

УДК 553.98:53

Обобщенные зависимости между фильтрационно-емкостными и физическими свойствами вендских отложений на месторождениях, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири»

Ю.М. Чуриков^{1*}, Е.А. Пылёв¹, Е.Е. Поляков¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

вендские отложения, физические свойства, фильтрационно-емкостные свойства, обобщенные зависимости, месторождения, углеводороды, Восточная Сибирь, газотранспортная система «Сила Сибири».

Тезисы. Отложения венда месторождений, расположенных в ресурсно-сырьевом коридоре газотранспортной системы «Сила Сибири», являются одним из наиболее актуальных объектов изучения. Недоизученность мелких и средних месторождений исследованиями кернового материала делает необходимым привлечение материалов по всей группе месторождений региона, при этом наиболее эффективно использование обобщенных петрофизических зависимостей для единых фациальных зон.

По схеме фациального районирования вендских отложений вышеуказанные месторождения относятся к Ангаро-Ленскому, Непско-Ботуобинскому и Предпатомскому фациальным районам, входящим в Тунгусский фациальный регион. Впервые для этих фациальных районов осуществлены анализ возможности обобщения и разработка обобщенных петрофизических зависимостей для терригенных отложений венда в пределах фациальных зон на основе группирования стандартизованных зависимостей. В результате с достаточным коэффициентом корреляции разработана обобщенная зависимость коэффициента пористости (K_n) от интервального времени пробега упругой волны. Впервые установлено, что для вендских отложений, сформированных в условиях баров и мелководного шельфа, зависимости K_n от объемной плотности имеют единый вид и соответствуют стандартному уравнению для песчаников. Исключением является талашский горизонт Чаяндинского месторождения, отличающийся присутствием фаций флювиальных осадков, вследствие чего эта зависимость имеет своеобразный вид.

Впервые разработана обобщенная зависимость параметра пористости от K_n для терригенных отложений венда Нюйской, Вилючанской и Ботуобинской фациальных зон.

Разработанные авторами обобщенные петрофизические зависимости для вендских отложений рекомендуется использовать для увязки сейсмических материалов с данными геофизических исследований скважин (ГИС) и результатами исследований керна, оценочной интерпретации данных ГИС, экспресс-анализа результатов интерпретации ГИС и исследований керна на новых и малоизученных площадях.

Необходимость разработки обобщенных петрофизических зависимостей для единых фациальных зон связана с недоизученностью мелких и средних месторождений исследованиями кернового материала. Эту проблему можно решить привлечением материалов по всей группе месторождений региона.

Применительно к крупным месторождениям с хорошей изученностью отложений по керну использование обобщенных петрофизических зависимостей для коллекторов помогает оценить достоверность определения фильтрационно-емкостных параметров, результатов исследований керна на месторождении и выявить возможные систематические погрешности. При подсчетах и пересчетах запасов углеводородов недостаточно изученных мелких и средних месторождений использование обобщенных зависимостей просто необходимо для увеличения информационного массива и повышения обоснованности значений подсчетных параметров [1].

В настоящее время одним из актуальных нефтегазоносных объектов изучения являются отложения венда месторождений, относящихся к ресурсно-сырьевой базе газотранспортной системы (ГТС) «Сила Сибири» (рис. 1).

При разработке и анализе обобщенных зависимостей между фильтрационно-емкостными и физическими свойствами осуществлялась их стандартизация

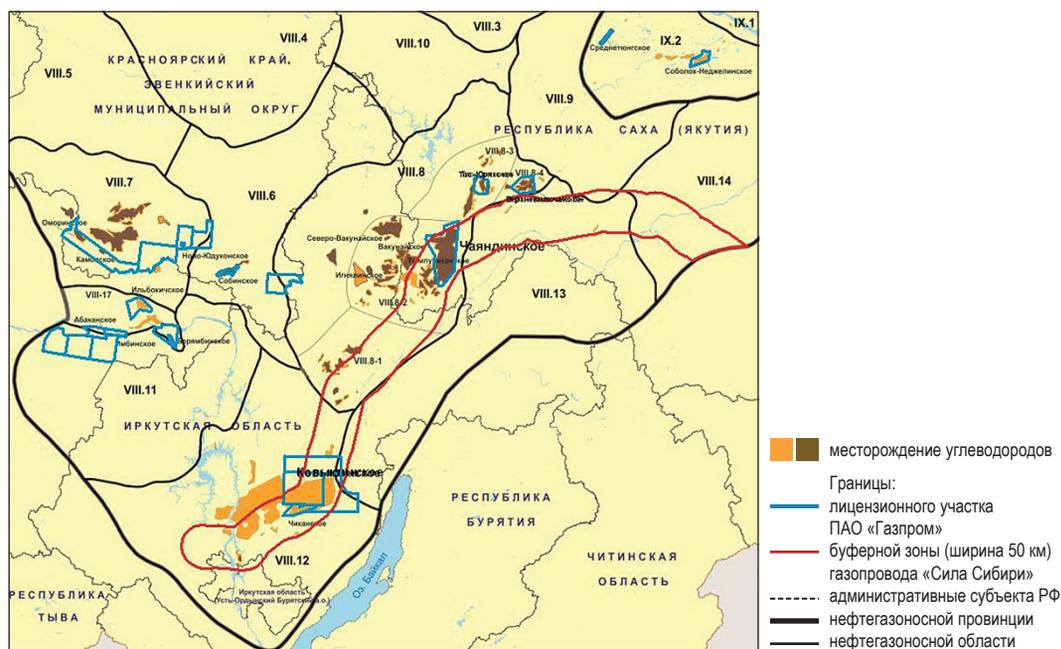


Рис. 1. Обзорная карта района строительства ГТС «Сила Сибири»

(приведение к единому виду). Зависимости группировали в пределах единых фациальных зон, выделенных в районе ГТС «Сила Сибири» [2].

Согласно схеме фациального районирования вендских отложений месторождения, входящие в ГТС «Сила Сибири», относятся к Ангаро-Ленскому, Непско-Ботуобинскому и Предпатомскому фациальным районам Тунгусского фациального региона (рис. 2). Рассмотрены результаты исследований керна по следующим горизонтам:

