

УДК 553.048

Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Е.Е. Поляков¹, А.Е. Рыжов¹, О.В. Ивченко¹, К.М. Семёнова^{1*}, В.В. Стрекозин¹,
Д.Н. Крылов¹, Н.А. Никульникова¹, С.Ю. Ромашенко¹, И.В. Чурикова¹,
Л.А. Кондратьева², Л.Д. Колотущенко², В.Ю. Трухин², Т.А. Вотякова²

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

² ООО «ЦНИП ГИС», Российская Федерация, 117149, г. Москва, ул. Болотниковская, д. 36, к. 2, оф. 11
* E-mail: K_Semenova@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: подсчет запасов, углеводороды, Чаяндинское месторождение, тектоническое строение, подсчетные параметры, засоление.

Тезисы. Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) расположено в юго-западной части Республики Саха (Якутия) и входит в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий Океан и проектируемого газопровода «Сила Сибири». Месторождение уникально по многим показателям: запасам углеводородов, геологическим условиям залегания (аномально низким пластовым давлениям, низким пластовым температурам, разломной тектонике, наличию криолитозоны и галита в качестве цементирующего материала пород, высокой минерализации пластовых вод, большой площади распространения нефтяных оторочек при небольшой толщине), составу пластового газа (содержание азота в пластовом газе 7–10 % об., гелия – 0,44–0,57 % об.).

Предыдущий подсчет углеводородных запасов ЧНГКМ, не считая оперативных работ, выполнен большим коллективом авторов (В.Д. Матвеев, Н.И. Коваль, М.М. Солощак, Г.В. Толмачёва, Л.Д. Колотущенко и др.) и представлен в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) в 2000 г. После 2008 г. накопился большой объем новой геолого-геофизической информации, комплексный анализ которой позволил существенно уточнить геологическое строение месторождения и запасы углеводородов. Авторы статьи решали научные проблемы при выполнении окончательного подсчета запасов углеводородов ЧНГКМ и успешно защитили построенную геологическую модель и результаты подсчета в ФБУ «ГКЗ» (2015 г.).

Так, в результате работ существенно специфицировано тектоническое строение ЧНГКМ, выделены 19 изолированных тектонических блоков (ранее выделяли четыре основных блока), уточнено положение газожидкостных контактов. На основе большого объема лабораторных исследований по данным типа «кern – kern» и «кern – геофизические исследования скважин (ГИС)» построены зависимости для определения по ГИС расчетных геологических параметров (коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности) и оценены коэффициенты проницаемости пород. Впервые при подсчете запасов на ЧНГКМ (в 2013 г. в пределах ботуобинского горизонта, в 2015 г. – для всех продуктивных горизонтов) коэффициент пористости определялся по акустическому импедансу. Кроме того, с учетом новых данных керна и информации о степени засоленности пород проведено районирование территории и уточнены граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости продуктивных горизонтов ЧНГКМ.

Линейные запасы углеводородов, подсчитанные в интервалах испытанных объектов, хорошо согласуются с максимальными значениями полученных дебитов газа с учетом скин-эффекта и позволяют прогнозировать дебиты вновь пробуренных скважин.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) расположено в юго-западной части Республики Саха (Якутия) и входит в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий Океан и проектируемого газопровода «Сила Сибири». ЧНГКМ открыто в 1980 г. на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов) Республики Саха (Якутия) (рис. 1). В нефтегазоносном отношении оно расположено в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в тектоническом – в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Это многопластовое месторождение, продуктивными являются терригенные отложения венда. Тип залежей – пластовые, тектонически и литологически экранированные, нефтегазоконденсатные.

ЧНГКМ уникально по многим показателям: величине запасов углеводородов (УВ), геологическим условиям залегания (аномально низкие пластовые давления, низкие пластовые температуры, разломная тектоника, наличие криолитозоны и галита в качестве цементирующего материала пород, высокая минерализация пластовых вод, большая площадь распространения нефтяных оторочек при небольшой толщине), составу пластового газа (содержание азота в пластовом газе – 7–10 % об., гелия – 0,44–0,57 % об.). Кроме того, слабо развитые промышленно-энергетическая и транспортная инфраструктуры Республики Саха (Якутия), дефицит производственных сил, резко континентальный климат (очень низкие зимние температуры до -60°C и высокие летние до $+35^{\circ}\text{C}$) осложняют работы на данном участке.

Предыдущий подсчет запасов УВ рассматриваемого месторождения, не считая оперативных расчетов, выполнен большим коллективом авторов (В.Д. Матвеев, Н.И. Коваль, М.М. Солощак, Г.В. Толмачёва, Л.Д. Колотущенко и др.) и представлен в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) РФ в 2000 г. ОАО «Национальная нефтегазовая компания «Саханефтегаз». В рамках указанной работы установлено, что открытые ранее (до 1988 г.) месторождения Озерное, Нижнехамакинское и Восточно-Талаканское являются частями единого крупного месторождения, названного впоследствии Чаяндинским.

Начиная с 2008 г., после получения ОАО «Газпром» (ныне – ПАО «Газпром») лицензии, в пределах ЧНГКМ выполнен большой объем геолого-геофизических работ: проведены 2D (1500 пог. км) и 3D сейсморазведочные работы (6300 км²) и пробурены новые разведочные скважины (50 шт.). В ходе работ получена новая геолого-геофизическая и промышленная информация о строении и газоносности ЧНГКМ, послужившая основанием для пересчета запасов, выполненного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2014–2015 гг.

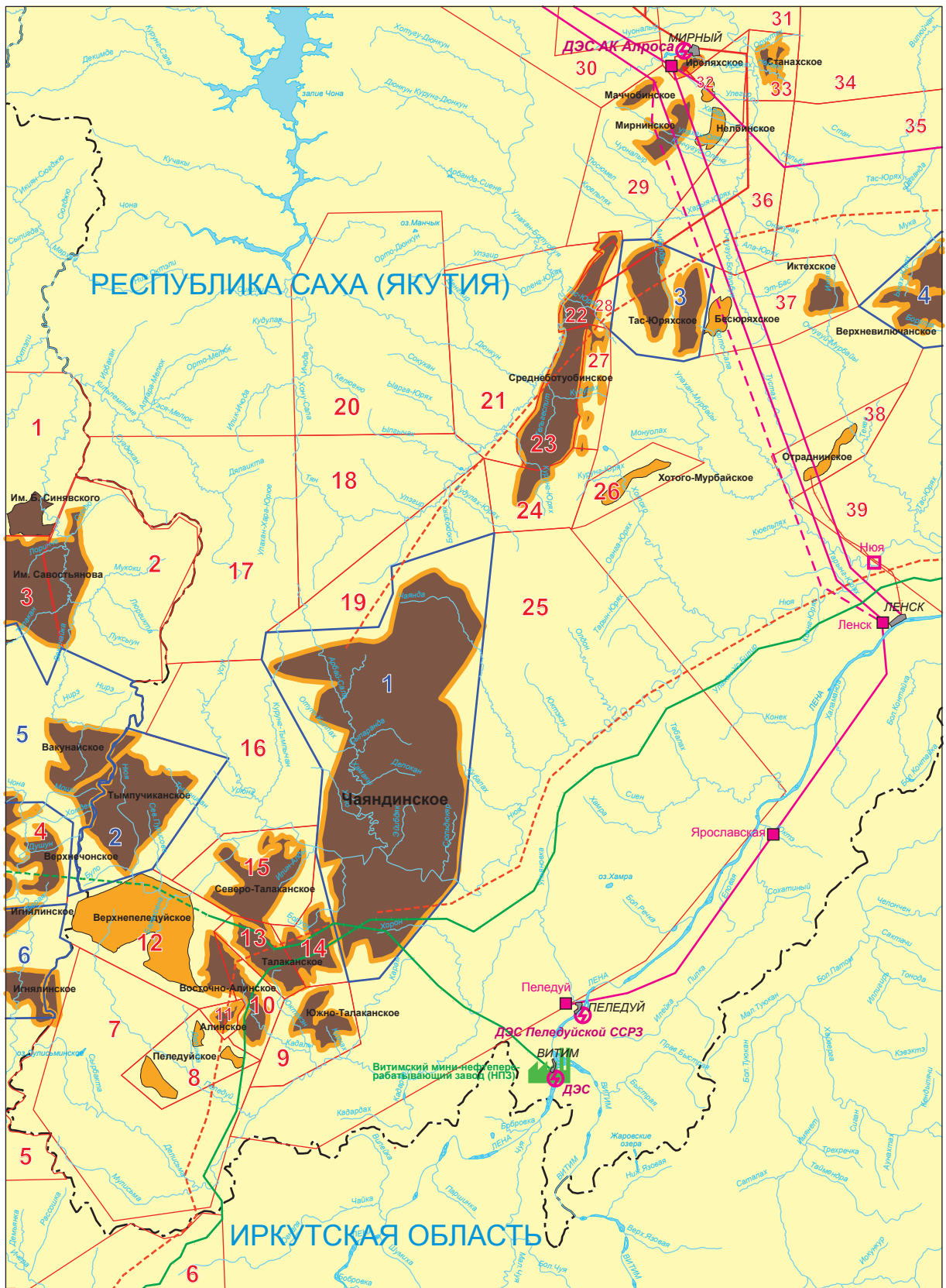
Авторы настоящей статьи непосредственно решали научные проблемы при выполнении окончательного подсчета запасов УВ ЧНГКМ и успешно защитили построенную геологическую модель и результаты подсчета в ФБУ «ГКЗ» (2015 г.). Так, по результатам геологоразведочных работ, в частности обработки и интерпретации данных 3D сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ),

