

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА
2016, № 6

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ

УДК 553.982.2

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ КЕРНА
ПРИ ДОИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.Ю. ПОПОВ¹, Е.М. ЧЕХОНИН¹, С.С. САФОНОВ², С.О. УРСЕГОВ¹, И.П. ГУРБАТОВА³

¹Сколковский институт науки и технологий
143026, Россия, г. Москва, ул. Нобеля, д. 3; e-mail: e.popov@skloltech.ru

²Московский научный центр Шлюмберже
119285, Россия, г. Москва, ул. Пудовкина, д. 13; e-mail: ssafonov@slb.com

³Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»
614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, д. 29; e-mail: Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com

Впервые в практике геолого-геофизических работ выполнено непрерывное неразрушающее бесконтактное высокодетальное профилирование комплекса тепловых свойств по всему полноразмерному керну двух скважин, пробуренных в пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, при общем числе изученных образцов керна около 3000. Получены представительные данные о теплопроводности, объёмной теплоёмкости, коэффициенте тепловой анизотропии пород и их минеральной матрицы, необходимые для гидродинамического моделирования процессов тепломассопереноса в резервуаре при тепловых методах добычи тяжелой нефти. Экспериментальные данные позволили выявить существенные вариации комплекса тепловых свойств вдоль скважин в масштабе от 0,005 м до десятков метров, что обеспечило новые возможности для детального анализа неоднородности залежи в рамках доизучения геологического строения. Показано, что результаты высокоразрешающего теплофизического профилирования позволяют детализировать вариации пористости, уточнить границы интервалов с вариациями минерального состава пород.

Ключевые слова: тепловые свойства горных пород; теплофизическое профилирование на керне; доизучение геологического строения; Усинское месторождение тяжелой нефти.

CORE THERMAL PROFILING APPLICATION IN ADDITIONAL GEOLOGY
STRUCTURE APPRAISAL OF PERMIAN-CARBONIFEROUS
DEPOSITS AT USINSK OIL FIELD

E. POPOV¹, E. CHEKHONIN¹, S. SAFONOV², S. URSEGOV¹, I. GURBATOV³

¹Skolkovo Institute of Science and Technology
143026, Russia, Moscow, Nobelya street, building 3; e-mail: e.popov@skloltech.ru

²Schlumberger Moscow Research Center
119285, Russia, Moscow, Pudovkina street, 13; e-mail: ssafonov@slb.com

³PermNIPIneft, LCC Lukoil-Engineering
614066, Russia, Perm, Soviet Army street, 29; e-mail: Irina.Gurbatova@pnn.lukoil.com

Continuous non-destructive, non-contact, high-resolution thermal profiling of a set of the rock thermal properties has been performed for the first time in the geological and geophysical practice on all full-size core samples from two wells drilled in Permian-carboniferous deposits heavy oil reservoir of the Usinsk field with a total amount of studied core samples about 3 000. The representative data on thermal conductivity, volumetric heat capacity, thermal anisotropy coefficient of rocks and their mineral matrix were obtained. The data are necessary for the hydrodynamic modeling of the heat and mass transfer processes in reservoirs at the thermal methods of the enhanced oil recovery. The experimental data demonstrated essential variations of the thermal properties along the wells at a scale of 0,005 up to dozens of meters that provided new possibilities for the detailed analysis of the reservoir heterogeneity within a frame of the additional study of the oil field geological structure. It is shown that the results of the high-resolution thermal profiling allow to detail porosity variations and to define more accurately depth intervals with variations of rock mineralogical composition.

Key words: rock thermal properties; core thermal profiling; geology structure additional study; Usinsk heavy oil field.

Разработка и оптимизация технологий добычи тяжёлой нефти с применением теплового воздействия на пласт и интерпретация данных температурного мониторинга при разработке месторождений требуют представительных данных о тепловых свойствах пород в широких диапазонах коллекторских свойств, температур и при различных поровых флюидах (нефть, вода, пар) и их смесях [9]. При тепловых методах добычи от тепловых свойств пласта и окружающих пород непосредственно зависят скорость разогрева и температура пласта, тепловые потери из пласта, процессы тепло- и массопереноса и фазовых преобразований в пласте и, в конечном итоге, — экономическая эффективность добычи тяжелой нефти. Данные о теплопроводности и объёмной теплоёмкости пород продуктивного пласта и вмещающих пород являются обязательной исходной информацией при термогидродинамическом моделировании процесса добычи тяжелой нефти при любых видах теплового воздействия на пласт.

Вместе с тем указанные тепловые свойства могут сами по себе предоставлять информацию о геологическом строении недр, так как тесно связаны с такими важными свойствами пород, как минеральный состав, объём пустотного пространства, геометрические параметры пор и трещин, состав поровых флюидов, плотность межзерновых контактов, степень анизотропии, разномасштабная неоднородность.

Теплопроводность пород определяется главным образом их минеральным составом, пористостью, геометрическими параметрами порового/трещиноватого пространства, видом порового флюида, степенью анизотропии, связанной с согласной ориентацией зерен и/или микротрещин, плотностью

межзерновых контактов. Объёмная теплоёмкость пород зависит от минерального состава, пористости и вида порового флюида. Для традиционных коллекторов доминирующими факторами влияния на тепловые свойства обычно являются пористость и вариации состава порового флюида [10], что объясняется существенными различиями между тепловыми свойствами минеральной матрицы пород и поровых флюидов (таблица).

Объект исследований

Впервые в практике геолого-геофизических работ при помощи прибора оптического сканирования [2, 8] осуществлено непрерывное бесконтактное профилирование теплопроводности, температуропроводности/объёмной теплоёмкости всего полноразмерного керна, извлеченного при бурении. Исследовался керн двух скважин (*A* и *B*), пробуренных в пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения [1]. Профилирование проводилось по плоской поверхности малогабаритных дубликатов керна («горбушках»), полученных при распиливании керна после извлечения его из упаковочных труб. Помимо непрерывного профилирования вдоль оси керна (вдоль скважины) использовали дополнительное профилирование каждого образца поперёк его оси. На нераспиленных образцах измерения проводились по образующей цилиндрической поверхности керна и на торцах. Полная погрешность измерений для каждого образца керна составляла не более $\pm 2,5\%$ для теплопроводности, $\pm 3,5\%$ для температуропроводности и $\pm 6\%$ для объёмной теплоёмкости. Пространственная разрешающая способность профилирования теплопроводности была 1–2 мм, для объёмной теплоёмкости — 3–4 мм. Перед измерениями не требовалась какая-либо механическая обработка образцов керна, т. е. обеспечивалась их полная сохранность. При измерениях определялись главные значения тензора теплопроводности \parallel (вдоль напластования) и

(поперек напластования), коэффициент тепловой анизотропии оцениваемый для каждого образца по соотношению $K = \parallel / \perp$ и коэффициент тепловой неоднородности, определявшийся по каждому профилю теплопроводности при помощи соотношения:

Тепловые свойства поровых пластовых флюидов и минеральной матрицы осадочных пород [6]

Свойства Компонент	Теплопроводность, Вт/(м · К)	Объёмная теплоёмкость, МДж/(м ³ · К)
Минеральная матрица	1,5–7,6	1,7–2,7
Пластовая вода	0,58–0,60	4,19
Органическое вещество (нефть, кероген)	0,10–0,18	1,45–1,65
Воздух, газ	0,024–0,026	0,00122–0,00126

$$\frac{\text{макс}}{\text{сред.}}, \quad (1)$$

$$\frac{\text{мин.}}{\text{сред.}}$$

где мин и макс — соответственно минимальная и максимальная в пределах образца теплопроводность, сред — средняя теплопроводность образца. Профилирование осуществлялось с размещением на платформе измерительного прибора образцов керна сериями с общей длиной каждой серии до 0,4 м. Измерения проводились как на твёрдых, так и на слабоконсолидированных образцах пород.

