

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.67-84>

EDN GPOBQX

УДК 550.8.013

## **Особенности геологического моделирования шельфовых резервуаров Сургутского района: оценка запасов, ранжирование фаций**

<sup>1</sup>Лаптей А.Г., <sup>2</sup>Дручин В.С., <sup>2</sup>Доценко А.С.

<sup>1</sup> «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

## **Features of geological modeling of shelf reservoirs in the Surgut region: reserve assessment, ranking of facies**

<sup>1</sup>A.G. Laptey, <sup>2</sup>V.S. Druchin, <sup>2</sup>A.S. Dotsenko

<sup>1</sup>«Industrial University of Tyumen», Tyumen, Russia

<sup>2</sup>LLC LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft, Tyumen, Russia

**E-mail: Anastasia1608@mail.ru**

**Аннотация.** Многие месторождения Сургутского нефтегазоносного района находятся на поздних стадиях разработки. Однако, не всегда оценка запасов углеводородов является достоверной, а геолого-технологические мероприятия по извлечению нефти (ГТМ) показывают свою эффективность. Связано это с подходами к геологическому моделированию резервуаров и осложняющими факторами для проведения целевых ГТМ (высокая разбуренность и выработанность запасов).

В связи с этим возникает необходимость точной оценки запасов углеводородов; локализации остаточных запасов по площади и оценки успешности проведения ГТМ, что может быть решено с помощью ранжирования фаций.

В работе продемонстрирована оценка запасов углеводородного сырья с использованием коэффициента слоистой глинистости; проведено ранжирование фаций по нефтенасыщенным толщинам, фильтрационно-емкостным свойствам, начальным дебитам нефти; накопленной добыче на скважину.

Результаты моделирования показали, что использование параметра слоистой глинистости приводит к существенному уточнению запасов. Результаты ранжирования

фаций показали, что ГТМ рекомендуется проводить в зонах развития фаций I-II-ого рангов при наличии в них остаточных запасов.

**Ключевые слова:** нефть, фации, слоистая глинистость, запасы, дебит, добыча

**Для цитирования:** Лаптей А.Г., Дручин В.С., Доценко А.С. Особенности геологического моделирования шельфовых резервуаров Сургутского района: оценка запасов, ранжирование фаций // Нефтяная провинция.-2023.-№2(34).-С.67-84. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.67-84>. - EDN GPOBQX

**Abstract.** Many fields in the Surgut oil and gas region are in the late stages of development. However, the assessment of hydrocarbon reserves is not always reliable, and geological and technological measures for oil recovery (GTO) show their effectiveness. This is due to approaches to geological modeling of reservoirs and complicating factors for conducting targeted well interventions (high drilling and depletion of reserves).

In this regard, there is a need for an accurate assessment of hydrocarbon reserves; localization of residual reserves by area and assessment of the success of geological and technical operations, which can be solved using the ranking of facies. The paper demonstrates the assessment of hydrocarbon reserves using the coefficient of layered clay content ( $\chi_{sh}$ ); the ranking of facies by oil-saturated thicknesses, porosity and permeability properties, initial oil production rates was carried out; cumulative production per well.

The simulation results showed that the use of the parameter  $\chi_{hl}$  leads to a significant refinement of reserves. The results of facies ranking showed that it is recommended to carry out geological and technical operations in the zones of development of facies of the I-II ranks (facies of the beach, mouth and barrier bars) in the presence of residual reserves in them.

**Keywords:** oil, facies, layered clay content, reserves, debit, production

**For citation:** A.G. Laptey, V.S. Druchin, A.S. Dotsenko Osobennosti geologicheskogo modelirovaniya shel'fovykh rezervuarov Surgut'skogo rayona: otsenka zapasov, ranzhirovaniye fatsiy [Features of geological modeling of shelf reservoirs in the Surgut region: reserve assessment, ranking of facies]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 67-84. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.67-84>. EDN GPOBQX (in Russian)

## Введение

Для эффективного планирования разработки месторождений необходимо иметь качественные геолого-гидродинамические модели залежей. Достоверность геологических моделей и точность при геометризации залежей зависят от правильного понимания формирования продуктивных резервуаров и комплексности использования геолого-

геофизических данных и методов моделирования. Исходные данные по свойствам пластов-коллекторов определяются:

- петрофизическими методами и алгоритмами количественной интерпретации геофизических исследований скважин, характеризующими строение геологического пространства в точках скважин;
- методами и алгоритмами фациального анализа, характеризующими структуру геологической среды в межскважинном пространстве.

