

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

Apogranitic tectonites. Petrophysical parameters (based on the materials of the Surgutneftegas core study)

Е.Н. Трофимова¹
Е.В. Артюшкина¹
О.А. Быкова¹
А.В. Дякина¹
А.В. Левин¹
О.В. Косолапова¹
Н.В. Новиков¹
В.Р. Сахарова¹
Ю.А. Травина¹
И.Л. Цесарж¹

E.N. Trofimova¹
E.V. Artyushkina¹
O.A. Bykova¹
A.V. Dyakina¹
A.V. Levin¹
O.V. Kosolapova¹
N.V. Novikov¹
V.R. Sakharova¹
Yu.A. Travina¹
I.L. Tsesarzh¹

¹«СургутНИПИнефть»
ПАО «Сургутнефтегаз»

¹«SurgutNIPIneft»
Surgutneftegas PJSC

Адрес для связи: 4trofi@surgut.ru

Адрес для связи: 4trofi@surgut.ru

Ключевые слова: Западная Сибирь, керн, распиловка, фундамент, чехол, доюрский комплекс, сдвиг, стресс-метаморфизм

Key words: Western Siberia, core, sawing, basement, cover, pre-Jurassic complex, shear, stress metamorphism

Анализ литологического изучения керна (ЛИК) за 20 лет позволил сделать вывод о том, что весь монолитный керн отобран из зон низкой или средней продуктивности. Керн из зон высокой продуктивности извлекается крайне редко и в разрушенном виде. ЛИК и изучение петрофизических параметров объекта (ПФП) являются одними из примеров данного вывода. Изучение керна объекта освещено в предшествующих работах [1–3], где приведена литологическая характеристика апогранитовых пород в зоне тектонизации и генерации УВ. Данная работа посвящена вопросу изучения коллекторских свойств нетрадиционного коллектора. Основная цель работы – оценка и визуализация основных петрофизических параметров апогранитовых тектонитов.

Доклад публикуется в авторской редакции

Объект изучения – керн № 7–8, отобранный из верхней продуктивной части гранитного массива (далее Объект) (рис. 1). Нефтенасыщение (85 %) Объекта приурочено к зоне (2503,5–2525,9 м) дезинтеграции и динамометаморфического преобразования гранита. Основной (71 %) коллектор Объекта – апогранитовые тектониты со средне-крупнозернистой структурой, из них 6 % с повышенной степенью дробления. Статистические данные по литотипам приведены в табл. 1.

* по материалам доклада была подготовлена статья: Петрофизические параметры апогранитовых тектонитов / Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина, О.А. Быкова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. - №6. – С. 12-15. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-6-12-15>