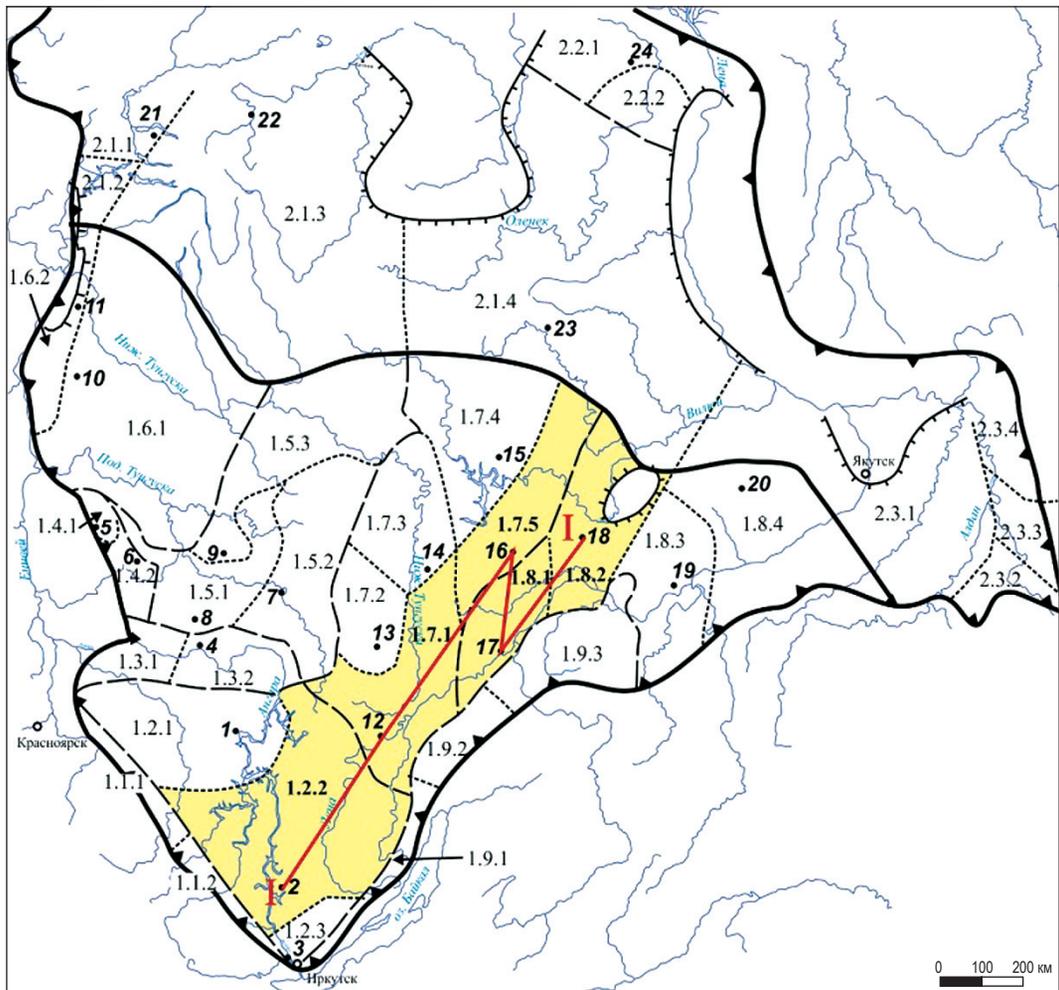
- ботуобинскому и талахскому Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений (Ботуобинская и Нюйская фациальные зоны);
- хамакинскому Чаяндинского месторождения (Нюйская фациальная зона);
- юряхскому Верхневилючанского месторождения (пласты Ю_I и Ю_{II}, Вилючанская фациальная зона);
- харыстанскому и вилючанскому Верхневилючанского месторождения (Вилючанская фациальная зона);
- парфеновскому Ковыктинского месторождения, в том числе для Хандинского участка (Ийско-Жигаловская фациальная зона).

С учетом похожих условий залегания продуктивных горизонтов терригенного венда (низких пластовых температур и давлений, высокой минерализации пластовых вод), распространения в сопоставимых фациальных

зонах и, соответственно, близких минералогических и структурных особенностей пород-коллекторов, обусловленных множественными вторичными преобразованиями [3–11], рассмотрена возможность установления обобщенных зависимостей между физическими и фильтрационно-емкостными свойствами пород в пределах фациальных зон и районов.

Разработаны стандартизованные зависимости коэффициента пористости (K_p) от интервального времени пробега упругой волны (dt) для месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири», и проанализирована возможность их обобщения путем графического сопоставления (рис. 3). Анализ полученных результатов показал практически полное совпадение зависимостей для отложений ботуобинского горизонта Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) и хамакинского горизонта Чаяндинского НГКМ.

Зависимость для ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ расположена несколько ниже и практически идентична корреляционной связи для талахского горизонта Тас-Юряхского НГКМ и харыстанского горизонта Верхневилючанского НГКМ. В области высоких значений пористости максимальное различие между этими группами зависимостей составляет для K_p две сотые доли единицы, что позволяет применять обобщенные зависимости для фаций баров



Границы:

- Сибирской платформы
- распространения вендских отложений
- фациальных регионов
- фациальных районов
- фациальных зон

1.3.2 индексы фациальных регионов, районов, зон:

- 1 – *Тунгусский регион*, районы: 1.1 – Саянский (зоны: 1.1.1 – Бирюсинская, 1.1.2 – Мотско-Ийская); 1.2 – Ангаро-Ленский (зоны: 1.2.1 – Ковинская, 1.2.2 – Ийско-Жигаловская, 1.2.3 – Иркутская); 1.3 – Нижнеангарский (1.3.1 – Имбинская, 1.3.2 – Агалеевская); 1.4 – Предьенисейский (зоны: 1.4.1 – Оленчиминская, 1.4.2 – Оморинская); 1.5 – Байкитско-Катангский (зоны: 1.5.1 – Тайгинская, 1.5.2 – Собинская, 1.5.3 – Кординская); 1.6 – Турухано-Бахтинский (зона: 1.6.1 – Бахтинская, 1.6.2 – Туруханская); 1.7 – Непско-Ботуобинский (зоны: 1.7.1 – Приленско-Непская, 1.7.2 – Гаженская, 1.7.3 – Ербогаченская, 1.7.4 – Сюгджерская, 1.7.5 – Ботуобинская); 1.8 – Предпатомский (зоны: 1.8.1 – Нюйская, 1.8.2 – Вилючанская, 1.8.3 – Березовская, 1.8.4 – Синская); 1.9 – Байкало-Патомский (зоны: 1.9.1 – Прибайкальская, 1.9.2 – Чая-Миньская, 1.9.3 – Витимо-Чарская);
- 2 – *Анабаро-Майский регион*, районы: 2.1 – Игаро-Анабарский (зоны: 2.1.1 – Норильская, 2.1.2 – Игарская, 2.1.3 – Аянская, 2.1.4 – Восточно-Анабарская); 2.2 – Оленекский (зоны: 2.2.1 – Лено-Анабарская, 2.2.2 – Хорбусуонская); 2.3 – Якутско-Майский (зоны: 2.3.1 – Уордахская, 2.3.2 – Аимская, 2.3.3 – Аллах-Юньская, 2.3.4 – Суордахская)

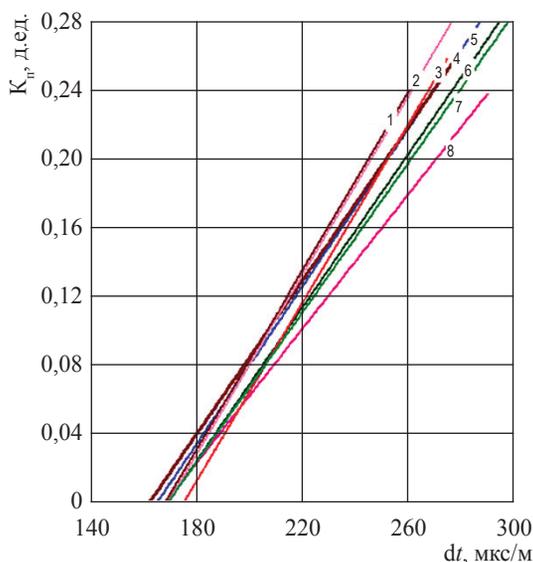
- 19 типовые скважины: 1 – Ковинская 1; 2 – Шамановская 10; 3 – Иркутская 1; 4 – Агалеевская 4; 5 – Оленчиминская 152; 6 – Оморинская 7; 7 – Ванаварская 1; 8 – Кольимовская 139; 9 – Шушукская 1; 10 – Моктаконская 3; 11 – Сухотунгусская 3; 12 – Марковская 23; 13 – Усть-Икская 186; 14 – Давачинская 225; 15 – Батырская 1; 16 – Среднеботуобинская 10; 17 – Паршинская 1; 18 – Верхневилучанская 602; 19 – Усть-Бирюкская 2; 20 – Синская 1; 21 – Полбанская 1; 22 – Леданская 258; 23 – Мархинская I-0; 24 – Бурская 3410