выполненных на всей площади Чаяндинского лицензионного участка (ЛУ), существенно усложнились представления о *тектоническом строении месторождения* относительно принятых в 2000 г. при подсчете запасов (рис. 2). В 2015 г. обосновано преимущественно блоковое строение месторождения и выделены 19 тектонических блоков (при подсчете запасов 2000 г. выделяли 4 блока): два (Сев-зап, Сев-осн) в рамках укрупненного блока Северный; два (Зап-1, Зап-2) в пределах укрупненного блока Западный; восемь (Юж I-1, Юж I-2, Юж I-3, Юж I-4; Юж II-1, Юж II-2, Юж II-3, Юж II-4) в укрупненных блоках Южный-I и Южный-II соответственно; шесть (Сам-0, Сам-1, Сам-2-сев, Сам-2-юж, Сам-3, Сам-4) в укрупненном блоке Саманчакинский; а также Восточно-Талаканский блок.

Существенным критерием определения границ блоков и коррекции результатов сейсмической интерпретации при подсчете запасов 2015 г. являлось положение газожидкостных контактов. Так, существенная смена положения газонефтяного или газоводяного контакта однозначно свидетельствует о наличии гидродинамического барьера. В условиях ЧНГКМ таковыми, как правило, являются тектонические нарушения [1].

Впервые при подсчете запасов на ЧНГКМ (в 2013 г. в пределах ботубинского горизонта, в 2015 г. – для всех продуктивных горизонтов) *коэффициент пористости* (K_n) определялся по акустическому импедансу (G), определяемому как произведение скорости распространения продольной волны по породе на объемную плотность этой породы. Вследствие невозможности достаточно точного учета нефте- и газонасыщенности ближней зоны данные электрического каротажа не использовались для определения пористости. По этой же причине и из-за недостаточной стандартизованности метода не применялись и данные нейтронного каротажа. Так, определение пористости пород ботубинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов реализовано по данным акустического (АК) и гамма-гамма-плотностного (ГГКП) каротажа с использованием зависимостей типа «кern – kern» и «кern – ГИС¹».

¹ ГИС – здесь и далее «геофизические исследования скважин».



1 ЛУ предприятий Группы Газпром:		
№	ЛУ	Компания-недропользователь
1	Чаяндинский	ПАО «Газпром»
2	Тымпучиканский	ООО «Газпромнефть-Ангара»
3	Участок недр федерального значения, включающий Тас-Юряхское месторождение	ПАО «Газпром»
4	Участок недр федерального значения, включающий Верхневилучанское месторождение	ПАО «Газпром»
5	Вакунайский	ООО «Газпромнефть-Ангара»
6	Игнялинский	ООО «Газпромнефть-Ангара»

1 ЛУ прочих компаний		
№	ЛУ	Компания-недропользователь
1	Северо-Могдинский	ЗАО «ИНК-Север»
2	Восточно-Сугдинский	ПАО НК «Роснефть»
3	Могдинский	ПАО НК «Роснефть»
4	Верхнечонское м-е	ПАО «Верхнечонскнефтегаз»
5	Верхнеичерский	ООО «Восток-Энерджи»
6	Рассохинский	ОАО «Сургутнефтегаз»
7	Пеледуйский	ОАО «Сургутнефтегаз»
8	Пеледуйское м-е	ОАО «Сургутнефтегаз»
9	Южно-Талаканское м-е	ОАО «Сургутнефтегаз»
10	Восточно-Алинское м-е	ОАО «Сургутнефтегаз»
11	Алинский	ОАО «Сургутнефтегаз»
12	Верхнепеледуйское м-е	ОАО «Сургутнефтегаз»
13	Талаканское м-е, Центральный блок	ОАО «Сургутнефтегаз»
14	Восточно-Талаканский	ОАО «Сургутнефтегаз»
15	Северо-Талаканское м-е	ОАО «Сургутнефтегаз»
16	Кедровый	ОАО «Сургутнефтегаз»
17	Гиллябкинский	ОАО «Сургутнефтегаз»
18	Курунгский	ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча»
19	Бюкский	ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)
20	Верхнеджункунский	ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)
21	Джункунский	ОАО «Сургутнефтегаз»
22	Среднеботуобинское м-е	ОАО «АЛРОСА-Газ»
23	Среднеботуобинское м-е (Центральный блок)	ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча»
24	Южно-Джункунский	ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)
25	Хоронохский	ОАО «Сургутнефтегаз»
26	Хотога-Мурбайский	ООО «Сибирская нефтегазовая компания»
27	Восточные блоки Среднеботуобинского НГКМ	АО «РНГ»
28	Тектоийский	ОАО «АЛРОСА-Газ»
29	Мирнинский	ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (ЯТЭК)
30	Южно-Сюльдюкарский	ООО «Сюльдюкарнефтегаз»
31	Бажчинский	ОАО «Сургутнефтегаз»
32	Иреляхское м-е	ЗАО «Иреляхнефть»
33	Станахский	ОАО «Сургутнефтегаз»
34	Багдынский	ОАО «Сургутнефтегаз»
35	Юряхский	ОАО «Сургутнефтегаз»
36	Средневилучанский	ОАО «Сургутнефтегаз»
37	Иктехский	ООО «Ленанефтегаз»
38	Отрадинский	ООО ГДК «Ленск-газ»
39	Бетинчинский	ООО «ГеоглобАлл»

ЛЕНСК



город



административные границы

Месторождения углеводородов:



газовые и газоконденсатные



нефтяные



нефтегазовые и нефтегазоконденсатные



нефтеперерабатывающий завод

Нефтепроводы:



действующие



строящиеся и проектируемые

Газопроводы:



действующие



строящиеся и проектируемые



дизельные и газодизельные электростанции (ДЭС)

Линии электропередачи переменного тока:



действующие



строящиеся и проектируемые

Подстанции:

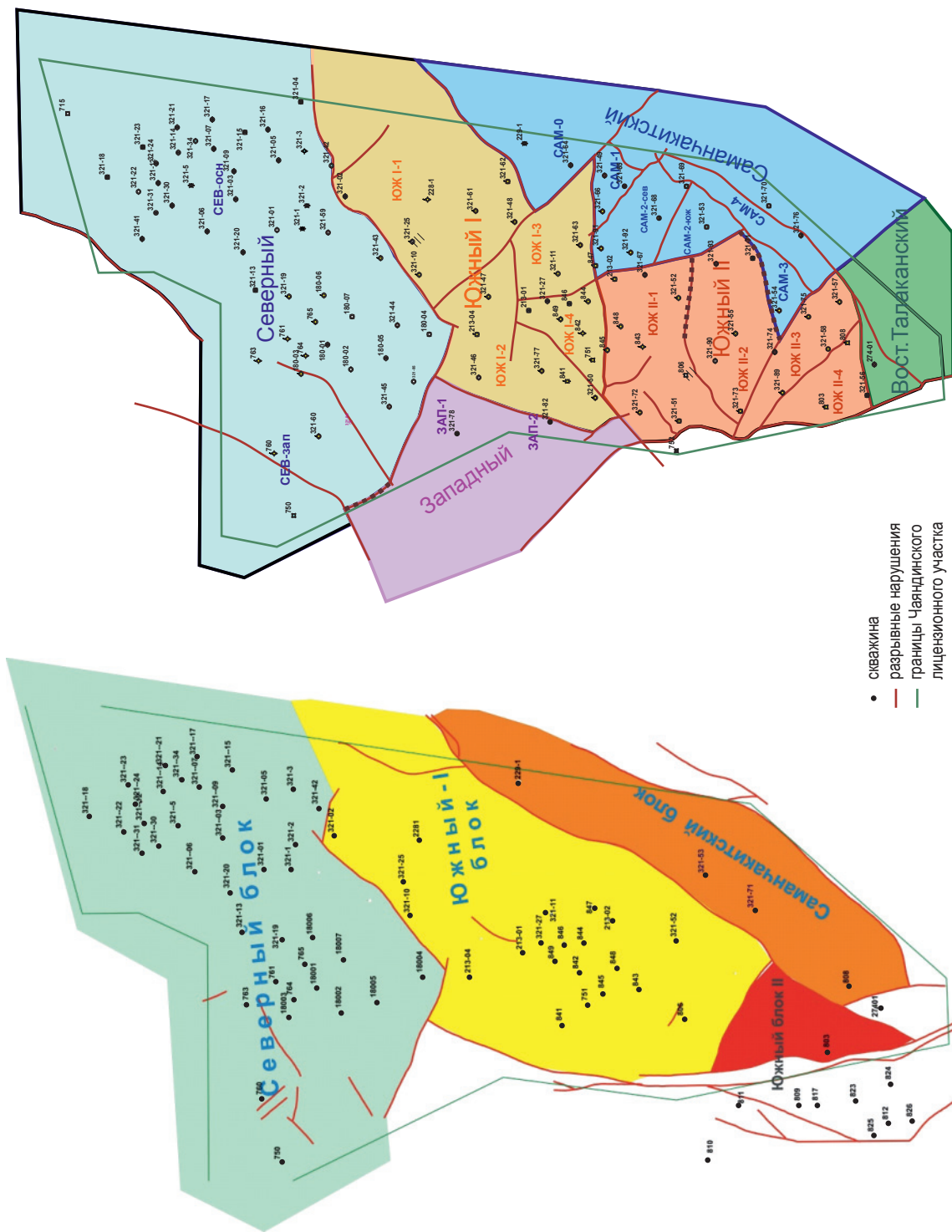


действующие



строящиеся и проектируемые

Рис. 1. Обзорная карта района ЧНГКМ



а

б

Рис. 2. Уточнение тектонического строения ЧНГКМ по результатам геологоразведочных работ 2008–2015 гг. Подсчет запасов: а – 2000 г.; б – 2015 г.

Комплексирование методов АК и ГГКП основано на использовании зависимостей G от пористости. Так, на основе вновь полученной информации по данным ГИС и исследованиям керна скорректирована зависимость G от K_n для ботубинского горизонта и получены новые зависимости «кern – ГИС» для хамакинского и талахского горизонтов (рис. 3). Зависимости $K_n(G)$ для ботубинского горизонта дифференцированы для газонасыщенных и нефтеводонасыщенных пород (а), для хамакинского (б) и талахского (в) горизонтов приняты едиными из-за слабого влияния остаточной газонасыщенности в зоне проникновения на показания методов АК и ГГКП:

а) газ: $K_n = 0,627 - 0,0466G$; КТС = 0,56; Пог = 0,11; $N = 42$;

нефть, вода: $K_n = 0,627 - 0,045G$; КТС = 0,48; Пог = 0,11; $N = 23$;

б) $K_n = 4,6/G - 0,315$; КТС = 0,49; Пог = 0,29; $N = 85$;

в) $K_n = 4,87/G - 0,348$; КТС = 0,46; Пог = 0,1; $N = 75$,

где КТС – критерий тесноты связи; Пог – погрешность связи; N – объем статистической выборки.

Применительно к скважинам, пробуренным до 2000 г., ГГКП выполнен только

в 10 из них. В этих случаях определение K_n пород проводилось по данным АК с использованием петрофизических зависимостей интервального времени пробега упругих волн (Δt) от K_n , полученных на керне при моделировании пластовых термобарических условий и подтвержденных данными «кern – ГИС»; зависимости $\Delta t(K_n)$ для ботубинского горизонта дифференцированы для чистых ($dJ_{ГК} \leq 0,25$) и глинистых ($dJ_{ГК} > 0,25$) коллекторов (рис. 4), где $dJ_{ГК}$ – двойной разностный параметр гаммакаротажа (ГК):

а) ботубинский горизонт, коллекторы:

- чистые (песчаники и алевролиты):

$K_n = (\Delta t - 175) / 385$; КТС = 0,48; Пог = 0,14; $N = 85$;

- глинистые (глинистые песчаники и алевролиты): $K_n = (\Delta t - 183) / 377$; КТС = 0,39; Пог = 0,15; $N = 10$;

б) хамакинский горизонт: $K_n = (dt - 169) \div \div 391 - 0,188dJ_{ГК}$; КТС = 0,34; Пог = 0,35; $N = 95$;

в) талахский горизонт: $K_n = (\Delta t - 178) \div \div 445$; КТС = 0,25; Пог = 0,15; $N = 100$.