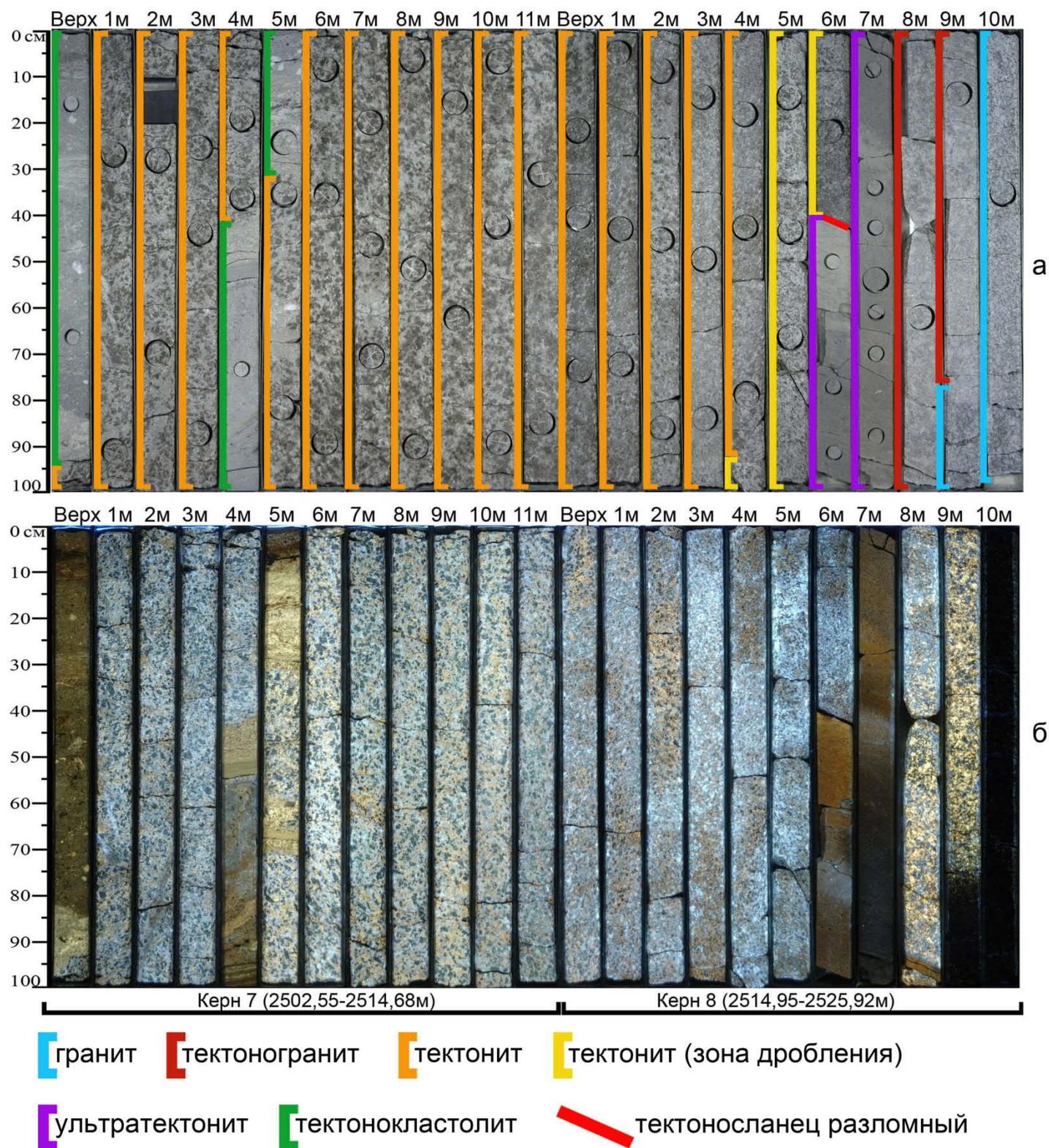


Рис. 1. Фоторазрез продуктивной части объекта: (а) в дневном (ДО); (б) ультрафиолетовом (УФО) свете

Таблица 1

Тип породы (литотип)	Всего	Всего с н/н		Всего от объекта	Всего с н/н от объекта	Число образцов на ПФП			
	м	м	%	%	%	всего	на метр	всего Кп	всего Кпр
Тектонокластолит	1,85	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
Тектоногранит	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

Определение петрофизических параметров проведено в рамках стандартного комплекса исследований. Тектониты со средне-крупнозернистой апогранитовой структурой изучались по цилиндрам с диаметром 5 см (5×3 см). Тектониты с тонко-мелкозернистой структурой (тектонокластолиты, ультратектониты) – по цилиндрам с диаметром 3 см (3×3 см). Часть цилиндров раскололись по поверхностям трещин и сланцеватости в процессе изготовления, экстракции и лабораторного изучения. Большая часть крупных (5×3 см) цилиндров сохранили свою целостность. Изготовление и отбор образцов на ПФП опирался на данные профильной проницаемости, которые показали, что все значения $K_{пр} > 1\text{мД}$ относятся к трещинной проницаемости. Частота изучения – 2–3 образца на метр коллектора (см. табл. 1). Образцы изготовлены с учетом текстурного наклона, в участках с наименьшей трещиноватостью.

Петрофизические параметры

В разрезе Объекта выделено 6 полевых типов (рис. 1, 2) пород: гранит; тектоногранит (тектонизированный гранит); тектонит апогранитовый; ультратектонит (битектонит) апогранитовый; тектоносланец; тектонокластолит [1–3]. Значения пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) по типам пород приведены на рис. 3, 4.

Значения петрофизических параметров по типам пород приведены в табл. 2; средние значения основных ПФП по типам пород – в табл. 3. Сравнительный анализ $K_{пр}$ объекта по цилиндрам и на спиленной поверхности керна (профильная проницаемость) – на рис. 5.