Якутск город

речная сеть

территория исследования

I—I линия стратиграфического разреза



Тас-Юряхское НГКМ, горизонт:

ботуобинский (1): $K_n = (dt - 168)/383$;

КТС = 0,52; Пог = 0,82; $N = 222$

талахский (4): $K_n = (dt - 162)/447$;

КТС = 0,6; Пог = 0,45; $N = 82$

Чаяндинское НГКМ, горизонт:

хамакинский (2): $K_n = (dt - 169)/383$;

КТС = 0,30; Пог = 0,3; $N = 574$

ботуобинский (3): $K_n = (dt - 175)/385$;

КТС = 0,52; Пог = 0,3; $N = 256$

талахский (8): $K_n = (dt - 168)/511$;

КТС = 0,22; Пог = 0,23; $N = 388$

Верхневилучанское НГКМ, горизонт:

харыстанский (5): $K_n = (dt - 165)/435,1$;

КТС = 0,67; Пог = 0,7; $N = 43$

вилучанский, 2018 г. (6): $K_n = (dt - 169)/447$;

КТС = 0,31; Пог = 0,22; $N = 70$

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ), парфеновский горизонт (7):

$K_n = (dt - 169)/458,75$;

КТС = 0,59; Пог = 0,12; $N = 128$

Рис. 3. Обобщение стандартизованных зависимостей коэффициента пористости по воде от интервального времени пробега упругой волны для вендских отложений месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири» (Непско-Ботуобинский, Предпатомский и Ангаро-Ленский фациальные районы): КТС – коэффициент тесноты связи; Пог – погрешность; N – размер выборочной совокупности

и дельтовых комплексов в пределах Непско-Ботуобинского и Предпатомского фациальных районов. Меньшими значениями K_n характеризуются отложения вилучанского горизонта Верхневилучанского НГКМ и парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ. График зависимости для талахского горизонта Чаяндинского НГКМ расположен существенно ниже графиков других рассматриваемых зависимостей, что обусловлено существенным отличием условий формирования этих отложений (присутствием фаций флювиальных осадков), а также отмечающейся по керну более высокой степенью влияния вторичных процессов.

С учетом единых условий осадконакопления ботуобинского горизонта на Чаяндинском и Тас-Юряхском НГКМ (формирование баровых комплексов) разработаны обобщенные зависимости K_n от dt (рис. 4), а именно для пород:

- негалитизированных:

$$K_n = (dt - 170)/383; \text{КТС} = 0,55;$$

$$\text{Пог} = 0,51; N = 488; \quad (1)$$

- глинистых и галитизированных:

$$K_n = (dt - 183)/377; \text{КТС} = 0,50;$$

$$\text{Пог} = 0,23; N = 11. \quad (2)$$

Сопоставление всех данных «керна – керн» (рис. 5) показало возможность выражения

связи K_n и dt для вендских отложений месторождений, входящих в ресурсно-сырьевую базу ГТС «Сила Сибири», обобщенным уравнением с достаточным коэффициентом корреляции:

$$K_n = (dt - 165)/458,8; \text{КТС} = 0,38;$$

$$\text{Пог} = 0,31; N = 1408. \quad (3)$$

Близкое соотношение данных об объемной плотности ($\sigma_{об}$) и пористости для ботуобинского горизонта Чаяндинского и Тас-Юряхского НГКМ позволило разработать обобщенные зависимости для Ньюской и Ботуобинской фациальных зон, а именно для ботуобинского (рис. 6, см. формулу (4)) и талахского горизонтов (рис. 7, см. формулу (5)):

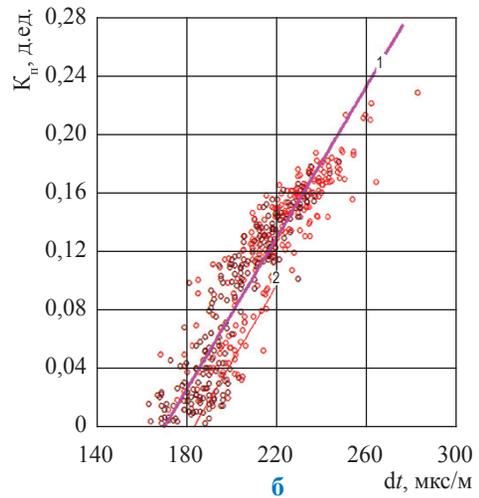
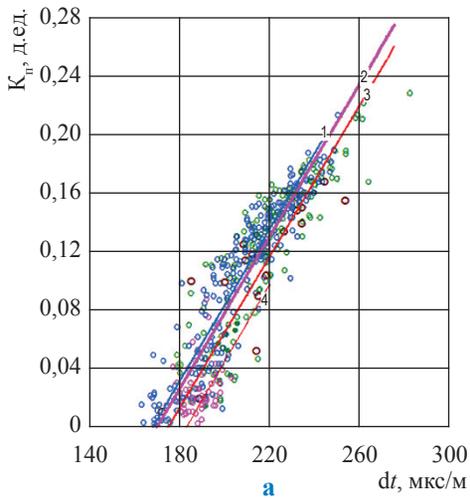
$$K_n = (2,645 - \sigma_{об})/1,5; \text{КТС} = 0,31;$$

$$\text{Пог} = 0,92; N = 1241; \quad (4)$$

$$K_n = (2,67 - \sigma_{об})/2; \text{КТС} = 0,24;$$

$$\text{Пог} = 0,32; N = 3146. \quad (5)$$

Сопоставление всех разработанных зависимостей $K_n(\sigma_{об})$ показало, что они очень близки между собой за исключением зависимости для талахского горизонта, которая расположена ниже в области высоких значений K_n



- 1 – Тас-Юряхское НГКМ, см. ботубобинский горизонт в экспликации к рис. 3 (2017 г.)
- 2 – обобщенная зависимость, см. формулу (1)
- Чаяндинское НГКМ:
- 3 – песчаники, см. ботубобинский горизонт в экспликации к рис. 3:
 - мелко- и мелко-среднезернистые
 - средне- и средне-крупнозернистые
 - глинистые
 - засоленные
- 4 – алевролиты, см. формулу (2):
 - обычные
 - глинистые

- Чаяндинское НГКМ
- Тас-Юряхское НГКМ
- 1 – см. формулу (1)
- 2 – см. формулу (2)

Рис. 4. Чаяндинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенные зависимости коэффициента пористости от интервального времени пробега упругой волны для ботубобинского горизонта Ньюской и Ботубобинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям

