%, Кпр 0,01мД

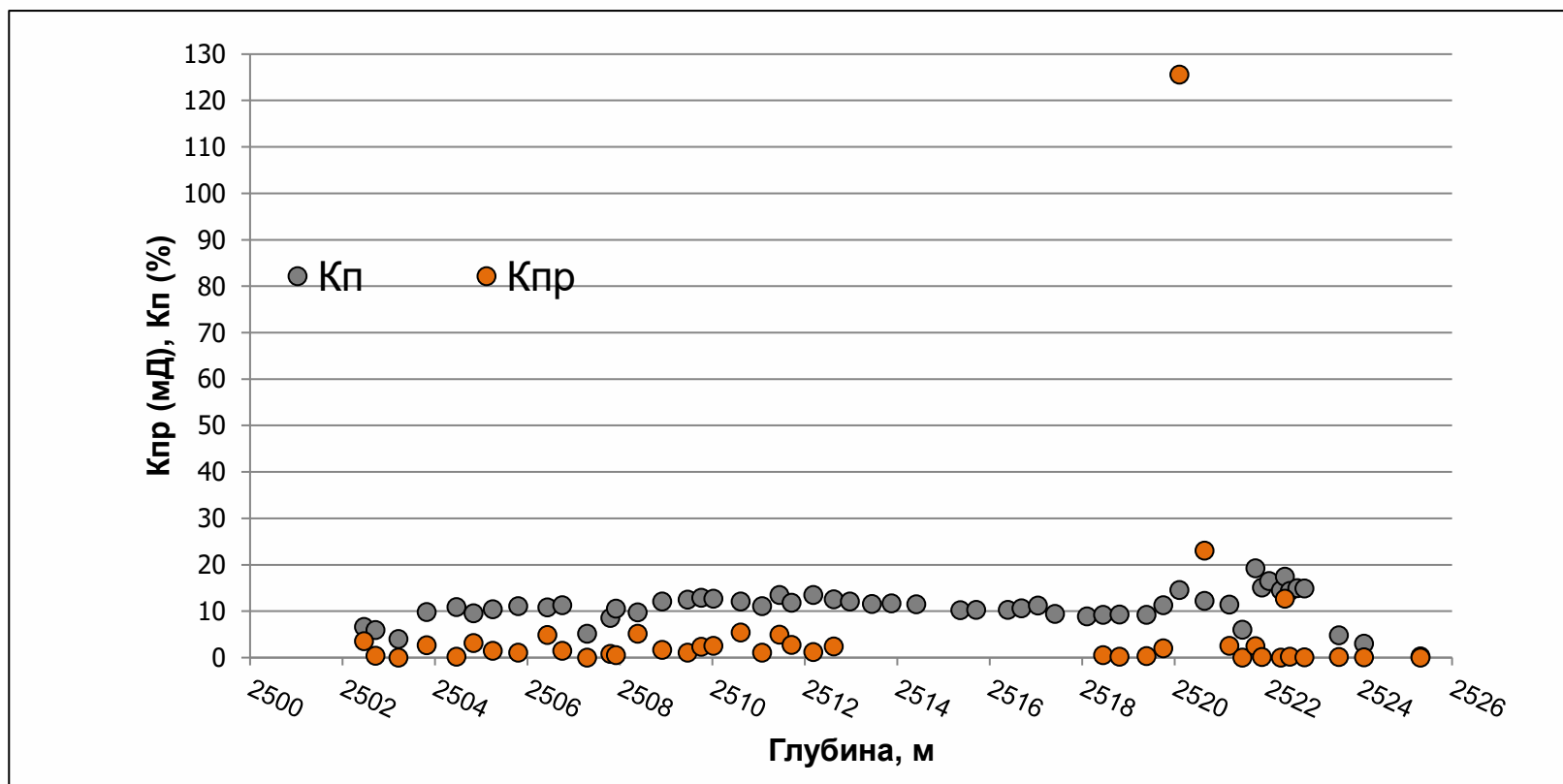
Рис.20. Изображение образца тектонокластолита.