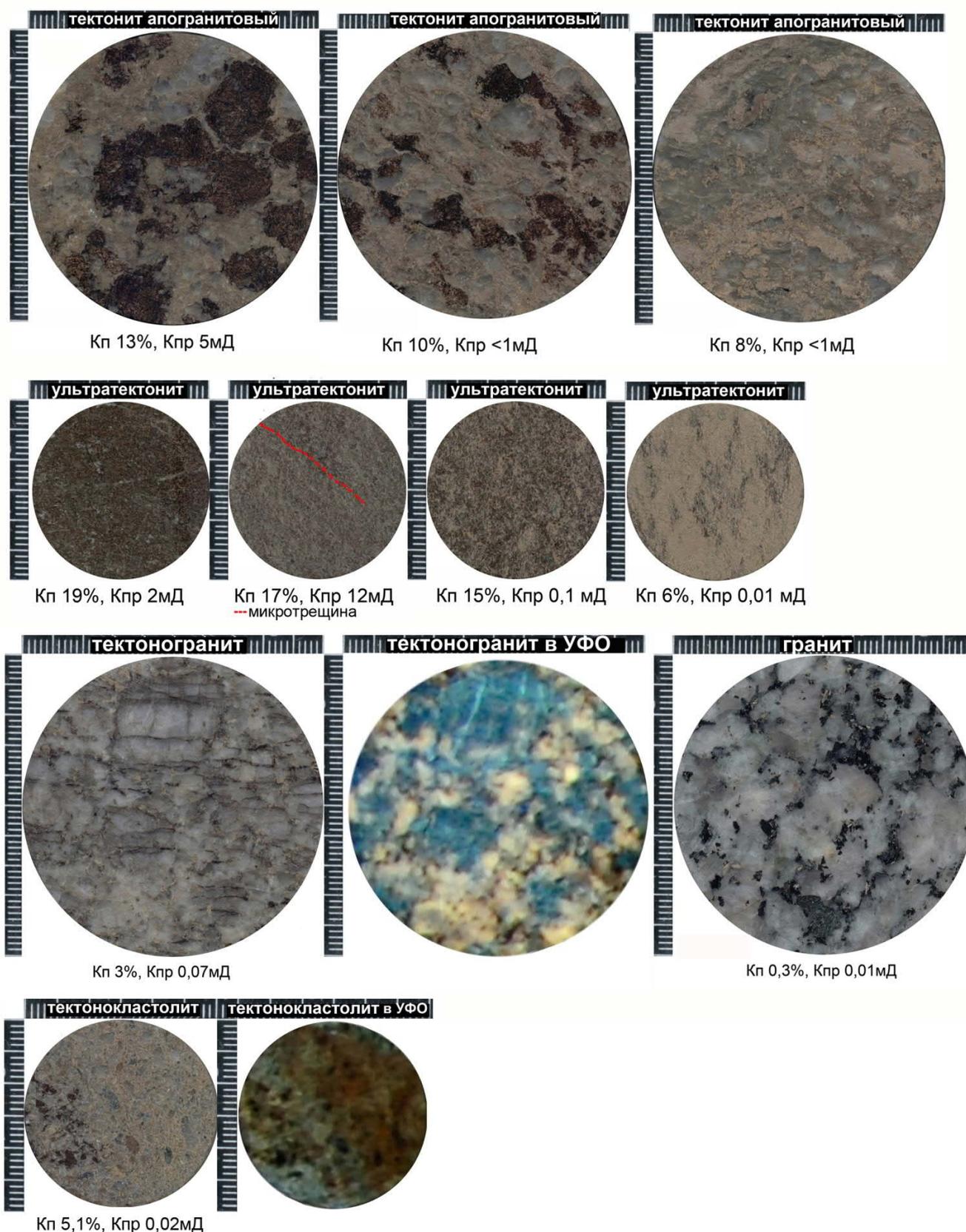


Рис. 2. Изображения образцов полевых литотипов на торцевой поверхности выбуренных цилиндров и значения основных ПФП