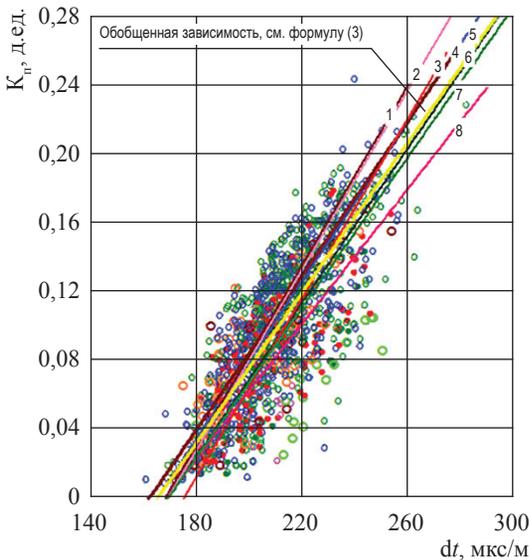
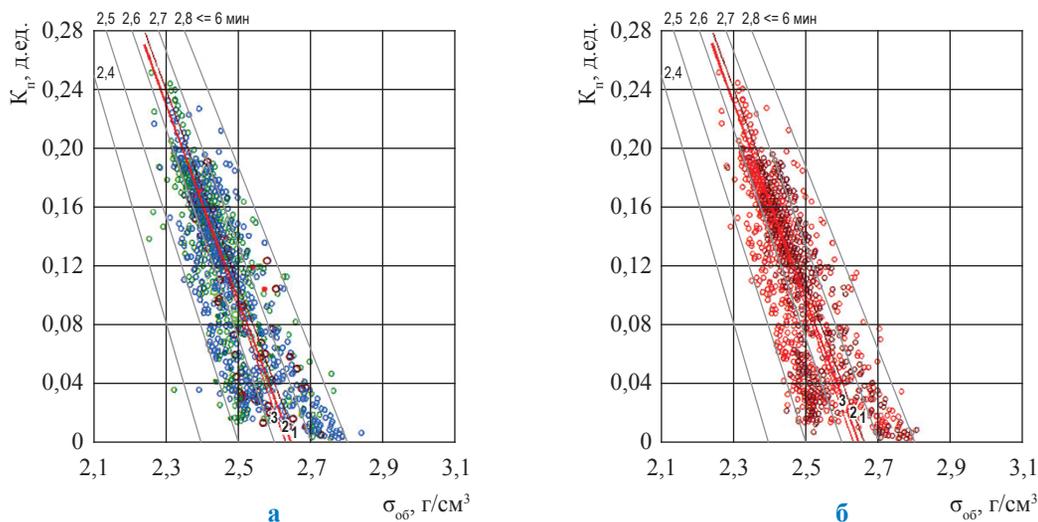


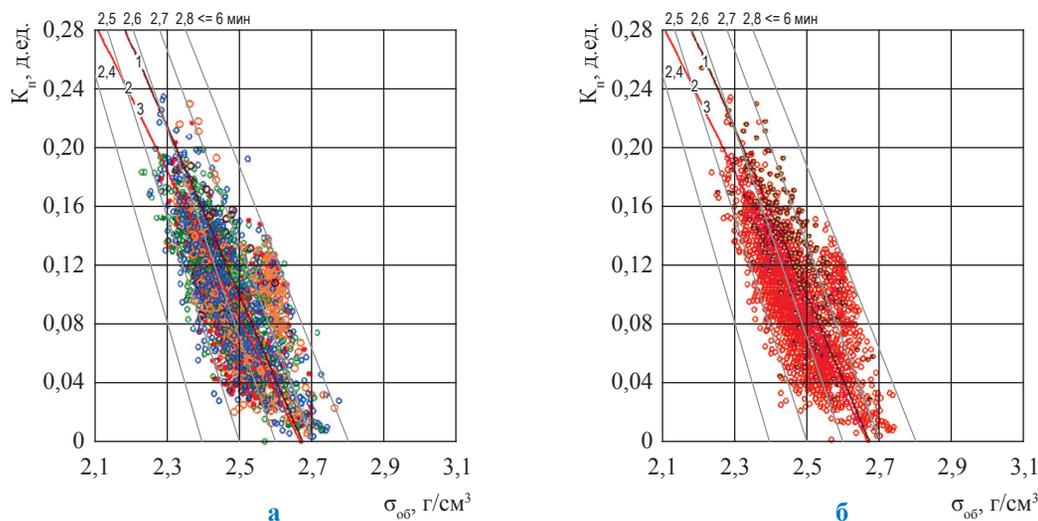
Рис. 5. Обобщенные зависимости пористости от интервального времени пробега упругой волны для терригенных вендских отложений Непско-Ботубобинского, Предпатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов (месторождения Чаяндинское, Тас-Юряхское, Верхневилучанское, Ковыктинское): формулы см. в экспликации к рис. 3



- 1 – Тас-Юряхское НГКМ, $K_{п} = (2,66 - \sigma_{об})/1,5$; КТС = 0,27; Пог = 1,2; $N = 334$ (кern, 2018 г.)
 2 – обобщенная зависимость, см. формулу (4)
 3 – Чайандинское НГКМ, $K_{п} = (2,63 - \sigma_{об})/1,43$; КТС = 0,33; Пог = 0,8; $N = 907$ (кern, 2018 г.)

- Песчаники: ○ алевролиты ○ Чайандинское НГКМ
○ мелкозернистые ○ алевролиты глинистые ○ Тас-Юряхское НГКМ
○ среднезернистые ○ гравелиты
● крупнозернистые
● глинистые
○ засоленные

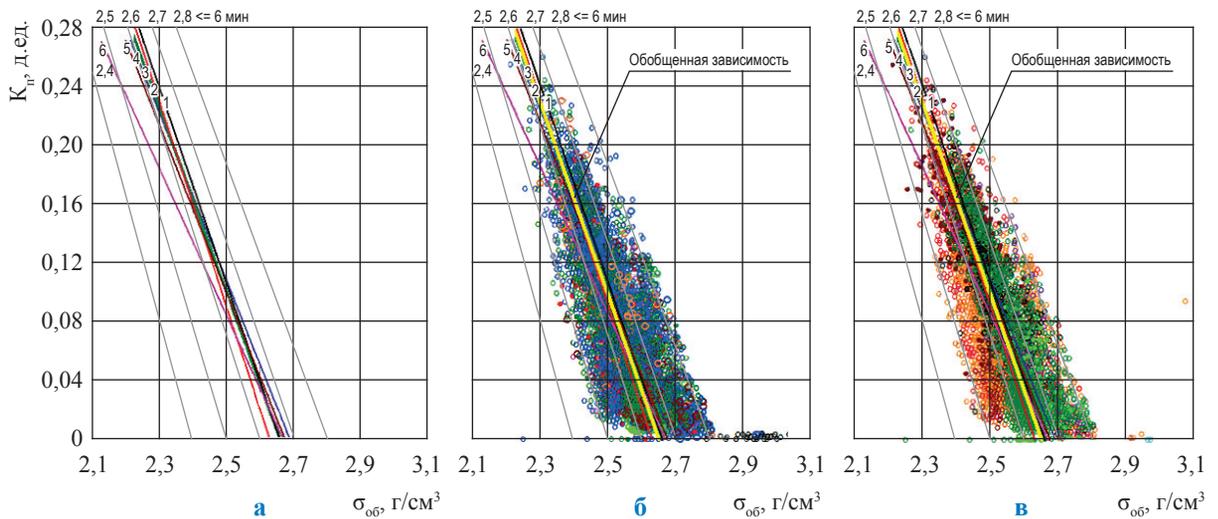
Рис. 6. Чайандинское и Тас-Юряхское НГКМ. Зависимости коэффициента пористости от объемной плотности для ботубинского горизонта Нюйской и Ботубинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям



- 1 – Тас-Юряхское НГКМ, $K_{п} = (2,675 - \sigma_{об})/1,75$; КТС = 0,33; Пог = 1,2; $N = 379$ (кern, 2018 г.)
 2 – Чайандинское НГКМ, $K_{п} = (2,67 - \sigma_{об})/2$; КТС = 0,21; Пог = 0,33; $N = 2738$ (кern, 2018 г.)
 3 – обобщенная зависимость, см. формулу (5)

Рис. 7. Чайандинское и Тас-Юряхское НГКМ. Зависимости коэффициента пористости от объемной плотности для талахского горизонта Нюйской и Ботубинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям.