Для скважины *A* профилирование керна проведено на 1910 образцах, непрерывно отобранных в интервале глубин общей протяженностью 307 м. В зонах дробления пород дополнительно был отобран 31 образец дробленого керна, для которых также на установке оптического сканирования определены тепловые свойства. Таким образом, общее число образцов керна, изученных путём непрерывного профилирования по скважине *A*, составило 1941.

Для скважины *B* профилирование керна произведено на 940 образцах-«горбушках» в интервале глубин общей протяженностью 134 м. В отдельных местах, где «горбушки» отсутствовали, для измерений были отобраны 114 образцов ненарушенного полноразмерного керна диаметром 110 мм. Таким образом, общее число образцов керна, изученных путём непрерывного профилирования для скважины *B*, 1054.

Практически для всей изученной коллекции керна плоскость слоистости была ориентирована перпендикулярно к оси керна.

Непрерывное теплофизическое профилирование всех 2995 образцов керна для скважин *A* и *B* было проведено непосредственно на кернохранилище в течение трёх недель. Общее число сканирований 7500.

Результаты теплофизических измерений

Распределения главных значений тензора теплопроводности $\|$, объёмной теплоёмкости, коэффициента тепловой анизотропии и коэффициента тепловой неоднородности для скважин *A* и *B* приведены на рис. 1, 2. На рис. 1, 2 для обеих скважин показаны также литологические колонки разреза, построенные по макроскопическому описанию керна. Приводимые теплофизические данные соответствуют средним значениям теплопроводности и объёмной теплоёмкости, определявшимся для каждого образца керна по результатам профилирования. Данные по теплопроводности характеризуют распределение главного значения тензора теплопроводности вдоль напластования пород. Данные о коэффициенте тепловой неоднородности соответствуют результатам сканирования вдоль оси керна.

В основу интерпретации вертикальных вариаций тепловых свойств и различия их характера и

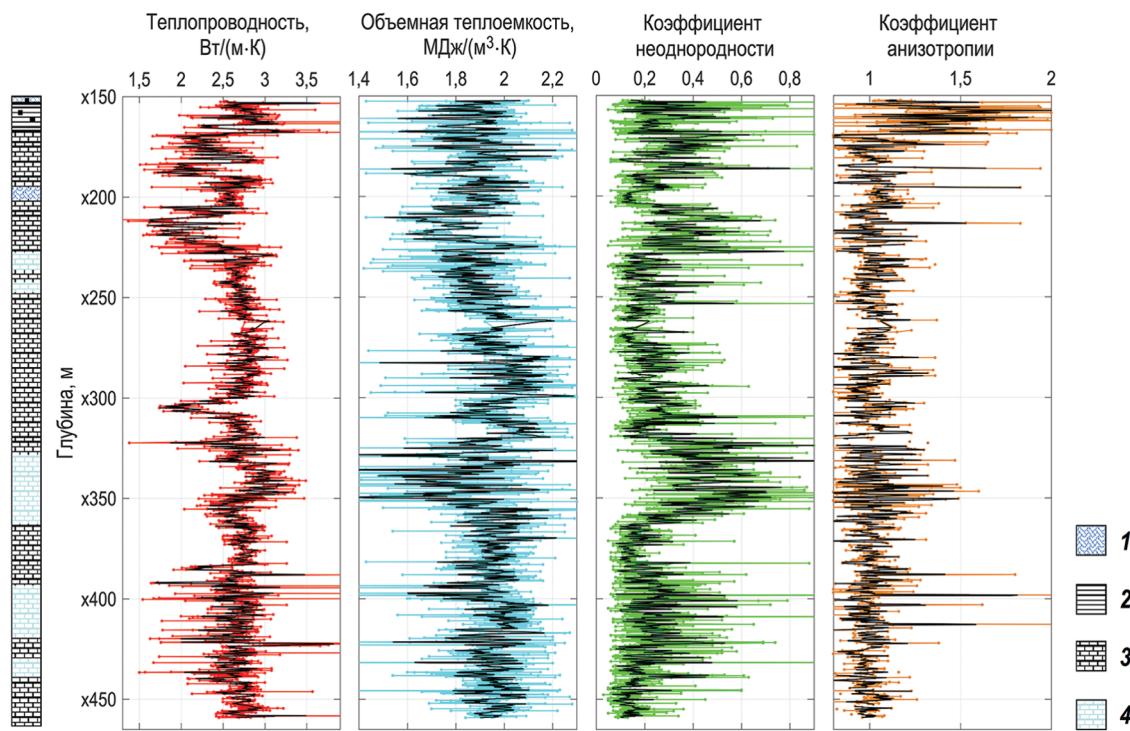


Рис. 1. Распределение тепловых свойств пород вдоль скважины *A*: 1 — известняки пелитоморфные, неравномерно окремненные и пиритизированные, слабо глинистые, 2 — глинисто-терригенные породы, пиритизированные, трещиноватые, 3 — известняки органогенно-детритовые, 4 — известняки органогенно-детритовые, окремнённые; цветными точками, соединенными тонкими линиями того же цвета, обозначены результаты измерений для каждого образца керна; черными линиями обозначены результаты фильтрации с усреднением результатов измерений в скользящем прямоугольном окне шириной 0,5 м

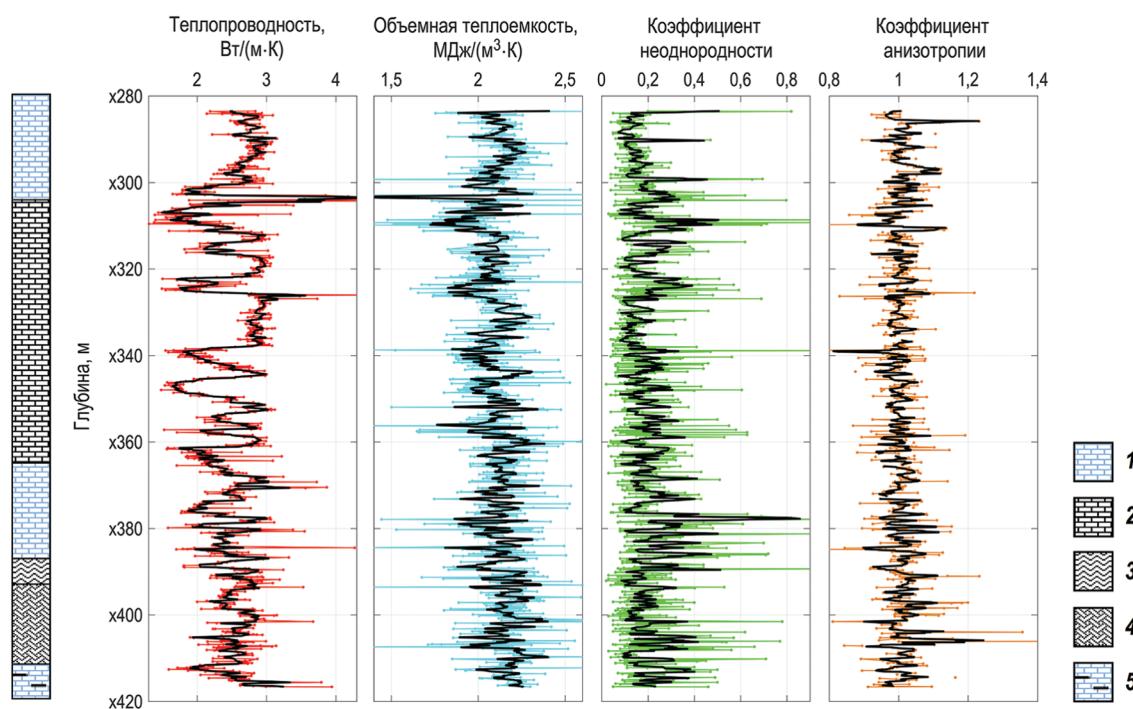


Рис. 2. Распределение тепловых свойств пород вдоль скважины B: 1 – известняки органогено-детритовые, окремненные, слабоглинистые, 2 – известняки органогенно-детритовые, иногда комковато-детритовые, слабоглинистые, 3 – переслаивание известняка органогенно-детритового, окременного, глинистого и доломита сильноглинистого, 4 – известняки органогенно-детритовые неравномерно доломитизированные, сильно глинистые, 5 – известняки органогенно-детритовые, окремненные, глинистые; цветными точками, соединенными тонкими линиями того же цвета, обозначены результаты измерений для каждого образца керна; черные линии – результаты фильтрации с усреднением измерений в скользящем прямоугольном окне шириной 0,5 м