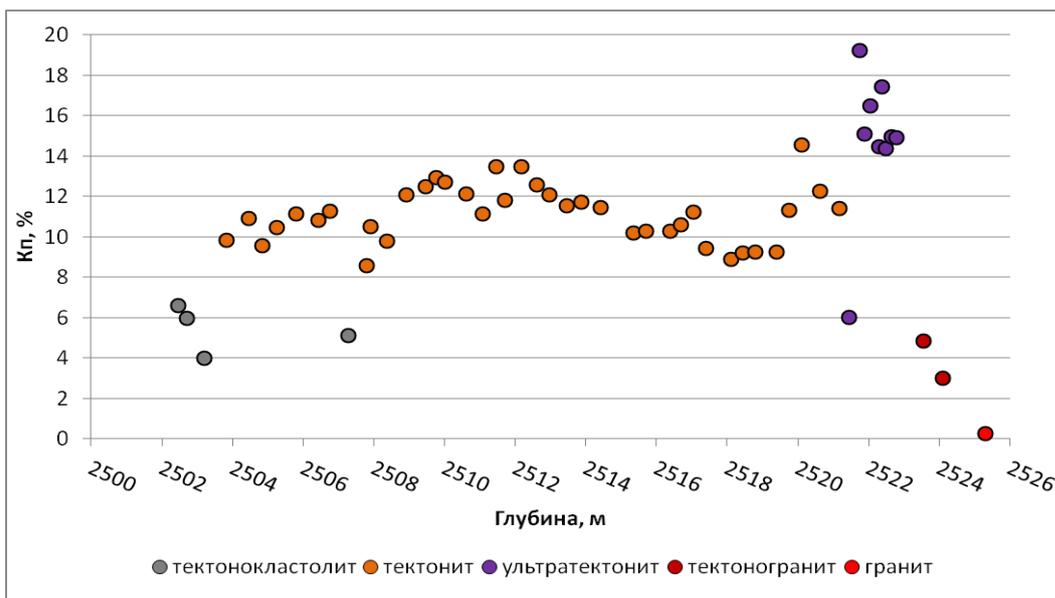


Рис. 3. График изменения $K_{п}$ по литотипам

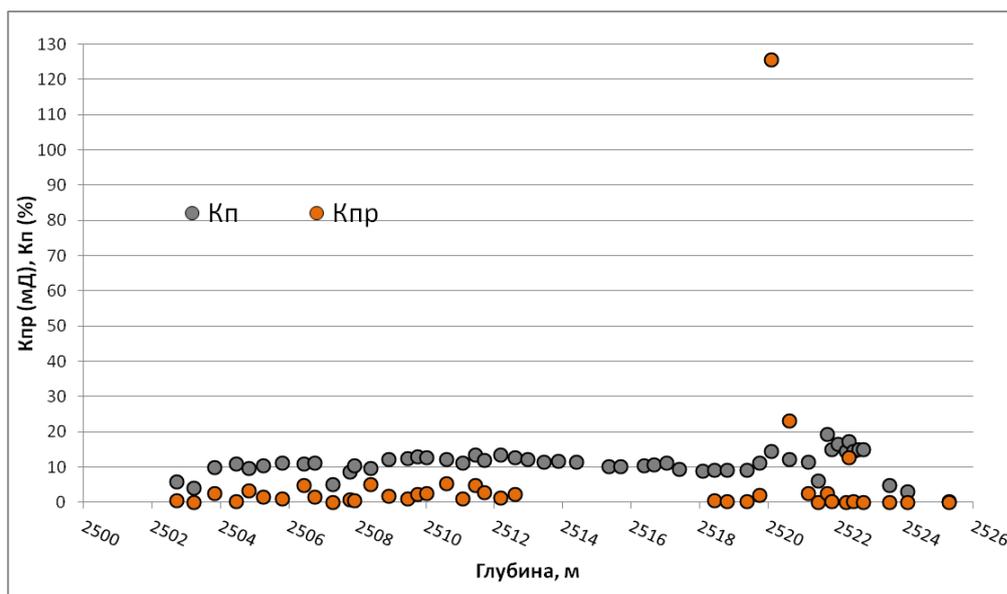


Рис. 4. График изменения $K_{п}$ и $K_{пр}$ по разрезу

Таблица 2

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

Таблица 3

Литотип	$K_{п}$, %	$K_{пр}$, мД
Тектонокластит	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
Тектоногранит	3,9	0,1
Гранит	0,3	0,0