Здесь и далее на рис. 9–12 см. условные обозначения см. в экспликации к рис. 6



- 1 – Тас-Юряхское НГКМ, ботуобинский горизонт:
 $K_n = (2,66 - \sigma_{об})/1,50$; КТС = 0,27; Пог = 1,2; N = 334
- 2 – Чаяндинское НГКМ, хамакинский горизонт:
 $K_n = (2,63 - \sigma_{об})/1,43$; КТС = 0,33; Пог = 0,8; N = 907
- 3 – Ковыктинское ГКМ:
- 4 – Верхневилючанское НГКМ, харыстанский и вилючанский горизонты:
 $K_n = (2,69 - \sigma_{об})/1,75$; КТС = 0,33; N = 855
- 5 – Тас-Юряхское НГКМ, талахский горизонт:
 $K_n = (2,675 - \sigma_{об})/1,75$; КТС = 0,33; Пог = 1,2; N = 379
- 6 – Чаяндинское НГКМ, талахский горизонт:
 $K_n = (2,67 - \sigma_{об})/2$; КТС = 0,21; Пог = 0,33; N = 2738
- 7 – обобщенная зависимость, см. формулу (6)

- Чаяндинское НГКМ, горизонт:
- ботуобинский
- хамакинский
- талахский
- Тас-Юряхское НГКМ, горизонт:
- ботуобинский
- талахский
- Верхневилючанское НГКМ, горизонт:
- юряхский, пласт Ю-І
- юряхский, пласт Ю-II
- харыстанский
- вилючанский
- Ковыктинское ГКМ, горизонт:
- парфеновский
- боханский

Рис. 8. Обобщенные зависимости пористости от объемной плотности для терригенных вендских отложений Непско-Ботуобинского, Предатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов (месторождения Чаяндинское, Тас-Юряхское, Верхневилючанское, Ковыктинское): а – по горизонтам; б – с данными «кern – kern», выбранными для обобщения (см. экспликацию к рис. 6а); в – по месторождениям с данными «кern-кern»

(рис. 8). Анализ керновых определений также показал, что для рассмотренных горизонтов, кроме талахского горизонта Чаяндинского НГКМ, наблюдается общая тенденция изменения $K_n = f(\sigma_{об})$, в связи с чем обобщенная зависимость (см. рис. 8б,в) построена без учета данных по этому горизонту. Она соответствует стандартному уравнению для песчаников и имеет вид:

$$K_n = (2,65 - \sigma_{об})/1,535; \text{ КТС} = 0,13; \text{ Пог} = 1,3; N = 8288. \tag{6}$$

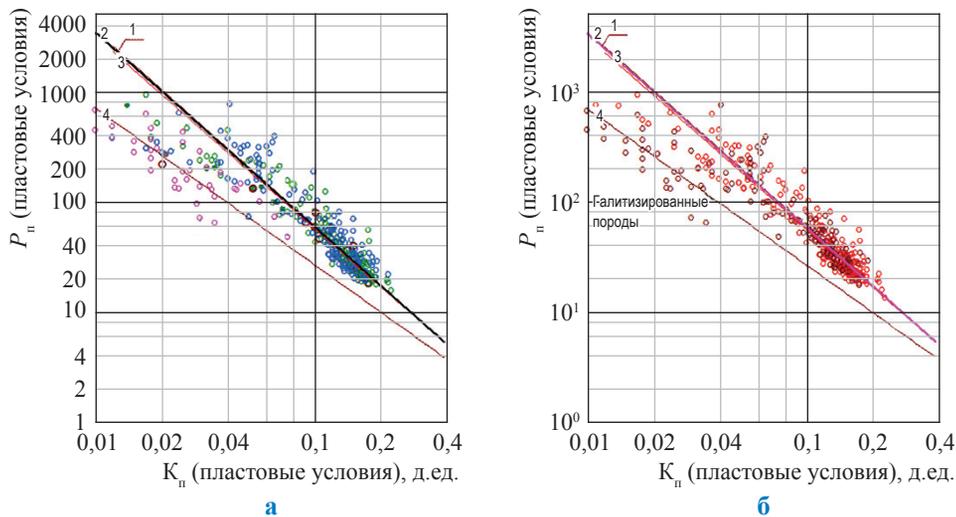
Расчет коэффициентов нефтегазонасыщенности базируется на петрофизических зависимостях параметра пористости (P_n) от K_n и параметра насыщения (P_n) от коэффициента водонасыщенности (K_b). С целью анализа

возможности обобщения этих зависимостей получены стандартизованные (приведенные к единому виду) петрофизические зависимости.

Анализ зависимостей $P_n = f(K_n)$ для негалитизированных пород ботуобинского горизонта Чаяндинского и Тас-Юряхского НГКМ показал их практически полное совпадение, что позволило разработать обобщенную зависимость для ботуобинского горизонта Нюйской и Ботуобинской фациальных зон (рис. 9), имеющую вид

$$P_n = 1/K_n^{1,768}, \text{ КТС} = 0,43; \text{ Пог} = 0,2; N = 325. \tag{7}$$

С учетом близости коэффициентов зависимостей $P_n = f(K_b)$, построенных для



- 1 – Тас-Юряхское НГКМ, негалитизированные породы:
 $P_n = 1/K_n^{1,777}$, КТС = 0,34; Пог = 0,24; $N = 102$ (2018 г.)
 2 – обобщенная зависимость, см. формулу (7)
 3 – Чайядинское НГКМ: $P_n = 1/K_n^{1,75}$, КТС = 0,52; Пог = 0,21; $N = 225$ (2018 г.)
 4 – Тас-Юряхское НГКМ, галитизированные породы: $P_n = 1/K_n^{1,425}$, $N = 38$ (1990–2000 гг.)

Рис. 9. Чайядинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенная зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для ботубинского горизонта Ньюской и Ботубинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям

ботубинского горизонта Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ, разработана обобщенная зависимость (рис. 10) вида

$$P_n = 1/K_n^{1,523}; \text{ КТС} = 0,27; \text{ Пог} = 0,60; N = 740. \quad (8)$$

На основе исследований керн Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ также разработаны обобщенные зависимости $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_b)$ для талахского горизонта Ньюской и Ботубинской фациальных зон (рис. 11, 12):

$$P_n = 1/K_n^{1,836}; \text{ КТС} = 0,27; \text{ Пог} = 0,3; N = 487; \quad (9)$$

$$P_n = 1/K_n^{1,61}; \text{ КТС} = 0,28; \text{ Пог} = 0,34; N = 1878. \quad (10)$$

Анализ всех стандартизованных зависимостей $P_n = f(K_n)$, разработанных для пластовых условий (рис. 13, см. а), показал, что применительно к негалитизированным разностям всех горизонтов Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ они отличаются незначительно, в тех же пределах расположены зависимости для терригенных отложений вилучанского и харыстанского горизонтов

Верхневилучанского месторождения. Исходя из этого построена обобщенная зависимость $P_n = f(K_n)$ (см. рис. 13б) для вендских отложений Ньюской, Вилучанской и Ботубинской фациальных зон Предпатомского и Непско-Ботубинского фациальных районов:

$$P_n = 1/K_n^{1,83}; \text{ КТС} = 0,16; \text{ Пог} = 0,3; N = 1454. \quad (11)$$

Для карбонатных кембрийских отложений юряхского горизонта Верхневилучанского НГКМ график зависимости $P_n = f(K_n)$ закономерно располагается выше других графиков. Значение структурного коэффициента m соответствует теоретическому для карбонатных отложений. Более высокое значение структурного коэффициента зависимости $P_n = f(K_n)$ для отложений парфеновского горизонта обусловлено как более сложным строением порового пространства, так и более высоким значением моделируемого эффективного давления ($P_{эф} = 47,2$ МПа), соответствующего пластовому давлению залежей Ковыктинского ГКМ ($P_{пл} = 25,4$ МПа). На Чайядинском НГКМ для основных продуктивных горизонтов $P_{пл} = 11,5 \dots 13,5$ МПа соответственно определения удельного