степени для двух скважин была положена информация о тепловых свойствах минеральной матрицы пород и порового флюида, приведенная в таблице, а также экспериментальные данные по теплопроводности породообразующих минералов [3].

Согласно результатам измерений для скважины A (рис. 1) в интервале глубин x152,30–x459,24 м исследованные образцы пород характеризуются широкими диапазонами теплопроводности (0,44–10,9 Вт/(м K)), объёмной теплоёмкости (0,80–2,28 МДж/(м³ K)), коэффициента анизотропии (1–2,6) и коэффициента тепловой неоднородности (0,05–1,52).

Данные для скважины A (рис. 1) позволяют сделать следующие выводы.

1. Все измеренные тепловые свойства характеризуются существенными разномасштабными вариациями вдоль скважины, что свидетельствует о необходимости массовых измерений как для точных оценок средних значений тепловых свойств в отдельных интервалах глубин, необходимых для гидродинамического моделирования, так и для выделения теплофизической зональности пласта при изучении его неоднородности.

2. Для теплопроводности характерна зональность с локальными её вариациями от 0,44 до 10,9 Вт/(м · K) при среднем диапазоне значений

2,4–3,0 Вт/(м · K), в целом стабильном для изучаемого интервала глубин.

3. Для объёмной теплоёмкости характерен устойчивый тренд с увеличением параметра с глубиной при его существенных локальных вариациях.

4. По всем тепловым свойствам для скважины A чётко выделяется глинисто-терригенная пачка в интервале глубин x152,3–x169,2 м, где неравномерная пиритизация и окремнение пород проявляются высокими значениями теплопроводности (до 8,0 Вт/(м K)) и коэффициента тепловой неоднородности (до 1,6) (теплопроводность монокристалла пирита – 41,4 Вт/(м K), кварца в его агрегатном состоянии – 7,6 Вт/(м K) [3]).

Как следует из данных на рис. 2, породы скважины в интервале глубин x283,50–x416,65 м характеризуются вариациями теплопроводности в диапазоне 1,31–5,43 Вт/(м K), объёмной теплоёмкости – 1,09–2,93 МДж/(м³ K) и коэффициента тепловой неоднородности – 0,02–1,17.

Данные для скважины B, приведенные на рис. 2, показывают следующее:

1. Тепловые свойства характеризуются существенными вариациями на данном интервале глубин.

2. Для теплопроводности типична зональность с локальными вариациями параметра вне среднего

диапазона 2,0–3,0 Вт/(м · К), в целом стабильного для изучаемого интервала глубин.

3. Протяженность выделяемых зон локальных вариаций теплопроводности и объёмной теплоёмкости не превышает 5–10 м.

Зарегистрированные существенные вариации теплопроводности и объёмной теплоёмкости пород вдоль скважин *A* и *B* можно объяснить следующими факторами:

1) литологическими особенностями пород (пятнистым окремнением пород, наличием глинистых прослоев, доломитизацией);

2) вариациями нефтенасыщенности пород (интенсивное нефтенасыщение, неравномерное, пятнистое нефтенасыщение, нефтенасыщение по трещинам);

3) вариациями пористости, кавернозности и степени трещиноватости пород.

Перечисленные факторы существенно, хотя и в различной степени, влияют на тепловые свойства пород, что и обуславливает высокую теплофизическую дифференциацию разреза скважины.

Приведенные на рис. 1, 2 результаты измерений свидетельствуют, что существенной тепловой анизотропией (с коэффициентом анизотропии в диапазоне 1,2–2,6) характеризуются лишь породы верхнего интервала глубин x155–x170 м скважины *A*. Высокая тепловая анизотропия здесь обусловлена в основном преобладающей субгоризонтальной трещиноватостью пород. Анализ тепловой анизотропии проводился на основе предположения об отсутствии значимой азимутальной анизотропии, т. е. об отсутствии различий в значениях теплопроводности для разных направлений в плоскости напластования, что было подтверждено дополнительными исследованиями на нескольких характерных образцах керна из этого интервала глубин.

Согласно рис. 1, 2, средние для скважин *A* и *B* значения теплопроводности имеют близкие значения, но характер и степень вариаций теплопроводности в интервалах от нескольких миллиметров до интервалов в несколько десятков метров существенно различны для скважин, что свидетельствует о значительных отличиях в геологическом строении участков пласта, вскрытых скважинами *A* и *B*. Так, породы скважины *A* характеризуются более значительными вариациями теплопроводности в пределах каждого образца, о чем свидетельствуют более высокие значения коэффициента тепловой неоднородности для скважины *A* (рис. 1 и 2). Для пород скважины *B* характерны существенно более высокие, чем для скважины *A*, вариации теплопроводности в интервале 2–20 м, что можно объяснить изменениями типов пористости, минерального состава и состава порового флюида.

Новые возможности для анализа свойств и геологического строения резервуара представляет совместная интерпретация данных о теплопровод-

ности и коэффициенте тепловой неоднородности. Коэффициент тепловой неоднородности образцов отражает структурно-текстурные особенности пород. Коэффициент тепловой неоднородности для обеих скважин варьирует в широком диапазоне (0,02–2,7) и характеризует как вертикальную зональность разреза, так и особенности двух разных блоков пласта, вскрытых скважинами *A* и *B*. Повышенные значения коэффициента тепловой неоднородности в пределах каждого образца следует связывать с локальными увеличениями трещиноватости, кавернозности, присутствием высокотеплопроводного пирита и пятнистым окремнением пород. Так, согласно рис. 1, интервалы глубин x170–1178 м и x184–1189 м скважины *A* характеризуются одновременным понижением теплопроводности и объёмной теплоёмкости и повышением коэффициента тепловой неоднородности. Напротив, интервал глубин x178–x184 м отличается одновременным повышением теплопроводности и объёмной теплоёмкости и понижением коэффициента тепловой неоднородности. Согласно данным таблицы, отмечаемое сочетание вариаций тепловых свойств в интервалах глубин x170–x178 м и x184–x189 м должно означать повышение пористости пород с заполнением порового пространства органическим веществом (нефтью), при этом повышенное значение коэффициента тепловой неоднородности в данных интервалах свидетельствует о том, что в пределах каждого образца пористость и содержание нефти распределяются не равномерно, а с локальными вариациями по образцу, т. е. имеет место очаговая пористость и неравномерное нефтенасыщение в пределах каждого образца. В то же время на рис. 1 выделяется интервал глубин x320–x355 м с противоположными изменениями тепловых свойств, когда повышение теплопроводности сочетается с понижением объёмной теплоёмкости, при этом в данном интервале глубин существенно возрастает коэффициент тепловой неоднородности. Подобное сочетание одновременных изменений тепловых свойств можно интерпретировать как признак повышенного содержания кварца в виде зёрен размером 0,5–2 см, так как теплопроводность кварца (7,60 Вт/(м · К) в агрегате [3] значительно выше теплопроводности матрицы пород (2,9–3,3 Вт/(м · К)).