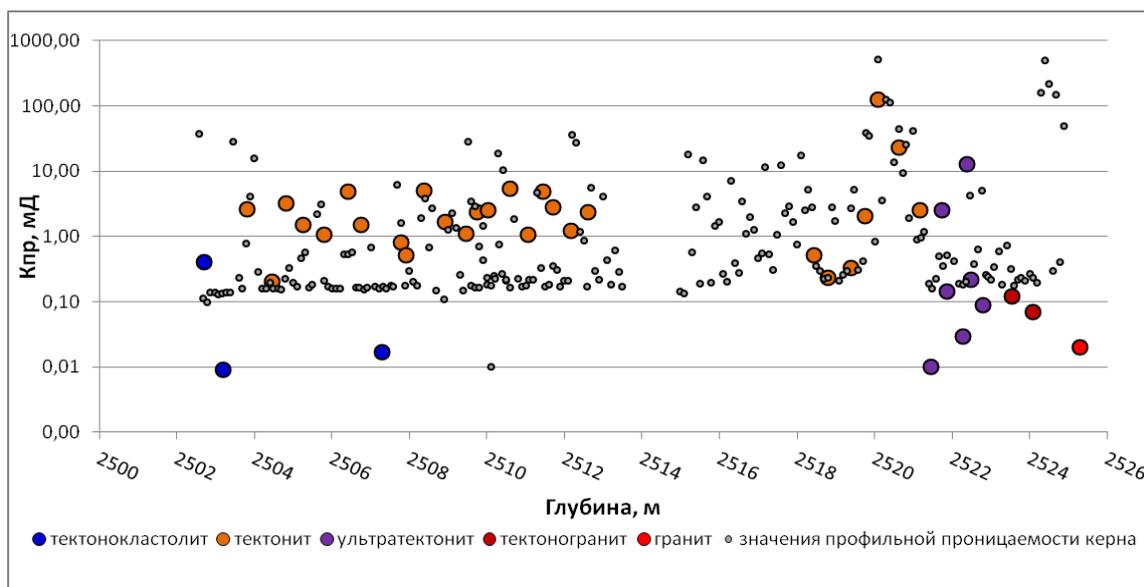


Рис. 5. График изменения $K_{пр}$ по цилиндрам и на поверхности керна

Основным коллектором (~75 %, 16,6 м) в зоне нефтенасыщения является апогранитовый тектонит. По типу пустотного пространства коллектор трещино-кавернозно-поровый. В структурном строении породы основная пустотность внутризерновая, приурочена к измененным зернам полевых шпатов. В классификационных перечнях данный тип коллектора относится к нетрадиционным коллекторам метаморфических пород со сложной системой фильтрации флюидов. В объеме образца-цилиндра (5x3 см) емкостной объем зависит от количества нефтяных пятен, которые приурочены к зернам полевых шпатов, проницаемость от количества и раскрытости трещин (см. табл. 2, рис. 2).

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 1 мД пятна нефтенасыщения не соединены проводящей трещиноватостью. В цилиндрах со значениями более 1 мД на проницаемость влияет сообщение и раскрытие трещин. Значения проницаемости в цилиндрах из монолитных участков отражают низкую продуктивность данных пород.

Следом за тектонитом по значимости идет ультратектонит (~7%, 1,6 м) или битектонит (тектонизированный тектонит). Порода катакластическая, сланцеватая, неравномерно и дискретно карбонатная. По типу пустотного пространства коллектор поровый (до 1мм). 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 (3×3см) пористость зависит от размерности зерен. Наличие субтекстурных трещин сланцеватости существенно увеличивает проницаемость (см. табл. 2).

Максимальные значения пористости приурочены к участкам с максимальной интенсивностью свечения нефтенасыщения, минимальные наблюдаются в зонах милонитизации (табл. 2), 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.

Низкие значения пористости тектоногранита указывают на законсервированность УВ в кристаллической решетке полевого шпата и согласовываются с выводами авторов о зарождении УВ [1–3]. Низкие ПФП гранитов согласовываются с мировыми данными.

В отечественных публикациях часто используют словосочетания «гранит нефтенасыщенный» или «риолит нефтенасыщенный». 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.

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

Средние значения основных ПФП всего объекта низкие. Среднее значение пористости – 11%. Среднее значение проницаемости – 1,8 мД. Два образца в зоне дробления ($K_{пр} = 2$ и 125 мД) увеличивают проницаемость всего объекта в 3 раза – 5,6 мД. Все значения $K_{пр} > 1$ мД (40 % по цилиндрам, 65 % на поверхности керн) относятся к трещинной проницаемости. Максимальные значения $K_{пр}$ наблюдаются в нижней части объекта по разные стороны разрывного нарушения – в зоне дробления тектонита (1,5 м) и в зоне ультратектонита (1,6 м). Полноразмерный облик и 100 % вынос керн отражают низкую продуктивность объекта, подтвержденную данными ПФП и испытания ($Q_n-1,3/1351$). Повышение продуктивности тектонитов по разные стороны разрывного нарушения нужно учитывать при заложении скважин, зависимость проницаемости от трещиноватости – при выборе методов нефтеотдачи.

Список литературы

1. *Граниты*. Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение (по материалам изучения керн на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. Материалы XXII научно-практической конференции: в 2 т. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2019. – Т. 2. – С. 178-206. // URL: <http://www.crru.ru/smi.html>
2. *Граниты*. Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение (по материалам изучения керн ПАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова [и др.] // URL: https://oil-industry.net/SD_Prezent/2019/10/Новикова_Сургутнефтегаз.pdf
3. *Граниты*. Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение (по материалам изучения керн 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>
4. *Апогранитовые* тектониты. Петрофизические параметры (по материалам изучения керн ПАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры (двадцать четвертая научно-практическая конференция). - Ханты-Мансийск. – 2021. - С.42-54. // URL: <http://www.crru.ru/smi.html>