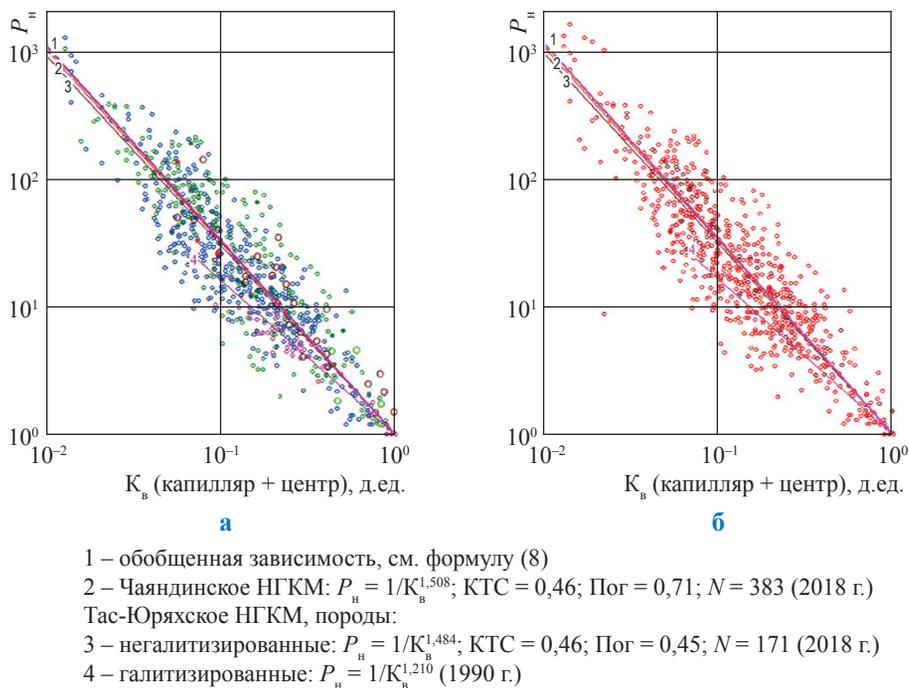


Рис. 10. Чаиндинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенная зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для ботубобинского горизонта Ньюйской и Ботубобинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям

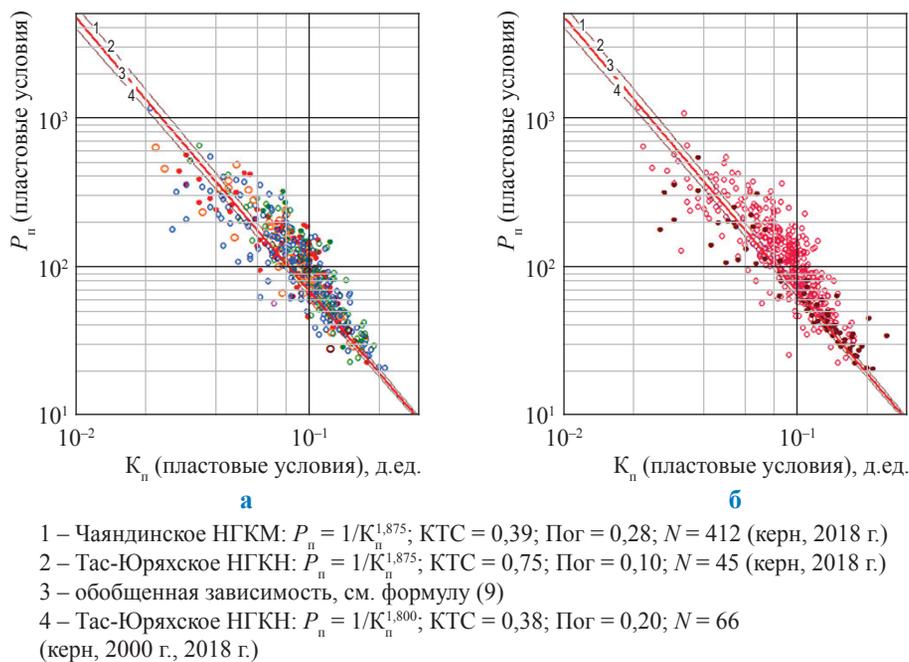


Рис. 11. Чаиндинское и Тас-Юряхское НГКМ. Обобщенная зависимость параметра пористости от коэффициента пористости талахского горизонта для Ньюйской и Ботубобинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям

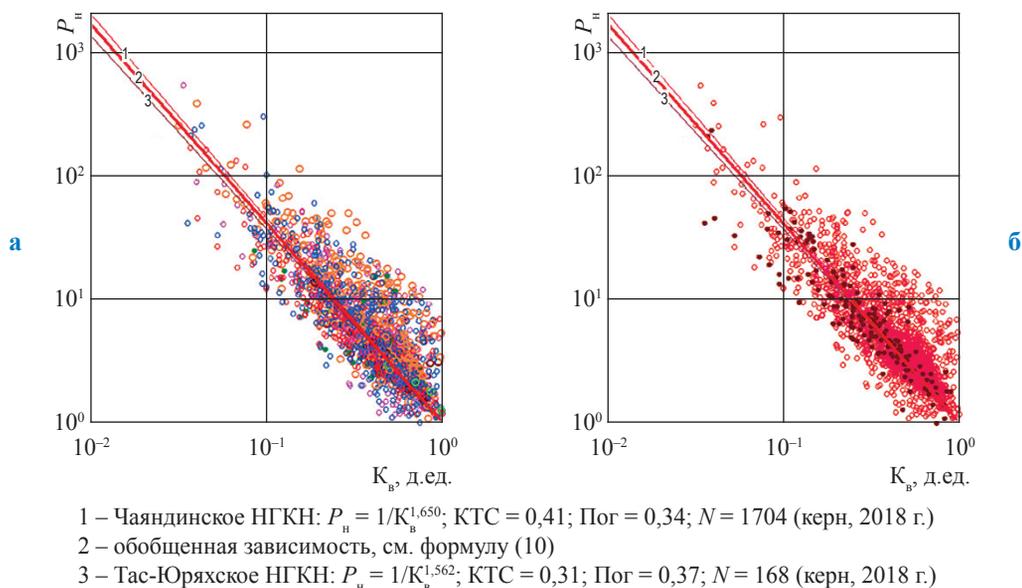
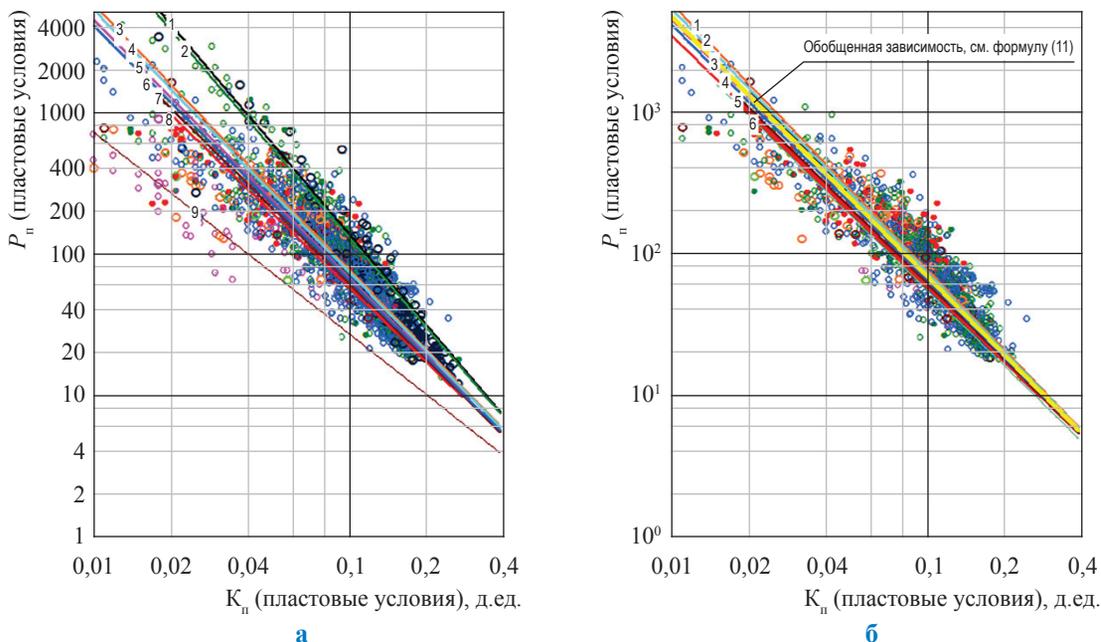