Обобщенные для каждой скважины поля корреляции между теплопроводностью и пористостью, оценки коэффициента корреляции и уравнения регрессии по всем результатам измерений приведены на рис. 3. В данном случае результаты измерений теплопроводности усредняли в интервалах глубин протяженностью 0,5 м для приведения в соответствие пространственных разрешающих способностей при определениях теплопроводности и пористости. Для обеих скважин коэффициенты корреляции между теплопроводностью и порис-

тостью при столь значительных объемах выборок являются значимыми. Для скважины *B* коэффициент корреляции (-0,81) существенно выше, чем для скважины *A* (-0,51). Это свидетельствует о меньшем, чем влияние пористости, влиянии минерального состава пород, типов пористости и состава порового флюида на теплопроводность пород, вскрытых скважиной *B*, и о незначительных вариациях этих факторов в целом в изучавшемся интервале глубин. Напротив, пониженное значение коэффициента корреляции для скважины *A* следует объяснить более частым присутствием в образцах пород скважины *A* зерен высокотеплопроводных пирита и кварца, что приводит к более существенным вариациям теплопроводности матрицы с глубиной для скважины *A*, о чём говорят повышенные локальные значения теплопроводности, регистрируемые по профилям теплопроводности для всех изучавшихся образцов скважины.

Данные, приведённые на рис. 3, позволяют при помощи уравнений регрессии оценить теплопроводность минеральной матрицы пород (по уравнениям регрессии при пористости, равной нулю), что необходимо для гидродинамического моделирования процесса добычи тяжелой нефти с тепловым воздействием на пласт. Согласно рис. 3, теплопроводность матрицы пород может быть оценена в 2,88 Вт/(м К) для скважины *A* и 3,06 Вт/(м К) для скважины *B*, но вариации теплопроводности матрицы вдоль скважины *A* можно считать более существенными вследствие изменений минерального состава пород.

На рис. 4 приведены распределения первичных результатов измерений теплопроводности и параметра $1-K_p$ (где K_p — пористость пород, определявшаяся по данным ГИС) вдоль скважины *A* для интервалов глубин x150—x450 м (рис. 4, *a*) и более детальные данные для интервалов глубин x200—x250 м

(рис. 4, *b*) и x300—x350 м (рис. 4, *c*). Параметр $1-K_p$ использован здесь для облегчения визуального анализа совпадений вариаций теплопроводности и пористости вдоль каждой скважины. Из рис. 4, *a* следует, что интервал глубин x150—x170 м резко отличается от других интервалов типом связи теплопроводности и параметра $1-K_p$, что объясняется тем, что изучавшиеся образцы керна не являются достаточно представительными по своей пористости для данного интервала глубин, характеризующегося в целом рыхлыми породами, которые не представлены керном. Для остальных участков интервала глубин x170—x435 м в целом наблюдается совпадение зональности вертикальных вариаций теплопроводности и параметра $1-K_p$, что соответствует результатам корреляционного анализа, описанным выше. Важно, что значительно более высокая пространственная разрешающая способность теплофизического профилирования (около 0,1 м для данных на рис. 4, что соответствует осреднению теплопроводности в пределах каждого образца керна при средней длине образцов керна около 0,1 м) обеспечивает существенно более детальную информацию о структуре порового пространства пласта по сравнению с данными геофизических исследований скважины, пространственная разрешающая способность которых составляет около 0,5 м. Это, в частности, позволяет при помощи анализа вертикальных вариаций теплопроводности уточнить границы интервалов с изменениями пористости. Наблюдаемое в интервале x332—x350 м расхождение в поведении теплопроводности и параметра $1-K_p$ с повышенными значениями теплопроводности в диапазоне 2,8—3,3 Вт/(м К) объясняется увеличением содержания в породах высокотеплопроводного кварца, что подтверждается и соответствующим понижением объёмной теплоёмкости (рис. 1), характерным для кварца.

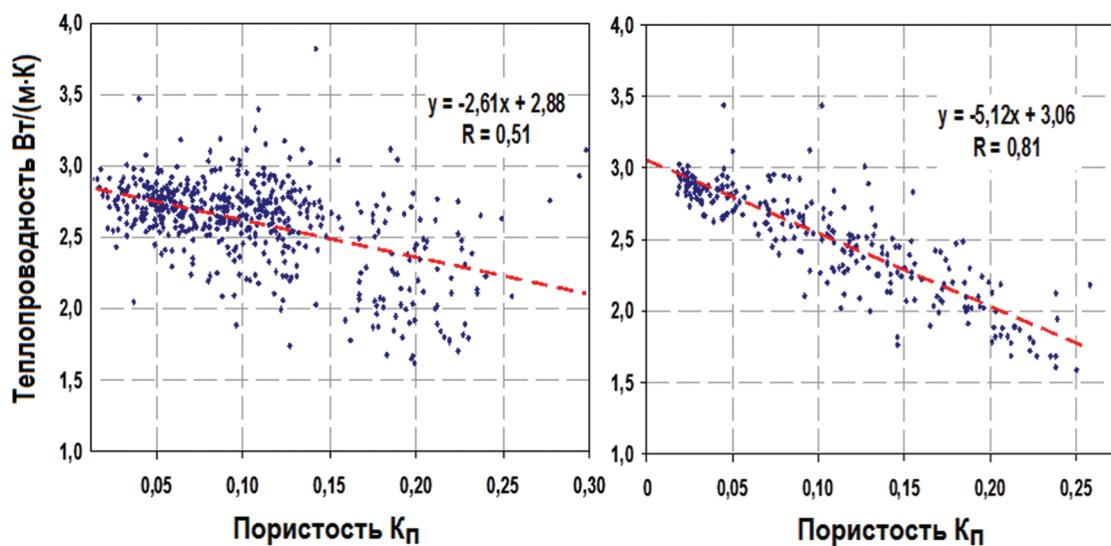


Рис. 3. Поля корреляции теплопроводности с пористостью (по данным ГИС) (данные о свойствах приведены к шагу измерений 0,5 м)