Учет глинистости для коллекторов хамакинского горизонта достигается введением в уравнение параметра $dJ_{ГК}$. Для пропластков (гравелиты), чаще залегающих в верхней части хамакинского горизонта и характеризующихся

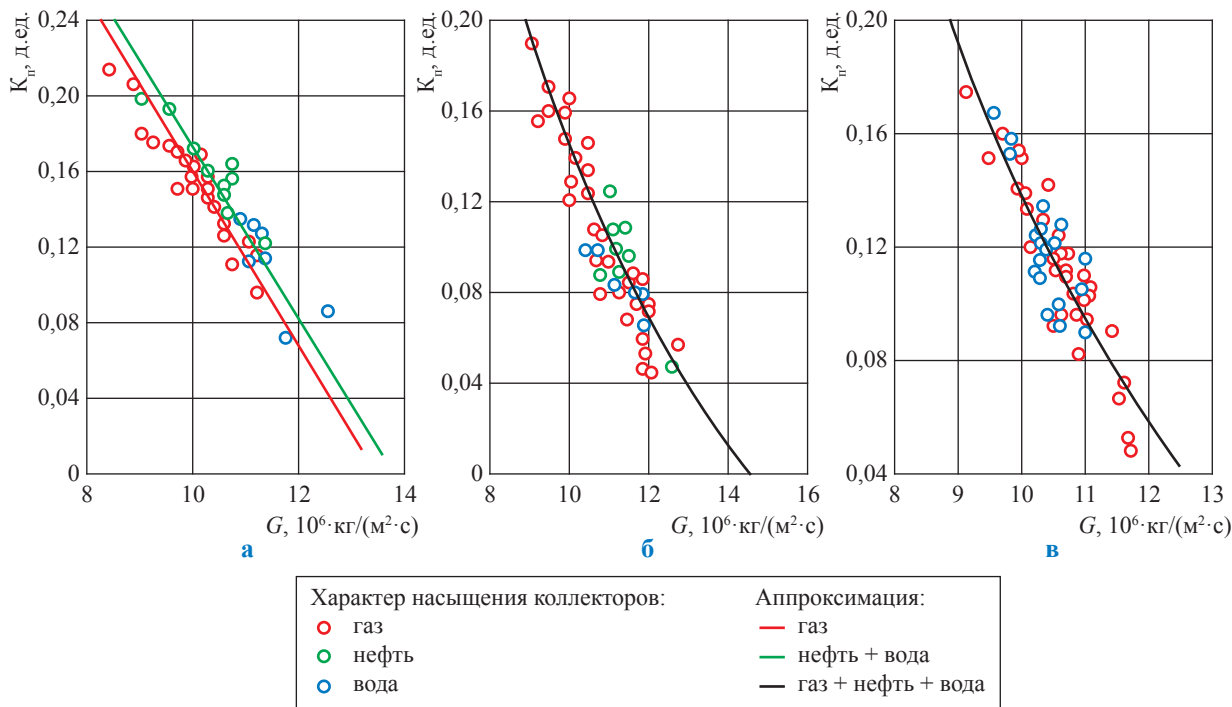


Рис. 3. Зависимость K_n (по данным керна (вода) с поправкой на пластовые условия) от удельного акустического импеданса (по данным ГИС) для продуктивных горизонтов ЧНГКМ: а – ботубинского; б – хамакинского; в – талахского

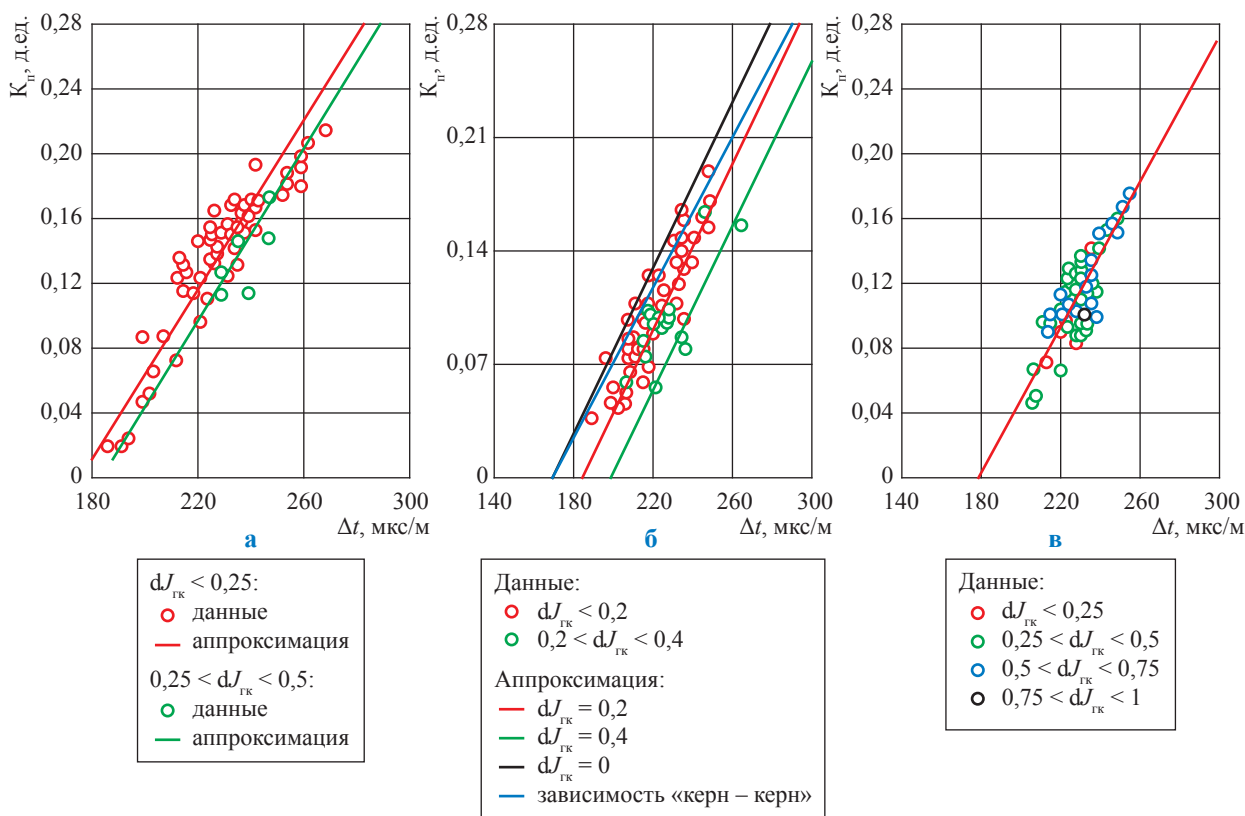


Рис. 4. Зависимости $K_{пр}$ (по данным керн (вода) с поправкой на пластовые условия) от интервального времени (по данным ГИС) для продуктивных горизонтов ЧНГКМ: а – ботубинского; б – хамакинского; в – талахского

аномально высокими показаниями ГК, не связанными с глинистостью, определение пористости проводилось по зависимости «кern – kern», полученной при моделировании пластовых условий (рис. 5, см. рис. 4б): $K_{пр} = (\Delta t - 169,9) / 428,7$; КТС = 0,45; Пог = 0,31; $N = 359$.

В отложениях талахского горизонта показания ГК контролируются не только глинистостью, но и в значительной степени минералогическим составом пород, поэтому учет глинистости при определении коэффициента пористости по АК не производился.

При комплексной обработке данных ГИС $K_{пр}$ пород определялись также по данным ГГКП с использованием петрофизических зависимостей:

• $K_{пр} = (2,63 - \delta_{об}) / 1,43$; КТС = 0,30; Пог = 0,72; $N = 679$ (ботубинский горизонт);

• $K_{пр} = (2,63 - \delta_{об}) / 1,43$; КТС = 0,16; Пог = 0,94; $N = 2537$ (хамакинский горизонт);

• $K_{пр} = 1,56 - 0,593\delta_{об}$; КТС = 0,31; Пог = 0,413; $N = 2187$ (талахский горизонт), где $\delta_{об}$ – объемная плотность породы.

Учитывая нетесные связи $K_{пр}$, обусловленные вариациями минералогического состава, значения $K_{пр}$ по ГГКП использовались оценочно. В качестве результирующих при наличии в комплексе ГИС данных ГГКП были приняты значения $K_{пр}$ по акустическому импедансу, в случае отсутствия ГГКП – значения $K_{пр}$ по АК.