Рис. 12. Чаяндинское и Тас-Юрхское НГКМ. Обобщенная зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для талахского горизонта Ньюской и Ботубинской фациальных зон при классификации данных: а – по литологии; б – по месторождениям



Месторождение, горизонт:
 Верхневилочанское, юрхский (1): $P_n = 1/K_n^{2,125}$; КТС = 0,70; Пог = 0,42; $N = 147$
 Ковыктинское, парфеновский (2): $P_n = 1/K_n^{2,100}$; КТС = 0,61; Пог = 0,31; $N = 338$
 Чаяндинское, талахский (3): $P_n = 1/K_n^{1,875}$; КТС = 0,39; Пог = 0,28; $N = 412$
 Верхневилочанское, вилочанский (4): $P_n = 1/K_n^{1,860}$; КТС = 0,41; Пог = 0,5; $N = 115$
 Чаяндинское, хамакский (5): $P_n = 1/K_n^{1,820}$; КТС = 0,3; Пог = 0,31; $N = 518$
 Верхневилочанское, харыстанский (6): $P_n = 1/K_n^{1,800}$; $N = 38$
 Тас-Юрхское, ботубинский (7): $P_n = 1/K_n^{1,777}$; КТС = 0,34; Пог = 0,24; $N = 102$
 Чаяндинское, ботубинский (8): $P_n = 1/K_n^{1,750}$; КТС = 0,52; Пог = 0,21; $N = 245$
 Тас-Юрхское, галитизированные породы (9): $P_n = 1/K_n^{1,425}$; $N = 38$

Рис. 13. Зависимости параметра пористости от коэффициента пористости для венд-кембрийских отложений Непско-Ботубинского, Предпатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов с данными «кern – kern»: а – по всем горизонтам; в – для терригенных отложений

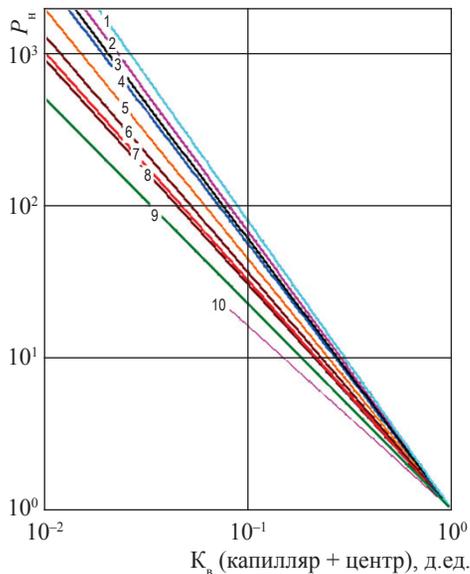


Рис. 14. Зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для венд-кембрийских отложений Непско-Ботуобинского, Предпатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов (месторождения Чайядинское, Тас-Юряхское, Верхневилючанское, Ковыктинское)

Месторождение, горизонт:

Верхневилючанское, вилючанский (1):

$$P_n = 1/K_v^{1,900}; \text{ КТС} = 0,45; \text{ Пог} = 0,52; N = 93$$

Чаяндинское, хамакский (2):

$$P_n = 1/K_v^{1,830}; \text{ КТС} = 0,31; \text{ Пог} = 0,73; N = 1422$$

Верхневилючанское, юряхский (3):

$$P_n = 1/K_v^{1,780}; \text{ КТС} = 0,59; \text{ Пог} = 0,16; N = 94$$

Верхневилючанское, харыстанский (4):

$$P_n = 1/K_v^{1,750}; \text{ КТС} = 0,53; \text{ Пог} = 0,17; N = 9$$

Чаяндинское, талахский (5):

$$P_n = 1/K_v^{1,650}; \text{ КТС} = 0,41; \text{ Пог} = 0,34; N = 1704$$

Тас-Юряхское, талахский (6):

$$P_n = 1/K_v^{1,562}; \text{ КТС} = 0,31; \text{ Пог} = 0,37; N = 168$$

Чаяндинское, ботуобинский (7):

$$P_n = 1/K_v^{1,508}; \text{ КТС} = 0,46; \text{ Пог} = 0,71; N = 383$$

Тас-Юряхское, ботуобинский (8):

$$P_n = 1/K_v^{1,484}; \text{ КТС} = 0,46; \text{ Пог} = 0,45; N = 171$$

Ковыктинское, парфеновский (9):

$$P_n = 1/K_v^{1,355}; \text{ КТС} = 0,51; \text{ Пог} = 0,63; N = 694$$

Тас-Юряхское, ботуобинский, галитизированные породы (10): $P_n = 1/K_v^{1,210}$

электрического сопротивления на образцах керн в пластовых условиях осуществлялись при $P_{эф} = 37,5$ МПа. На Верхневилючанском НГКМ $P_{пл} = 15,9 \dots 17,5$ МПа, $P_{эф} = 40 \dots 44$ МПа.

Графический анализ разработанных зависимостей $P_n = f(K_v)$ (рис. 14) показал их достаточно большое разнообразие, что не позволяет построить для них единую аналитическую зависимость. При этом для ботуобинского и талахского горизонтов Нюйской и Ботуобинской фациальных зон возможно использование обобщенных зависимостей $P_n = f(K_v)$ (см. рис. 10, 12).

Таким образом, впервые применительно к Непско-Ботуобинскому, Предпатомскому и Ангаро-Ленскому фациальным районам осуществлен анализ возможности обобщения петрофизических зависимостей в пределах фациальных зон на основе группирования стандартизованных зависимостей. Разработана обобщенная зависимость коэффициента пористости от интервального времени пробега упругой волны для терригенных отложений венда с достаточным коэффициентом корреляции.

Установлено, что для вендских отложений Непско-Ботуобинского, Предпатомского и Ангаро-Ленского фациальных районов, сформировавшихся в условиях баров и мелководного шельфа, зависимости коэффициента пористости

от объемной плотности близки между собой и соответствуют стандартному уравнению для песчаников. Исключение составляет талахский горизонт Чайядинского НГКМ, для которого характерны фации флювиальных осадков, а зависимость K_n от $\sigma_{об}$ имеет своеобразный вид.

Разработана обобщенная зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для терригенных отложений венда Нюйской, Вилючанской и Ботуобинской фациальных зон Непско-Ботуобинского и Предпатомского фациальных районов. Анализ построенных зависимостей параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности показал невозможность построения обобщенной зависимости для рассматриваемых фациальных районов. При этом для ботуобинского и талахского горизонтов Нюйской и Ботуобинской фациальных зон создание и применение обобщенных зависимостей $P_n = f(K_v)$ возможно.