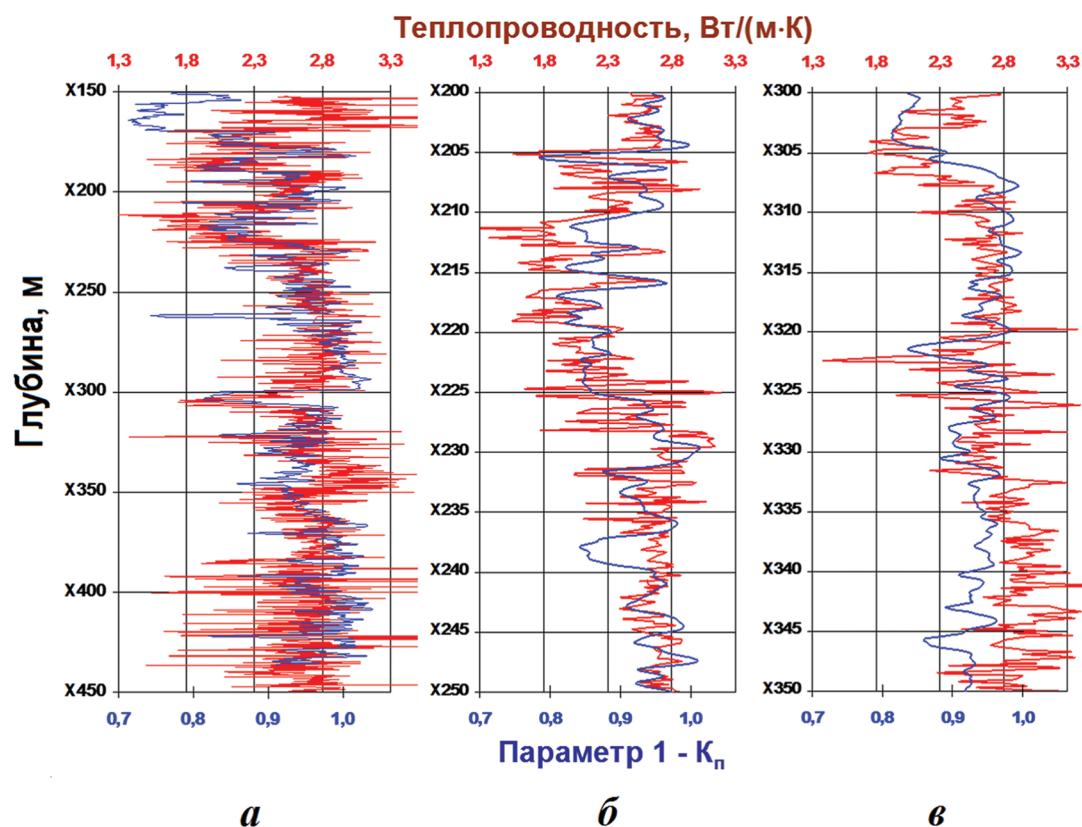


Рис. 4. Распределение теплопроводности (красные линии) и параметра 1- K_n (синие линии) для скважины А в интервалах глубин x150—x450 м (а), x200—x250 м (б) и x300—x350 м (в)

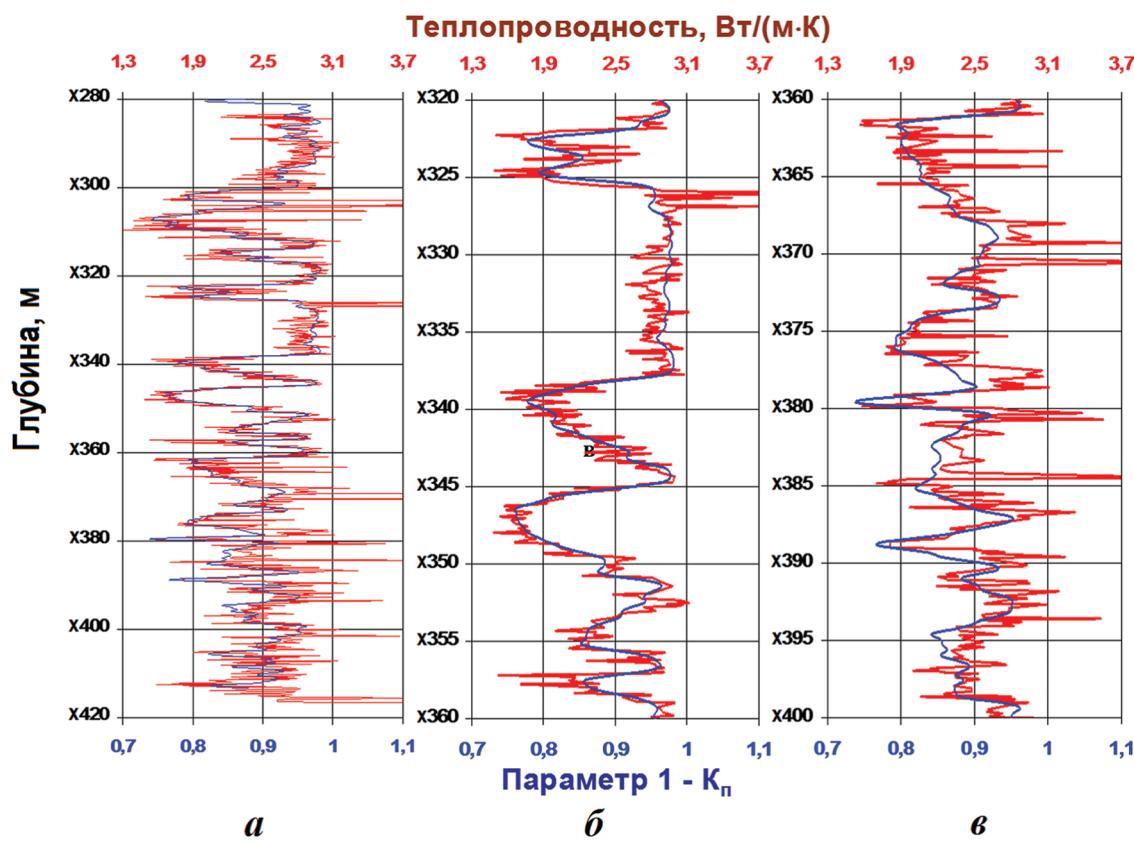


Рис. 5. Распределение теплопроводности (красные линии) и параметра 1- K_n (синие линии) для скважины Б в интервалах глубин x280—x420 м (а), x320—x360 м (б) и x360—x400 м (в)

Более детальное представление вертикальных вариаций теплопроводности и параметра $1-K_p$ для интервалов глубин x200–x250 м (рис. 4, б) и x300–x350 м (рис. 4, в) для скважины А дополнительно показывает следующее.

1. Подтверждается возможность использования результатов теплофизического профилирования для существенно более детальной характеристики структуры пласта, в частности, для детального анализа вертикальных вариаций пористости, которая по данным о теплопроводности, при установленной достаточно высокой корреляции теплопроводности с пористостью в большинстве интервалов глубин (рис. 4 и 5), имеет значительные локальные вариации с типичным размером 0,1 м (средняя длина образцов керна), которые не отражаются результатами ГИС по регистрации вариаций пористости.

2. Существенное понижение теплопроводности в интервале глубин x205–x227 м и её локальные вариации в данном интервале глубин в целом хорошо соответствуют понижению параметра $1-K_p$, т. е. повышению пористости, что позволяет сделать вывод о том, что в данном интервале глубин преобладает межзерновой характер пористости, возможно сочетающийся с ее очаговым типом при размере очаговых участков менее длины образцов керна (в среднем 0,1 м).

3. В интервале глубин x237–x240 м наблюдается существенное нарушение соответствия вариаций теплопроводности и параметра $1-K_p$, наблюдавшегося в целом для остальных участков данного интервала. Поскольку в данном интервале глубин x237–x240 м отмечается резкое понижение параметра $1-K_p$, соответствующее повышению пористости, а теплопроводность остается стабильной, то такое сочетание вариаций теплопроводности и пористости позволяет сделать вывод, что в интервале глубин x237–x240 м преобладает каверновый тип пористости с наличием каверн, размеры которых превышают размеры образцов керна. Другими словами, в данном интервале керн не отражает в достаточной степени особенности пласта и свойства керна не соответствуют свойствам пласта, так как пористость, определяемая по керну, является существенно меньшей, чем средняя пористость пласта, определяемая в основном крупными кавернами.