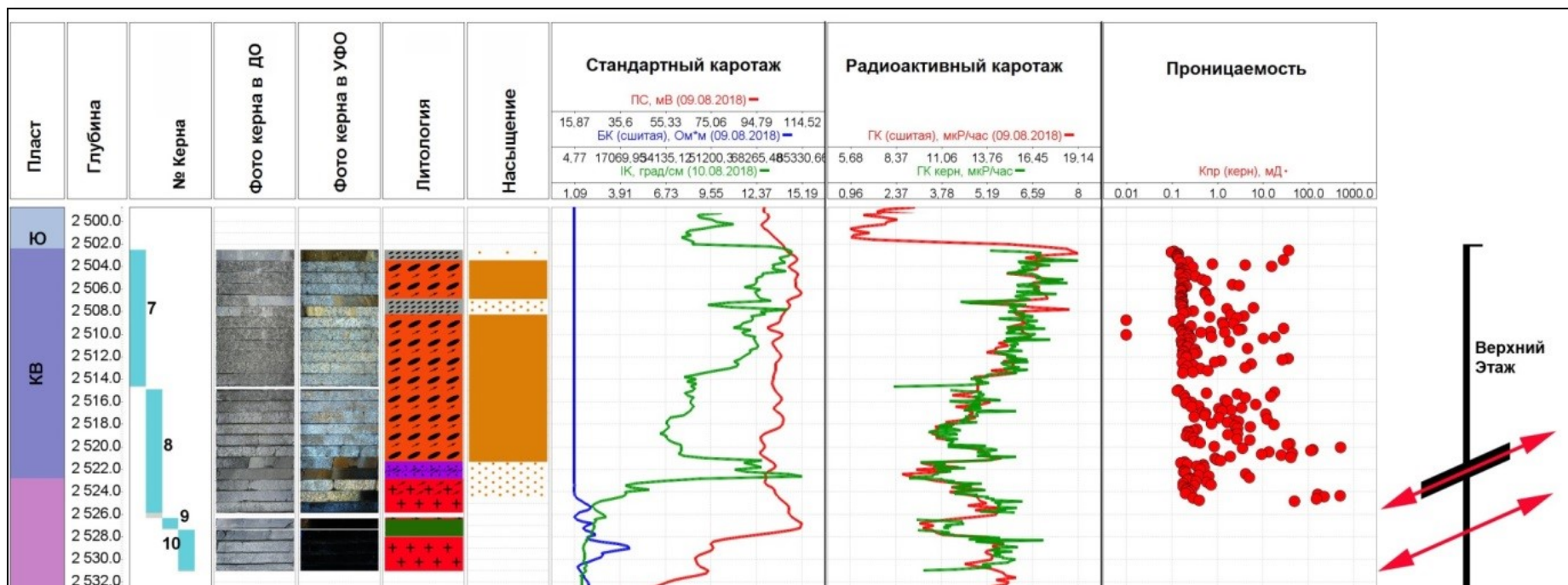
Кп 5,1%, Кпр 0,02мД

Рис.21. Изображения в ДО (а) и УФО (б) образца тектонокластолита.

- Средние значения основных ПФП всего объекта низкие: пористость - 11%, проницаемость - 1,8мД.
- Два образца в зоне дробления (Кпр 23мД, 125мД) увеличивают проницаемость всего объекта в 3 раза - 5,6мД.
- Все значения Кпр > 1мД (40% по цилиндрам, 65% по профилю) относятся к трещинной проницаемости.



- Максимальные значения  $K_{пр}$  наблюдаются в нижней части гранитного массива (объекта) по разные стороны разрывного нарушения – в зоне дробления тектонита (1,5м) и в зоне ультратектонита (1,6м).
- Полноразмерный облик основной части керна, 100% вынос керна, ПФП коллекторов из монолитных цилиндров – отражают низкую продуктивность объекта, подтвержденную данными испытания (Qн-1,3/1351)
- Повышение продуктивности тектонитов по разные стороны разрывного нарушения нужно учитывать при заложении скважин, зависимость проницаемости от трещиноватости – при выборе методов нефтеотдачи.



# Спасибо за внимание!

ПАО «Сургутнефтегаз», «СургутНИПИнефть»

Для связи [4trofi@surgut.ru](mailto:4trofi@surgut.ru) (Е.Н.Трофимова)

1. Граниты. Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение (по материалам изучения керна ПАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина [и др.] // URL: [https://oil-industry.net/SD\\_Prezent/2019/10/Новикова\\_Сургутнефтегаз.pdf](https://oil-industry.net/SD_Prezent/2019/10/Новикова_Сургутнефтегаз.pdf)
2. Граниты. Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение (по материалам изучения керна ПАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина [и др.] / Электронный Сборник (на платформе eLibrary) работ XIX научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» журнала «Нефтяное хозяйство», С.138-150// URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43062003>
3. *Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Дякина А.В., Новикова Н.В., Сахарова В.Р., Цесарж И.Л., Шестерякова И.В.* Граниты. Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение (по материалам изучения керна на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз») // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. Том 2 (двадцать вторая научно-практическая конференция). - Ханты-Мансийск. – 2019. - С.178-206. // URL: <http://www.crru.ru/smi.html>