Обобщенные петрофизические зависимости для вендских отложений в пределах Нюйской, Вилючанской, Ботуобинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон рекомендуются к применению для целей увязки сейсмических данных и данных геофизических исследований скважин (ГИС), оценочной интерпретации данных ГИС, экспресс-анализа результатов интерпретации ГИС и исследований керн на неизученных либо малоизученных площадях.

Список литературы

- Полякова Л.Е. Методика определения начальной нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений углеводородов в условиях ограниченной петрофизической информации: дис. ... к.г.-м.н. / Л.Е. Полякова; ВАК 25.00.10. – М., 2009.
- Чуриков Ю.М. Литофациальное районирование как основа уточнения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств для сложнопостроенных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Ю.М. Чуриков, Е.А. Пылёв, Е.А. Силаева и др. // Территория нефтегаз. – 2019. – № 1–2. – С. 20–41.
- Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 145–160.
- Рыжов А.Е. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чаяндинского НГКМ на их фильтрационные характеристики / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, Т.А. Перунова и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: тез. докл. II Междунар. науч.-практ. конф., г. Москва, 28–29 октября 2009. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 62.
- Поляков Е.Е. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылёв, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.
- Поляков Е.Е. Проблемы определения коэффициента проницаемости по ГИС для сложнопостроенных коллекторов вендского возраста Чаяндинского месторождения на этапе эксплуатационного бурения / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, Е.А. Пылёв и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
- Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
- Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 172–186.
- Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засоления коллектора на примере ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.
- Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.
- Процко А.Н. Создание литолого-фациальных моделей (эталонов) подсолевых продуктивных горизонтов (рифeya, венда и нижнего кембрия) территории обеспечения трубопроводной системы ВСТО для выбора перспективных направлений и объектов ГРП на этой территории и обоснования эффективного комплекса геолого-геофизических методов по выявлению локальных нефтегазоперспективных объектов / А.Н. Процко, Е.В. Смирнов, Г.Д. Ухлова и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2015.

Generalized dependencies between reservoir and physical properties of Vendian deposits at fields associated with the “Power of Siberia” gas transportation system

Yu.M. Churikov¹*, Ye.A. Pylev¹, Ye.Ye. Polyakov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. It's quite topical to study Vendian deposits at the fields located within a resource corridor of the “Power of Siberia” gas pipeline system. Poor core data on small and midi fields make examine every field in this region, and the most efficient way is application of generalized petrophysical dependencies for united facial zones.

According to a chart of facies for Vendian deposits, the named hydrocarbon fields relate to Angara-Lena, Nepa-Botuoba, and Pre-Patom facial districts included into Tungus facial region. For the first time, in respect to these facial districts the possibility of synthesis has been analyzed, and by means of aggregation of the standardized dependencies the generalized petrophysical dependencies have been derived for Vendian terrigenous deposits within the scope of the facial zones. Consequently, a generalized porosity factor (K_p) dependency on the elastic wave interval transit time has been derived with a sufficient correlation rate. It has been ascertained that in respect to Vendian deposits formed in conditions of rock ledges and shallows the K_p dependencies on cubic density have had similar forms and have corresponded to a standard equation for sandstones. Tala horizon of Chayanda field, which is notable for facies of fluvial sediments, is an exceptional case, and its K_p dependency on cubic density is special.

A generalized formation factor dependency on K_p has been also derived for terrigenous Vendian deposits of Nyuya, Vilyucha, and Botuoba facial zones.

Authors recommend to apply the named generalized petrophysical equations for coordination of seismics, well logs, and core test results, interpretation of well logs, and express analysis of well log interpretation and core tests in respect to new poorly studied areas.

Keywords: Vendian deposits, physical properties, filtration-volumetric reservoir properties, generalized dependencies, hydrocarbon fields, Eastern Siberia, “Power of Siberia” gas transportation system.

References

- POLYAKOVA, L.Ye. *Procedure for determination of initial oil-gas saturation of hydrocarbon field reservoirs in conditions of limited petrophysical information* [Metodika opredeleniya nachalnoy neftegazonasyschennosti kollektorov mestorozhdeniy uglevodorodov v usloviyakh ogranichennoy petrofizicheskoy informatsii]. Candidate thesis (geology and mineralogy). National University of Oil and Gas “Gubkin University”. Moscow, 2009. (Russ.).
- CHURIKOV, Yu.M., Ye.A. PYLEV, Ye.A. SILAYEVA, et al. Lithofacial zoning as a foundation for sharpening dependencies of filtration-volumetric characteristics regarding complex-structured Vendian reservoirs at Chayanda oil-gas-condensate field [Litofatsialnoye rayonirovaniye kak osnova utochneniya zavisimostey filtratsionno-yemkostnykh svoystv dlya slozhnopostroyennykh kollektorov venda Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2019, no. 1–2, pp. 20–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).
- RYZHOV, A.Ye. Types and properties of the clastic Vendian reservoirs of Chayandinskoe NGKM [Tipy i svoystva terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 145–160. ISSN 2306-8949. (Russ.).
- RYZHOV, A.Ye., N.V. SAVCHENKO, T.A. PERUNOVA, et al. Influence of pore volume structure features of Chayanda oil-gas-condensate field reservoirs on its filtration properties. In: *II International conference “World gas resources and reserves and advanced development technologies”, 28–29 October 2019 (WGRR-2019): abstracts*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 57.
- POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. PYLEV, I.V. CHURIKOVA et al. Productivity of complex terrigenous Vendian reservoirs of Chayanda field depending on lithological-petrophysical properties and geological-engineering conditions of deposit uncapping [Produktivnost slozhnopostroyennykh terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya v zavisimosti ot litologo-petrofi zicheskikh svoystv i geologo-tekhnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
- POLYAKOV, Ye.Ye., I.V. CHURIKOVA, Ye.A. PYLEV, et al. Issues of well-log-based determination of permeability factors for complex-structured Vendian reservoirs of Chayanda field during a stage of production drilling [Problemy opredeleniya koyeffitsiyenta pronitsayemosti po GIS dlya slozhnopostroyennykh kollektorov venskogo vozrasta Chayandinskogo mestorozhdeniya na etape ekspluatatsionnogo bureniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2018, no. 10, pp. 30–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).

7. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
8. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO, et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gascondensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).
9. IVCHENKO, O.V. Dependence of specific productivity of wells from their facies and reservoir salinity as exemplified by Botuoba horizon of Chayanda field [Zavisimost udelnoy produktivnosti skvazhin ot ikh fatsialnoy prinadlezhnosti i zasoloneniya kollektora na primere botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2014, no. 3, pp. 50–55. ISSN 2072-2745. (Russ.).
10. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV, et al. Contemporary geological-geophysical model of Chayanda oil-gas-condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. PROTSKO, A.N., Ye.V. SMIRNOV, G.D. UKHLOVA, et al. Creation of lithofacial models (standards) of subsalt productive horizons (Riphean, Vendian, and Lower-Cambrian) at a territory aimed at provision of the “Eastern Siberia – Pacific Ocean” pipeline system to select there promising leads and objects for geological prospecting and substantiate an efficient complex of geological-geophysical methods for indicating candidate local oil-gas-bearing objects [Sozdaniye litologo-fatsialnykh modeley (etalonov) podsolevykh produktivnykh gorizontov (rifeya, venda i nizhnego kembriya) territorii obespecheniya truboprovodnoy sistemy VSTO dlya vybora perspektivnykh napravleniy i obyektov GRR na etoy territorii i obosnovaniya effektivnogo kompleksa geologo-geofizicheskikh metodov po vyyavleniyu lokalnykh neftegazoperspektivnykh obyektov]. Novosibirsk, Russia: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), 2015. (Russ.).