На ЧНГКМ также впервые изучено влияние засоления пород при сопоставлении значений эффективной и динамической пористости с $K_{пр}$ и коэффициентом абсолютной проницаемости ($K_{пр}$): граничные значения $K_{пр}$ для засоленных образцов низкие, для незасоленных – более высокие; $K_{пр}$ засоленных образцов сохраняет высокие значения при низких значениях эффективной и динамической пористости. При сопоставлении $K_{пр}$ с относительной проницаемостью индикационные точки засоленных образцов закономерно располагаются в области низкой пористости. При сопоставлении $K_{пр}$ с относительной проницаемостью индикационные точки засоленных и незасоленных образцов не дифференцируются. Такое влияние засоления на фильтрационно-

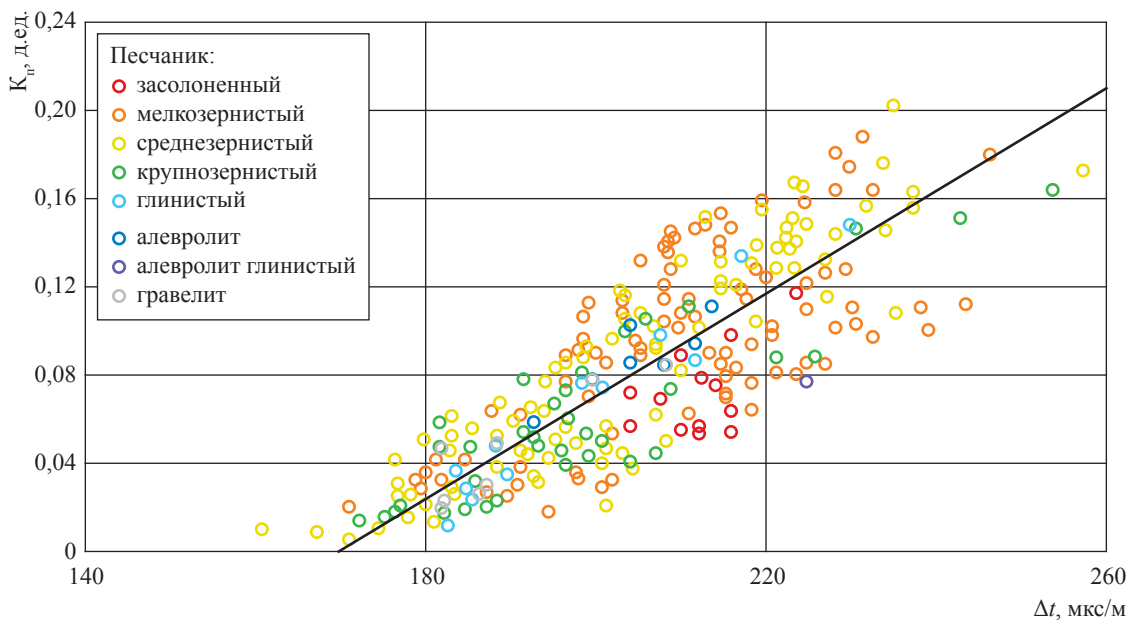


Рис. 5. Зависимость K_p по воде от интервального времени пробега упругой волны (по данным керна, пластовые условия, хамакинский горизонт ЧНГКМ)

емкостные свойства пород объясняется особенностями заполнения солью порового пространства: при засолении тупиковых и боковых пор, где фильтрации пластового флюида не происходит либо она замедляется, остаются свободными каналы активной фильтрации.

Таким образом, в результате анализа полученных результатов для практического выделения коллекторов рекомендуются граничные значения K_p и $K_{пр}$, определенные по сопоставлениям с динамической пористостью (таблица).

Для использования приведенных в таблице граничных значений на основании анализа керна составлены схемы засолонения порового пространства коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов ЧНГКМ (рис. 6–8, по некоторым скважинам приведены снимки образцов керна, выполненные растровым электронным микроскопом).

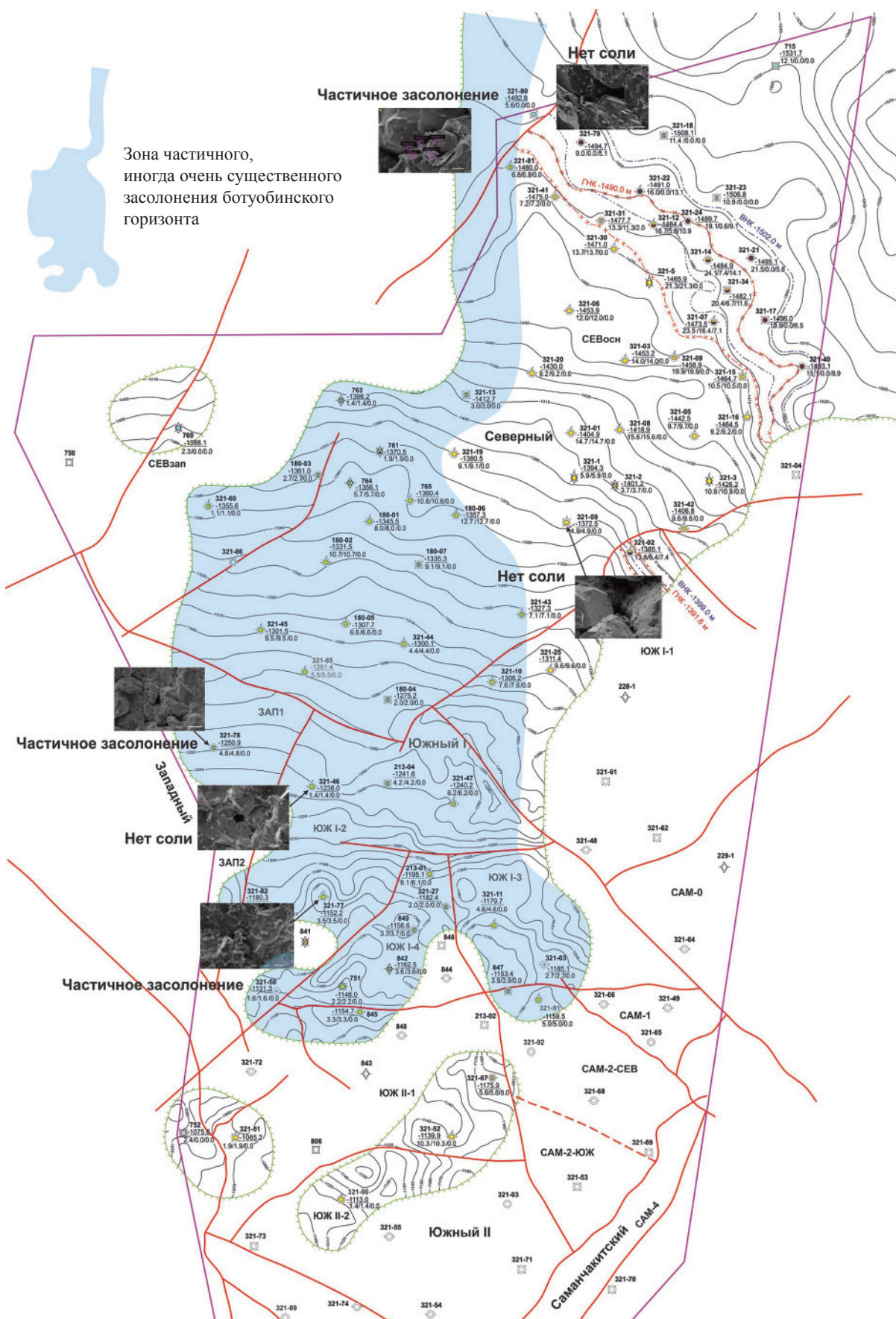
Галит в поровом пространстве коллекторов продуктивных горизонтов ЧНГКМ в раз-

ных количествах присутствует практически повсеместно [2]. Однако частичное, а иногда и очень существенное засолонение ботубинского горизонта отмечается вдоль западной и южной зон его выклинивания (см. рис. 6). Вполне возможно, что в этих зонах засолонение имеет и консолидационный характер (зоны лагунных отложений). Очень существенное засолонение хамакинского горизонта коснулось в основном только его верхней части (пачка ХМ₁) (см. рис. 7). Значительное засолонение талахского горизонта отмечается только у западной границы лицензионного участка (см. рис. 8). В целом же при отсутствии информации о степени засолоненности пород рекомендуется применять граничные значения для незасолоненных пород.