На рис. 5 приведены вариации первичных данных по теплопроводности и параметра $1-K_p$, определявшегося по данным ГИС, для интервала глубин x280–x420 м (а) и более детально для интервалов глубин x320–x360 м (б) и x360–x400 м (в) скважины Б. Из сравнения данных на рис. 4, а и рис. 5, а следует, что связь теплопроводности и параметра $1-K_p$ для скважины Б гораздо стабильнее, чем для скважины А, что отмечалось и выше (рис. 3). Нарушения этой связи для скважины Б наблюдаются

лишь в коротких интервалах глубин. Так, в интервалах глубин x325–x326 м (рис. 5, б), x367–x371 м, x377–x378 м, x380–x381 м, x383–x384 м (рис. 5, в) нарушение этой связи сопровождается повышениями теплопроводности, что согласно анализу образцов керна обусловлено повышением в породах содержания высокотеплопроводных доломита (5,5–6,2 Вт/(м К), [3]), кварца или пирита. Нарушение связи теплопроводности и пористости, сопровождающееся понижением теплопроводности, как, например, в интервалах глубин x357–x358 м скважины Б (рис. 5, б), x208–x213 м скважины А, может быть связано с вариациями состава порового флюида.

Тесная корреляционная связь теплопроводности и пористости — для скважины Б практически вдоль всей скважины (рис. 4 и 5), а для скважины А в определённых интервалах глубин (рис. 4) — позволяет преобразовать профили теплопроводности, зарегистрированные для образцов керна, в профили пористости для этих образцов при помощи уравнений регрессии, как это показано на рис. 6, в интервалах глубин с высокой степенью корреляции, что практически недоступно для исследований подобного объёма коллекций керна другими методами.

По результатам теплофизического профилирования керна и определения пористости по данным ГИС установлена значимая корреляция между объёмной теплоёмкостью пород и пористостью, хотя теснота связи существенно уступает таковой между теплопроводностью и пористостью. Коэффициенты корреляции между объёмной теплоёмкостью C и пористостью K_p составляют 0,29 для обеих скважин и являются значимыми при столь значительных объёмах выборок. Уравнения регрессии имеют вид $C = 0,728 K_p + 1,986 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \text{ К})$ для скважины А и $C = 0,491 K_p + 2,157 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \text{ К})$ для скважины Б. Согласно этим уравнениям регрессии, объёмную теплоёмкость минеральной матрицы пород скважин А и Б можно оценить соответственно в 1,99 и 2,16 МДж/(м³ К). Более высокая объёмная теплоёмкость пород скважины Б может быть связана с повышенным окремнением пород скважины А и повышенной доломитизацией пород скважины Б (с учётом того, что объёмная теплоёмкость кварца ниже, а доломита выше, чем для других основных породообразующих минералов изучавшихся пород). Полученные данные об объёмной теплоёмкости матрицы необходимы для гидродинамического моделирования процесса добычи тяжелой нефти при помощи тепловых методов.

В среднем уровень объёмной теплоёмкости для пород скважины А ниже на 12%, чем для скважины Б.

Результаты измерений (рис. 7) показывают, что в интервалах глубин x275–x453 м для скважины А

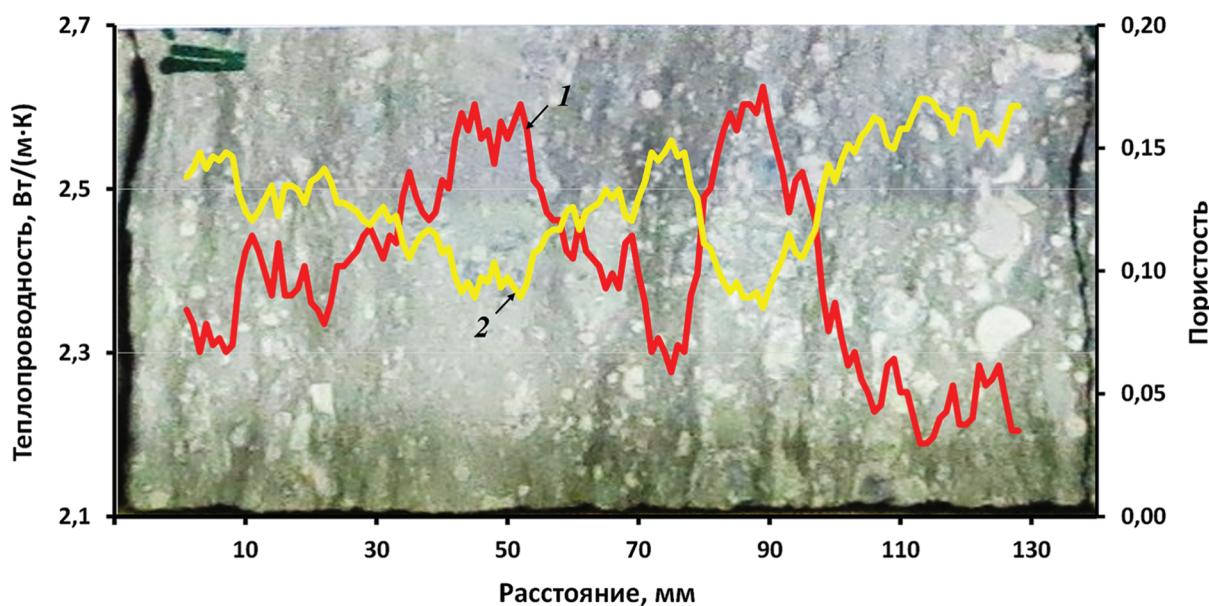


Рис. 6. Преобразование профиля теплопроводности (1) в профиль пористости (2) для образца керна из скважины *Б*