Согласно исследованиям керна шельфовых пластов, отобранного в скважинах исследуемого района, для них характерна слоистая текстура коллектора. Для повышения достоверности расчетов толщин коллекторов и их пористости предложено ввести коэффициент слоистой глинистости.

В связи с высокой выработанностью запасов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, возникает необходимость локализации остаточных запасов углеводородов, а также подбора верных решений по проведению геолого-технологических мероприятий по извлечению нефти (ГТМ). В то же время на месторождениях, находящихся на ранних стадиях разработки важным является прогноз начальных дебитов скважин, накопленной добычи на скважину. Используя ранжирование площадей залежей по продуктивным характеристикам резервуаров, возможно решить данные задачи.

В качестве примера рассмотрены пласты группы БС<sub>11</sub> Первого месторождения и БС<sub>11</sub>-БС<sub>12</sub> Второго месторождения. Месторождения располагаются в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области; приурочены к Сургутскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Основная доля извлекаемых запасов нефти обоих месторождений приходится на неокомский нефтегазоносный комплекс.

### Первое месторождение

Согласно [1] горизонт  $BC_{11}$  приурочен к шельфовой части клиноформного резервуара  $BC_{11-13}$ , ограничен сверху и снизу зональными покрывками. Рассматриваемые продуктивные пласты  $BC_{11}$  формировались на шельфе, в условиях неглубокого моря [2,3]. В пределах Первого месторождения горизонт  $BC_{11}$  представлен тремя пластами:  $BC_{11}^0$ ,  $BC_{11}^1$ ,  $BC_{11}^2$ .

При фациальном анализе пластов группы  $BC_{11}$  были выделены семь групп фаций [4]:

1. Глины мелководного шельфа;
2. Приливно-отливные течения;
3. Пляж;
4. Устьевой (прирусловой) бар;
5. Промоины разрывных течений;
6. Головные части разрывных течений;
7. Барьерный остров.

Современные аналоги обстановок осадконакопления представлены на рис. 1.



Рис.1. Аналоги обстановок осадконакопления резервуара  $BC_{11}$  [4]

По условиям формирования осадков фации можно разделить на три группы:

1. *Первая группа* – фации, сформированные в условиях волновой переработки осадков. К ней относятся фации пляжа (3), устьевых баров (4), барьерных островов (7);

2. *Вторая группа* – фации, сформированные в условиях переноса осадков водными потоками. К ней относятся фации приливно-отливных течений (2), промоин (5) и головных частей разрывных течений (6);

3. *Третья группа* – фация глины мелководного шельфа (1), коллектора которой представлены тонкими прослоями штормовых алевролитов.

Ранжирование выделенных фаций резервуара БС<sub>11</sub> проведено по их ФЕС и основным промысловым характеристикам, которые ранее были представлены на конференциях [5, 6] и в статье [4]:

1. Нефтенасыщенные толщины (Рис. 2а);
2. ФЕС (пористость, нефтенасыщенность; Рис. 2а);
3. Средние начальные дебиты нефти (Рис. 3а);
4. Количество запасов на скважину (Рис. 4а).

***Ранжирование фаций по количественным параметрам фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).***

На рис. 2б показано распределение эффективной нефтенасыщенной толщины (Нн) по фациям во всех трех пластах. По гистограмме распределения средних значений Нн по фациям видно следующее (Рис.2б1, нумерацию фаций см. на рис. 1): наибольшие значения Нн в пласте БС<sub>11</sub><sup>2</sup>, наименьшие – в пласте БС<sub>11</sub><sup>0</sup>.