Корректность разработанной методики определения подсчетных параметров подтверждена сопоставлением линейных запасов, рассчитанных по данным ГИС ($H_{эф} \cdot K_p \cdot K_r$, где $H_{эф}$ – эффективная толщина; K_r – коэффициент газонасыщенности), в испытанных интервалах пластов ЧНГКМ с дебитами газа. Очевидно наличие зависимостей между фактическими дебитами газа и расчетными значениями линейных запасов при дифференциации данных по скин-эффекту (скин-фактор, или коэффициент несовершенства скважины), характеризующему степень загрязнения призабойной части пласта (рис. 9).

Граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости коллекторов

Горизонт	Порода			
	засолоненная		незасолоненная	
	K_p , д.ед.	$K_{пр}$, мД	K_p , д.ед.	$K_{пр}$, мД
Ботубинский	0,013	0,8	0,039	0,8
Хамакинский	0,02	0,5	0,04	0,5
Талахский	0,045	0,5	0,065	0,7



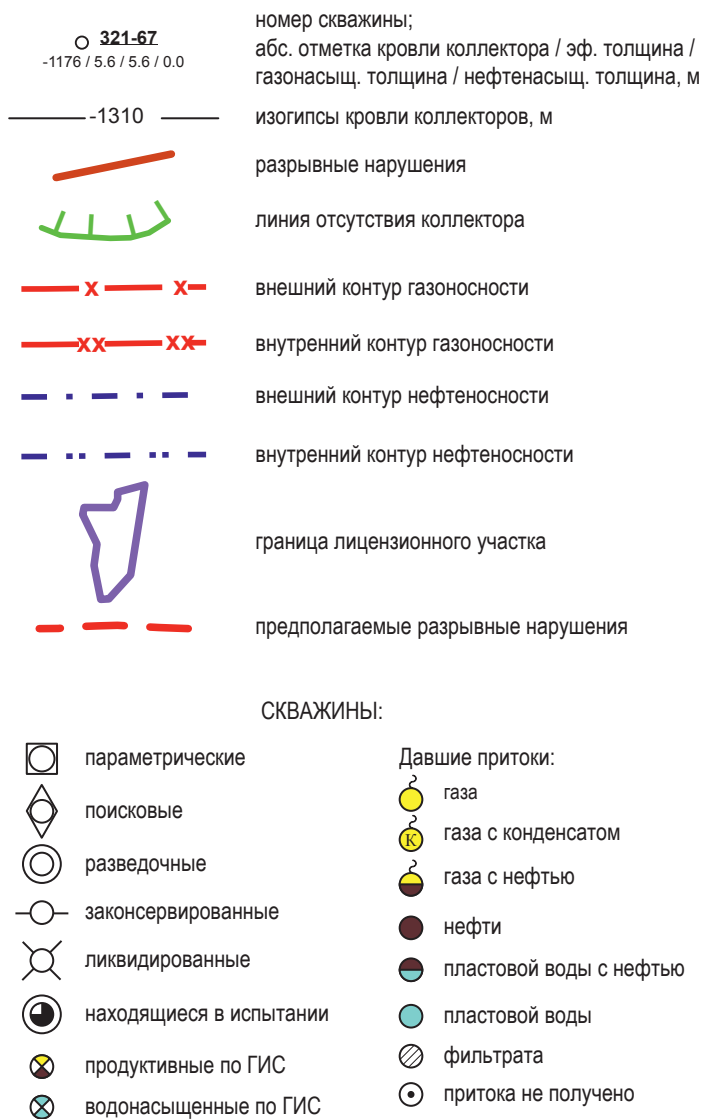


Рис. 6. Схема засоления порового пространства коллекторов ботубинского горизонта ЧНГКМ: ВНК – водонефтяной контакт; ГНК – газонефтяной контакт

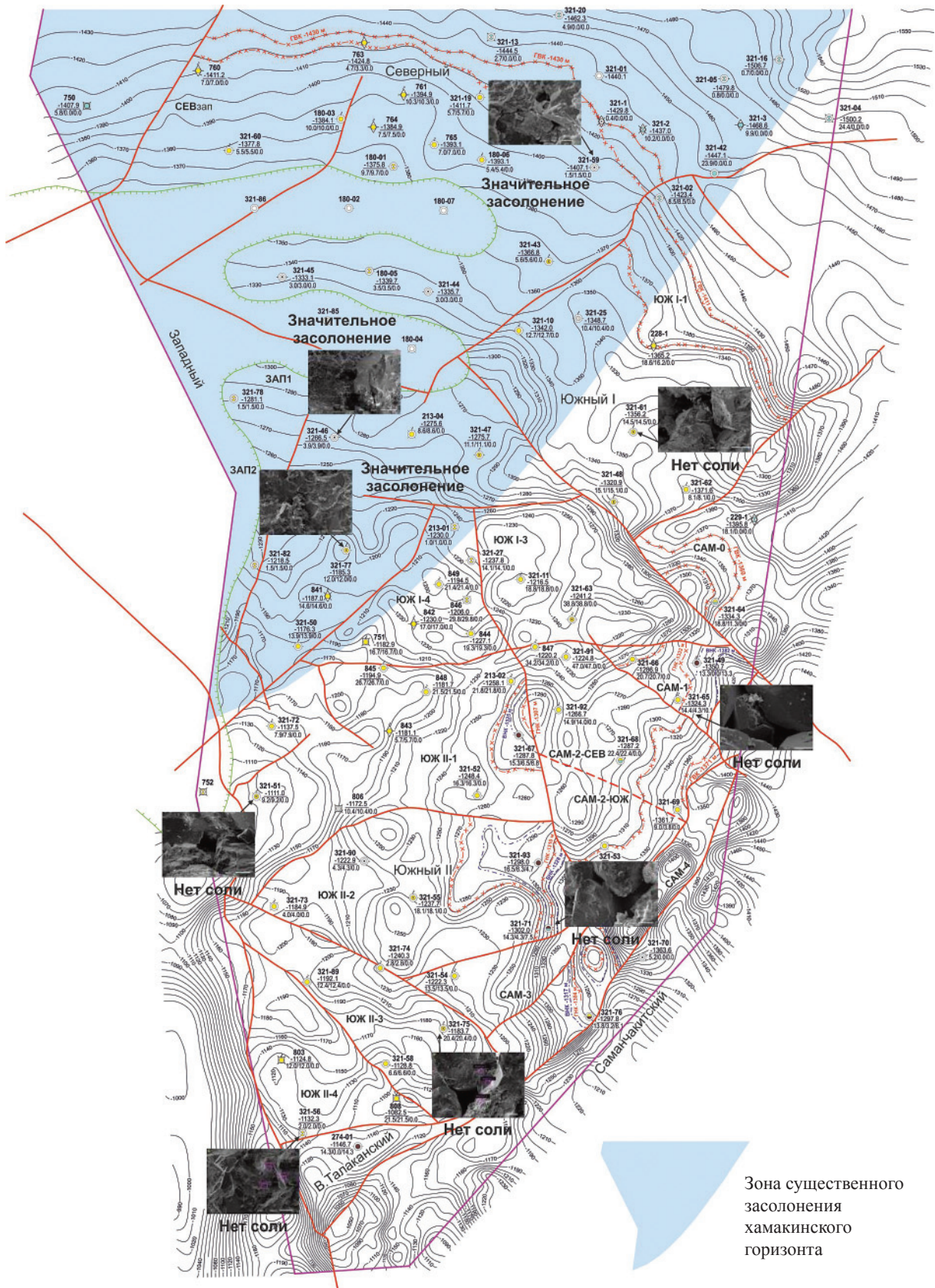


Рис. 7. Схема засоления порового пространства коллекторов хамакинского горизонта ЧНГКМ