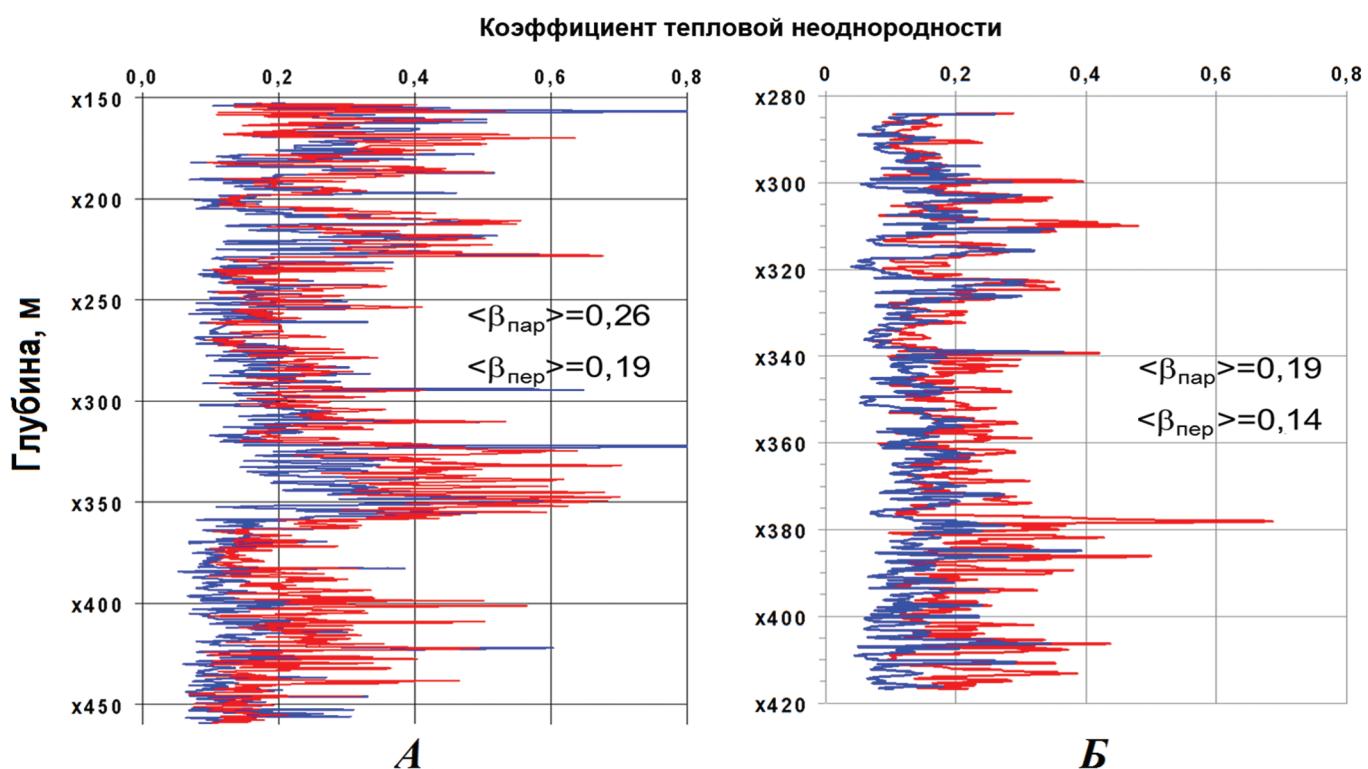


Рис. 7. Различия в степени тепловой неоднородности пород при взаимно-перпендикулярных направлениях сканирования керна для скважин *А* и *Б* как свидетельство макроанизотропии пород, обусловленной их тонкослоистой неоднородностью в направлении оси керна. Красная линия — результаты сканирования вдоль оси керна (поперек напластования, _{пар}), синяя линия — результаты сканирования перпендикулярно оси керна (вдоль напластования, _{пер}); $\langle \beta_{\text{пар}} \rangle$, $\langle \beta_{\text{пер}} \rangle$ — средние значения коэффициентов тепловой неоднородности вдоль всей скважины

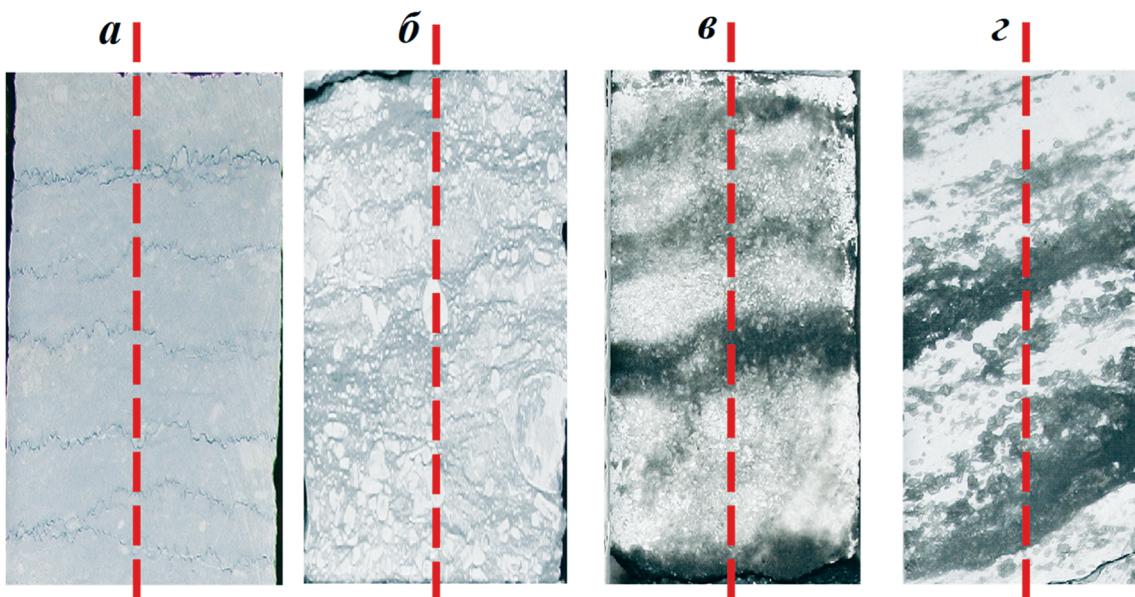


Рис. 8. Текстурные особенности пород, обуславливающие упорядоченную (ориентированную) неоднородность пород: *а* — стилолитовая, *б* — неяснослойистая, *в* и *г* — неравномерное, пятнисто-слоистое распределение пор, красные пунктирные линии — линии оптического сканирования при теплофизическом профилировании вдоль оси керна

и x318—x418 для скважины *Б* коэффициент тепловой неоднородности, регистрируемый при сканировании вдоль оси керна (поперёк напластованию), систематически и существенно выше, чем его значения при сканировании в поперечном направлении, что означает наличие в данных интервалах глубин упорядоченной (ориентированной) неоднородности пород, характеризующей макроанизотропию свойств пласта, обусловленной их претимущественной неоднородностью в направлении оси керна (причины — неяснослойистая, косослоистая текстуры, неравномерное, пятнисто-слоистое распределение пор). Из рис. 7 также следует, что породы, вскрытые скважиной *А*, существенно более неоднородны для обоих направлений сканирования, чем породы, вскрытые скважиной *Б*. Значения коэффициента тепловой неоднородности для скважины *А* для каждого направления сканирования керна приблизительно в 1,4 раза выше, чем для скважины *Б*. Согласно данному выше определению коэффициента тепловой неоднородности, повышение коэффициента тепловой неоднородности может быть обусловлено в основном следующими факторами: 1) увеличением максимального значения теплопроводности, что связано для данного пласта с пятнистым окварцеванием, доломитизацией или пиритизацией; 2) понижением минимального значения теплопроводности, что связано с проявлением очаговой пористости с заполнением пор нефтью, существенно менее теплопроводной, согласно таблице, чем пластовая вода; 3) сочетанием первого и второго факторов одновременно.

На рис. 8 представлены фотографии образцов пород, подтверждающие слоистую текстуру изученных пород.

В тепловой петрофизике для характеристики теплопроводности двухфазной среды часто [12, 5, 11] используют уравнение Лихтенеккера-Ротера [7] (иногда называемое уравнением среднегеометрического), связывающее эффективную теплопроводность среды с теплопроводностью и объёмной долей каждой из фаз (в нашем случае две фазы представлены поровым флюидом и принимаемой однородной минеральной матрицей):

$$\frac{K_{\text{пп}}}{\text{эфф. породы}} = \frac{K_{\text{пп}}}{\text{эфф. флюида}} + \frac{1}{K_{\text{пп}} \text{матрицы}}, \quad (2)$$

где эфф. породы — эффективная теплопроводность породы, измеряемая при теплофизическом каротаже на керне, эфф. флюида — теплопроводность смеси нефть—вода—газ, матрицы — теплопроводность минеральной матрицы пород.