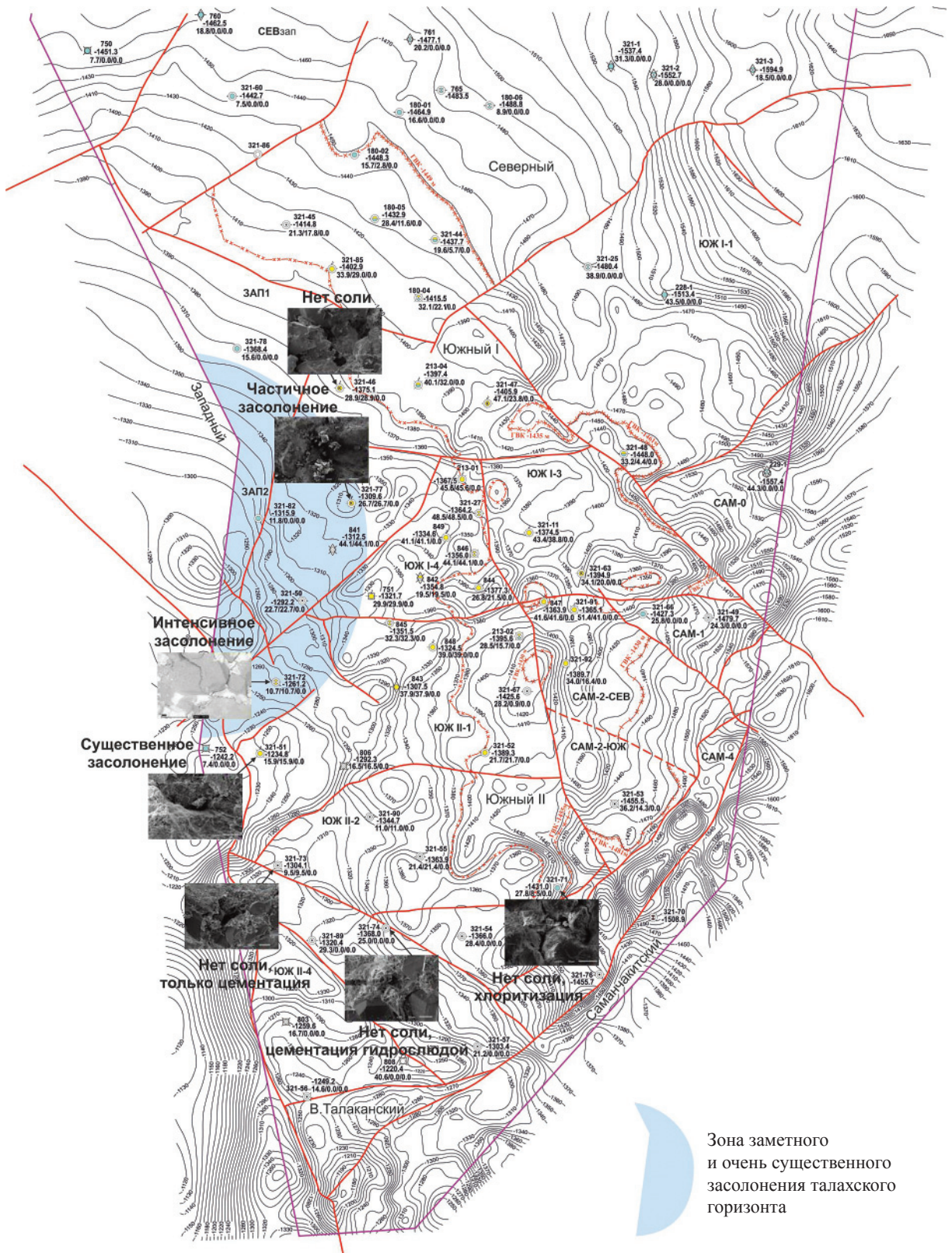


Рис. 8. Схема засоления порового пространства коллекторов талахского горизонта ЧНГКМ