Из уравнения (2) следует:

$$\frac{1}{K_{\text{пп}}} = \frac{1}{\text{эфф. флюида}} + \frac{1}{K_{\text{пп}} \text{матрицы}}. \quad (3)$$

На рис. 9 для скважины *А* приведены результаты расчета эфф. флюида с использованием результатов измерений эфф. породы (рис. 1), данных ГИС для пористости и оценки теплопроводности минеральной матрицы $\text{матрицы} = 2,88 \text{ Вт}/(\text{м К})$ по уравнению регрессии, приведенному на рис. 3 в предположении стабильности этого параметра вдоль скважины. Поскольку теплопроводность каждой

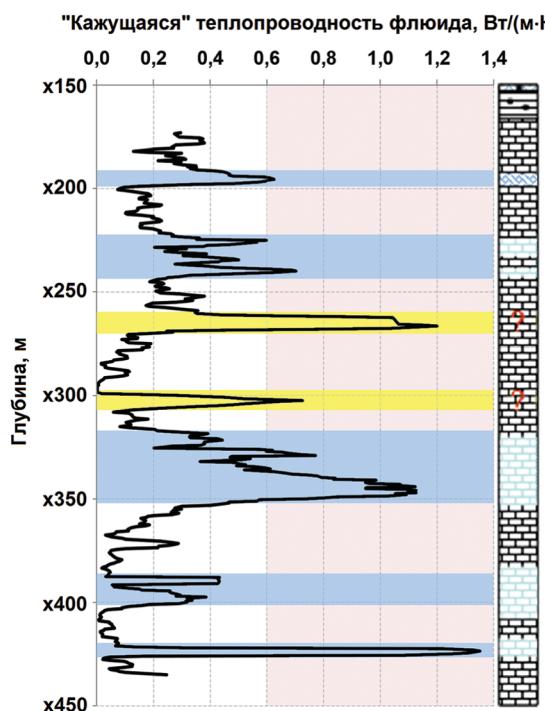


Рис. 9. Результаты дифференциации разреза скважины А по значениям «кажущейся теплопроводности порового флюида»: голубые и жёлтые поля — интервалы глубин, выделенные при решении обратной задачи по несоответствию условий решения задачи реальным свойствам пласта как участки с существенными реальными отклонениями теплопроводности минеральной матрицы от выбранного условия её стабильности; голубые поля — интервалы глубин с окремнением пород, выделенные ранее по результатам анализа керна; жёлтые поля — интервалы глубин, в которых окремнение вначале было выделено по результатам решения обратной задачи и впоследствии подтверждено путём анализа керна; 1 — известняки пелитоморфные, неравномерно окремнённые и пиритизированные; 2 — глинисто-терригенная порода, пиритизированная, трещиноватая; 3 — известняки органогенно-детритовые; 4 — известняки органогенно-детритовые, окремнённые

из компонент порового флюида не может быть более 0,60 Вт/(м К), можно предположить, что во всех интервалах глубин, где получены оценки с $\text{эфф.флюида} > 0,60 \text{ Вт}/(\text{м К})$, принятая модель расчёта с предположением стабильности теплопроводности матрицы а следовательно и с допущением о стабильности её минерального состава, является некорректной. Из сравнения результатов расчёта с приведенной литологической колонкой на рисунке 9 следует, что интервалы с $\text{эфф.флюида} > 0,60 \text{ Вт}/(\text{м К})$ соответствуют интервалам глубин с повышенной степенью окремнения пород, кроме интервалов в окрестностях глубин x260 и x300 м. Дополнительный анализ керна с учётом данных, приведённых на рис. 8, показал, что на глубинах около x260 и около x300 м действительно имеет место окремнение пород. Таким образом, был подтверждён прогноз повышенного окремнения пород, сделанный по результатам совместной обработки результатов теплофизического каротажа на керне и данных ГИС по пористости.

Выходы

1. Непрерывное теплофизическое профилирование около 3000 образцов полноразмерного керна двух скважин, пробуренных в пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, выполненное впервые в практике геолого-геофизических работ, позволило выявить существенные вариации комплекса тепловых свойств с оценкой анизотропии и степени разномасштабной тепловой неоднородности пород (в масштабе от 0,005 м до нескольких десятков метров), что обеспечило новые возможности для детального анализа неоднородности пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в рамках доизучения её геологического строения.

2. Результаты теплофизического профилирования позволили получить представительные данные о комплексе тепловых свойств пород, включая данные о тепловых свойствах минеральной матрицы пород, необходимые для термогидродинамического моделирования процессов тепломассопереноса при добыче тяжелой нефти с тепловым воздействием на пласт.

3. Выявленная тесная связь коэффициента тепловой неоднородности с пористостью (определенной по данным ГИС) указывает на то, что практически по всему изучавшемуся интервалу глубин распределение пористости в пределах каждого образца носит неравномерный характер в сочетании с крупномасштабным каверновым типом пористости в отдельных интервалах глубин, выделенных по результатам теплофизического профилирования.

4. Существенно более высокая разрешающая способность регистрации вариаций теплопроводности (0,005 м), чем при регистрации вариаций пористости по ГИС (0,5 м), позволяет уточнить структуру порового пространства по вариациям теплопроводности.

5. Установлено, что участки пермо-карбоновой залежи, вскрытые двумя скважинами, характеризуются не только существенной вертикальной теплофизическими зональностью, но и отличаются между собой по взаимосвязи тепловых свойств, характеру и степени их пространственных вариаций в различном масштабе, связям тепловых свойств с пористостью, что свидетельствует о значительных отличиях в геологическом строении участков залежи, вскрытых данными скважинами, и трехмерной неоднородности свойств пермо-карбоновой залежи.

6. Анализ взаимосвязи теплопроводности и пористости позволил выделить по теплофизическим данным дополнительные зоны окремнения пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гутман И.С., Руднев С.А., Саакян М.И., Даниленко А.Н., Урсегов С.О., Прокушева С.А. Зоны развития коллекторов пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // Недропользование XXI век. 2012, № 4. С. 28–35.
2. Попов Ю.А., Чехонин Е.М., Паршин А.В., Попов Е.Ю., Миклашевский Д.Е. Новая аппаратурно-методическая база тепловой петрофизики как средство повышения эффективности добычи тяжелых нефтей // Нефть. Газ. Новации. 2013. № 4. С. 52–58.
3. Попов Ю.А., Березин В.В., Соловьев Г.А., Ромушкевич Р.А., Коростелев В.М., Костюрин А.А., Куликов И.В. Теплопроводность минералов // Физика Земли. 1987. № 23 (3). С. 245–253.
4. Яковлев Б.А. Решение задач нефтяной геологии методами термометрии. М.: Недра, 1979. 143 с.
5. Brigaud F. and Vasseur G. Mineralogy, porosity and fluid control on thermal conductivity of sedimentary rocks // Geophysical Journal International. 1989, N 98 (3). P. 525–542.
6. Clauser C. Geothermal Energy. // K. Heinloth (ed), Landolt-Bornstein, Group VIII: Advanced Materials and Technologies, Vol. 3: Energy Technologies, Subvol. C: Renewable Energies, Springer Verlag, Heidelberg–Berlin, 2006. P. 493–604.
7. Lichtenegger K. und Rother K. Die Herleitung des logarithmischen Mischungsgesetzes aus allgemeinen Prinzipien des stationären Stroming. Phys.Zeit. 1931. N 32. P. 255–260.
8. Popov Yu., Beardsmore G., Clauser C., Roy S. ISRM suggested methods for determining thermal properties of rocks from laboratory tests at atmospheric pressure // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2016. N 49 (10). P. 4179 – 4207.
9. Popov Yu., Chekhonin E., Parshin A., Law D.H.-S., Pissarenko D., Miklašhevskiy D., Popov E., Spasennykh M., Safonov S., Romushkevich R., Bayuk I., Danilenko A., Gerasimov I., Ursegov S., Konoplev Yu., Taraskin E. Experimental Investigations of Spatial and Temporal Variations in Rock Thermal Properties as Necessary Stage in Thermal EOR // SPE Heavy Oil Conference. Canada, 2013. SPE 165474. V 2. P. 1135–1153.
10. Popov Y., Tertychnyi V., Romushkevich R., Korobkov D., Pohl J. Interrelations between thermal conductivity and other physical properties of rocks: experimental data // Pure and Applied Geophysics. 2003. N 160. P. 1137–1161.
11. Pribnow D. and Sass J. Determination of thermal conductivity from deep boreholes // Journal of Geophysical Research, 1995. N 100. P. 9981–9994.
12. Troschke B. and Burkhardt H. Thermal conductivity models for two-phase systems // Physics and Chemistry of the Earth. 1998. N 23 (3). P. 351–355.