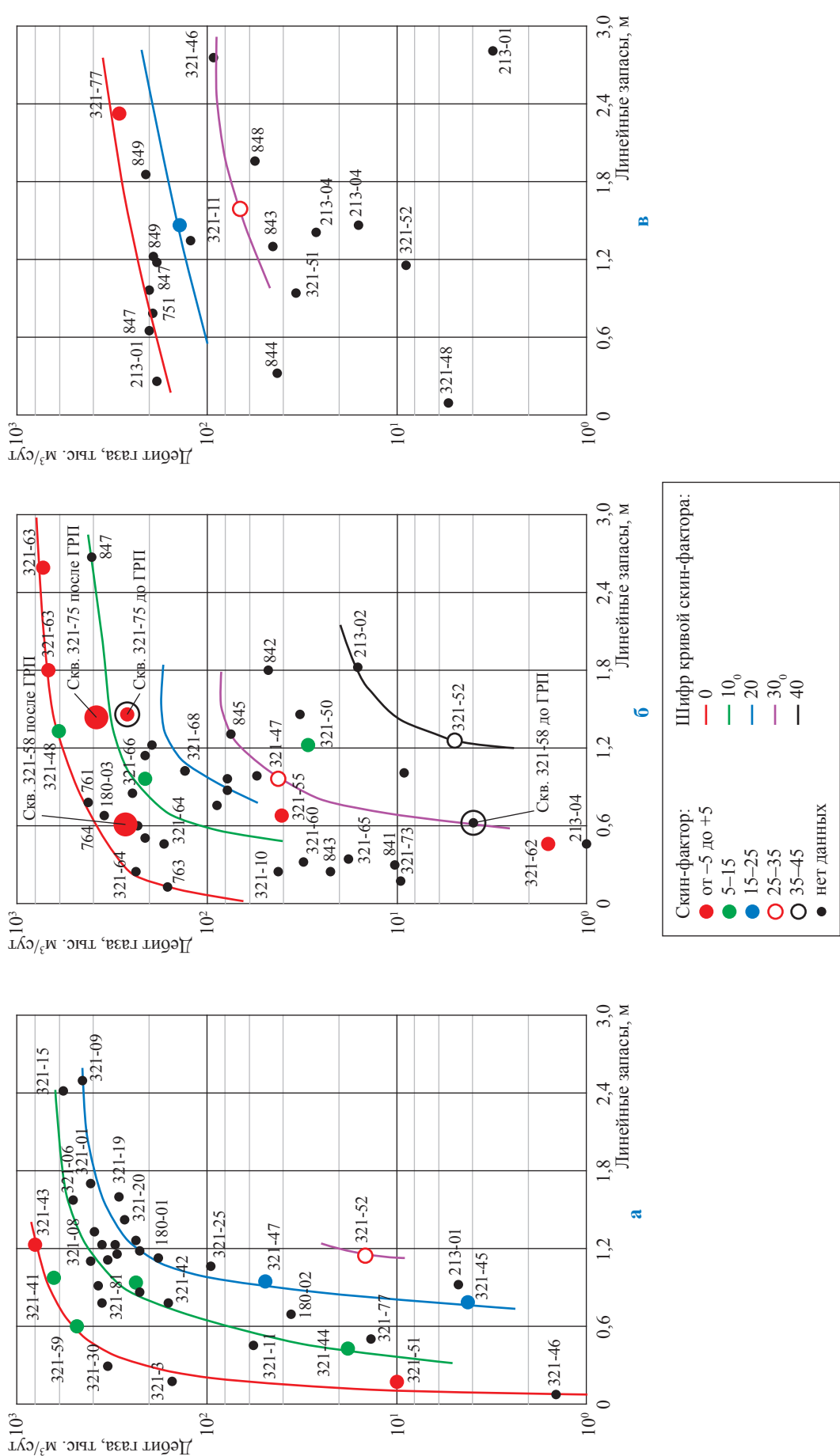


Рис. 9. Сопоставление максимальных дебитов газа, полученных при испытании в колонне, с линейными запасами (расчет по данным ГИС) и значением скин-фактора (по данным ГДИ) для горизонтов: а – ботубинского; б – хамакинского; в – талахского

По результатам гидродинамических исследований (ГДИ), с уменьшением скин-эффекта отмечается увеличение дебитов скважин при одинаковых линейных запасах (см. рис. 9). Например, для ботуобинского горизонта при практически равных линейных запасах в скв. 321-53 дебит газа составил 15,1 тыс. м³/сут (скин-фактор равен 30), а в скв. 321-43 – 802 тыс. м³/сут (скин-фактор равен 2,2). Для хамакинского горизонта в скв. 321-75, где скин-фактор низкий (4,9), увеличение дебита в результате проведения гидроразрыва пласта (ГРП) оказалось не столь значительным, а в скв. 321-58 с очевидно высоким скин-фактором произошло увеличение дебита с 4,08 до 300 тыс. м³/сут. Для талахского горизонта при практически равных линейных запасах в скв. 321-47 дебит газа составил 67,3 тыс. м³/сут (скин-фактор равен 25,8), а в скв. 321-63 – 142 тыс. м³/сут (скин-фактор равен 18,2).

Таким образом, по итогам выполненных на ЧНГКМ исследований можно сделать следующие основные выводы:

1) в результате геологоразведочных работ существенно уточнено тектоническое строение ЧНГКМ: обоснованно выделение 19 изолированных тектонических блоков (ранее выделяли четыре основных блока);

2) к настоящему моменту накоплен большой объем лабораторных исследований ядра.

В результате анализа данных типа «кern – kern» и «кern – ГИС» построены зависимости для определения по данным ГИС подсчетных геологических параметров ($K_{п}$, $K_{г}$) и оценки $K_{пр}$. Впервые при подсчете запасов на ЧНГКМ $K_{п}$ определялся по акустическому импедансу;

3) с учетом новых данных ядра и информации о степени засоленности пород проведено районирование территории и уточнены граничные значения $K_{п}$ и $K_{пр}$ продуктивных горизонтов ЧНГКМ;

4) линейные запасы УВ, подсчитанные в интервалах испытанных объектов, хорошо согласуются с максимальными значениями полученных дебитов газа с учетом скин-эффекта и позволяют прогнозировать дебиты во вновь пробуренных скважинах.

Список литературы

1. Ивченко О.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза и сопредельные территории) / О.В. Ивченко, Е.Е. Поляков, М.В. Ивченко // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 40–62.
2. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засоления коллекторов на примере ботуобинского горизонта Чайандинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.

Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gas-condensate field

Ye.Ye. Polyakov¹, A.Ye. Ryzhov¹, O.V. Ivchenko¹, K.M. Semenova^{1*}, V.V. Strekozin¹, D.N. Krylov¹, N.A. Nikulnikova¹, S.Yu. Romashchenko¹, I.V. Churikova¹, L.A. Kondratyeva², L.D. Kolotushchenko², V.Yu. Trukhin², T.A. Votyakova²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Center of Scientific Research, Design, Fossil Raw Materials Geology (OOO “СNIP GIS”), Bld. 36, Estate 2, Office 11, Bolotnikovskaya street, Moscow, 117149, Russian Federation

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

Abstract. Chayanda oil-gas-condensate field (ChOGCF) is located in a south-western part of the Republic of Sakha (Yakutiya) and is included in a zone of top-priority exploration nearby the operative Eastern Siberia – Pacific Ocean oil pipeline and the “Sila Sibiri” gas pipeline being designed now. The field is unique by many indices, namely: by the amount of hydrocarbon reserves, by geological mode of occurrence (anomalously low pore pressures, low pore temperatures, fault tectonics, existence of a cryolitic zone and halite being a rock-cementing material, high mineralization of fossil waters, large square extent of oil rims at their small thickness), by composition of a bedded gas (volumetric content of nitrogen is 7–10 %, of helium – 0,44–0,57 %).

Previous calculation of the Chayanda hydrocarbon reserves, but for the real-time works, was done by a large group of authors (V.D. Matveyev, N.I. Koval, M.M. Soloshchak, G.V. Tolmacheva, L.D. Kolotushchenko et al.) and presented to the State Reserve Commission in 2000. Since 2008, large amount of new geological and geophysical information has been accumulated. Its complex analysis afforded to precise geological structure and hydrocarbon reserves of the field. While executing final calculation of ChOGCF hydrocarbon reserves, the authors of this paper have solved several scientific problems and successfully defended figures of reserves and designed geological model in the State Reserve Commission in 2015.

So, in the upshot ChOGCF tectonic structure was essentially specified: 19 tectonic blocks were selected (instead of 4 ones) and the gas-liquid contacts were positioned more precisely. Using large amount of core-test data like “core–core” and “core – well log” the equations for determination of various geological indices (namely, factors of porosity and oil-gas saturation) were composed and rock permeability factors were estimated. For the first time, while calculating ChOGCF reserves (in 2013 – within the framework of Botuobuya horizon, in 2015 – for productive horizons) porosity factors were determined through sound impedance. Besides, on account of the new core tests and data on rock salinization levels the terrain zoning was done and boundary values of porosity and permeability factors for the ChOGCF productive horizons were improved.

In-linear hydrocarbon reserves, calculated within the intervals of tested facilities, well correspond to maximal values of gas flowrates on account of skin-effect and allow at forecasting flowrates for newly drilled wells.

Keywords: calculation of reserves, hydrocarbons, Chayanda field, tectonic structure, design variable, salinization.

References

1. IVCHENKO, O.V., Ye.Ye. POLYAKOV and M.V. IVCHENKO. Influence of fault tectonics on the oil-and-gas-bearing capacity of Vendian–Lower-Cambrian deposits at the southern regions of Siberian platform (Nepa-Botuobuya anticline and contiguous territories) [Vliyaniye razryvnoy tektoniki na neftegazonosnost vendsko-nizhnnekembriyskikh otlozheniy yuzhnykh rzyonov Sibirskoy platformy (Nepko-Botuobinskaya antekliza i sopredelnyye territorii)]. *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1(25), pp. 40–62. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. IVCHENKO, O.V. Dependence of specific well productivity on wells’ phase attribution and salinization of reservoirs on example of Chayanda field Botuobuya horizon [Zavisimost udelnoy produktivnosti skvazhin ot ikh fatsialnoy prinadlezhnosti i zasolneniya kollektorov botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Territoriya neftegaz*. 2014, no. 3, pp. 50–55. ISSN 2072-2745. (Russ.).