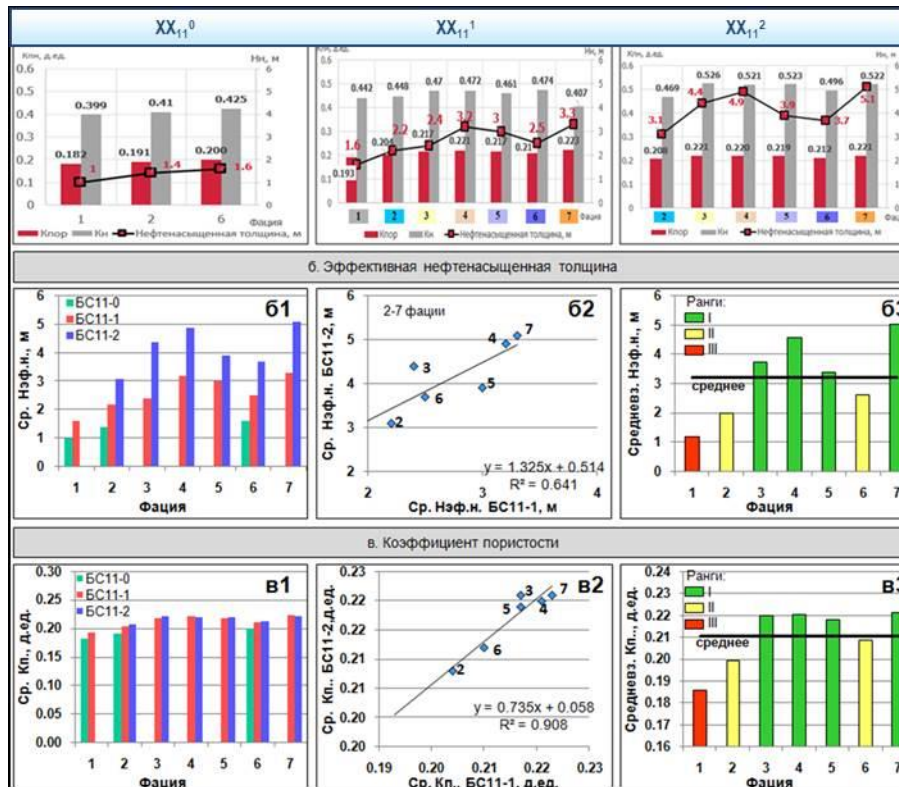


Рис. 2. Количественные параметры ФЕС фаций

В пластах наблюдается схожие закономерности изменений  $N_n$  от фации к фации: в фации 2 она больше, чем в фации 1; в фации 3 – больше, чем в фации 2, в фации 4 – больше, чем в фации 3, в фации 5 – меньше, чем в фации 4, в фации 6 - меньше, чем в фации 5, в фации 7 – больше, чем в фации 6.

Закономерный характер изменений  $N_n$  от фации к фации виден на кросс-плоте (Рис. 2б2), где сопоставлены значения параметра для фаций пластов  $BC_{11}^1$  и  $BC_{11}^2$ : более высокие и более низкие значения в фациях пласта  $BC_{11}^1$  соответствуют аналогичным значениям в фациях пласта  $BC_{11}^2$ .

На гистограмме (Рис. 2б3) приведено распределение по фациям средневзвешенной на количество скважин  $N_n$  по всем трем пластам. Гистограмма является основой для ранжирования площади залежи по основному параметру, характеризующему емкость пластов. В фациях 3, 4, 5 и 7  $N_n$  выше среднего значения 3.2 м, что позволяет их отнести к I-ому рангу. Минимальным значением рассматриваемой величины



характеризуется фация 1 – III-ий ранг. Фации 2 и 6 имеют промежуточные значения – II-ой ранг.

Аналогичный анализ был выполнен для коэффициента пористости (Кп), рис. 2в. Наблюдаются примерно одинаковые закономерности изменений Кп (Рис. 2в1): в фации 2 она больше, чем в фации 1; в фации 3 – больше, чем в фации 2, в фациях 4 и 5 – примерно равна фации 3, в фации 6 – меньше, чем в фации 3-5, в фации 7 – больше, чем в фации 6.

Сопоставление средних значений Кп для фаций пластов  $BC_{11}^1$  и  $BC_{11}^2$ : показывает (Рис. 2в2), что более высокие и более низкие значения в фациях пласта  $BC_{11}^1$  соответствуют более высоким и более низким значениям в аналогичных фациях пласта  $BC_{11}^2$ .

Ранжирование фаций по коэффициенту пористости приведено на рис. 2в3. Кп выше среднего (0.21) имеют фации 3, 4, 5, 7 (I-ый ранг). Минимальное значение – фация 1 (III-ий ранг). Фации 2 и 5 имеют промежуточное значение – II-ой ранг.

Проведенный анализ показал, что разбиение продуктивного горизонта  $BC_{11}$  на фации позволяет провести его ранжирование по параметрам ФЕС:

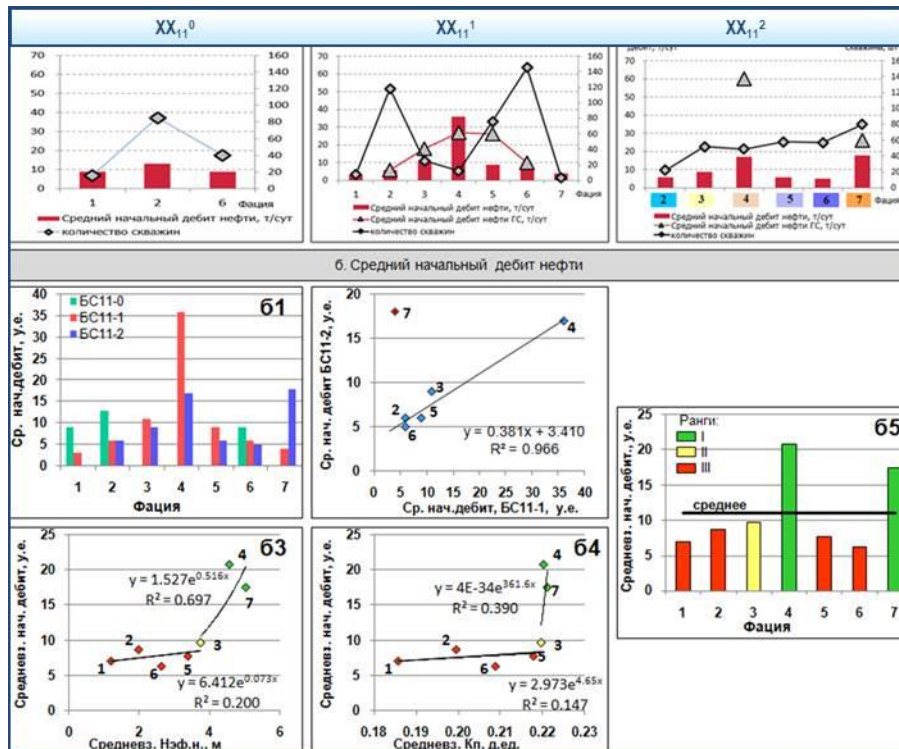
– К I-ому рангу относятся зоны распространения фаций пляжа (3), устьевого бара (4), промоин разрывных течений (5) и барьерного острова (7);

– Ко II-ому рангу – зоны распространения фаций приливно-отливных течений (2) и головных частей разрывных течений (6);

– К III-ему рангу – зоны распространения фации глинисто-алевритовых отложений мелководного шельфа (1).

### ***Ранжирование фаций по средним начальным дебитам нефти.***

На рис. 3б показано распределение средних начальных дебитов нефти по фациям во всех трех пластах. По гистограмме распределения средних значений параметра по фациям видно следующее (Рис. 3б1, нумерацию фаций см. на рис. 1):



**Рис. 3. Средние начальные дебиты скважин**

В фациях пласта  $BC_{11}^0$  начальные дебиты несколько выше, чем в фациях пластов  $BC_{11}^1$  и  $BC_{11}^2$ ; в пласте  $BC_{11}^1$  дебиты несколько выше, чем в  $BC_{11}^2$ ; в пластах  $BC_{11}^1$  и  $BC_{11}^2$  в целом наблюдаются примерно одинаковые закономерности изменений начальных дебитов от фации к фации: в фации 3 он больше, чем в фации 2; в фации 4 – больше, чем в фации 3, в фации 5 – меньше, чем в фации 4, в фации 6 – меньше, чем в фации 5.

Закономерный характер изменений начальных дебитов скважин от фации к фации виден на кросс-плоте (Рис. 3б2): более высокие и более низкие значения в фациях пласта  $BC_{11}^1$  соответствуют аналогичным значениям в фациях пласта  $BC_{11}^2$ , за исключением фации 7.

На кросс-плотах приведены отношения средневзвешенного по числу скважин среднего начального дебита в фациях во всех пластах к средневзвешенным по числу скважин значениям их  $N_n$  (Рис. 3б3) и  $K_p$  (Рис. 3б4). В фациях 1, 2, 5, 6 начальные дебиты скважин слабо зависят от коллекторских свойств. В фациях 4 и 7 начальные дебиты резко возрастают. Фация 3 характеризуется промежуточными значениями начальных дебитов.



По средним начальным дебитам ранжирование фаций сводится к следующему (Рис. 365): к I-ому рангу фации 4 и 7, в которых начальные дебиты превышают среднее значение 11.3 у.е.; ко II-ому рангу отнесена фация 3, в которой начальный дебит близок к среднему значению; к III-ему рангу отнесены фации 1, 2, 5, 6.

Разбиение горизонта БС<sub>11</sub> на фации позволяет провести его ранжирование по средним начальным дебитам скважин:

- К I-ому рангу относятся зоны распространения фаций устьевого бара (4) и барьерного острова (7);
- Ко II-ому рангу – зоны распространения фации пляжа (3);
- К III-ему рангу – зоны распространения фаций мелководного шельфа (1), приливно-отливных течений (2), промоин (5) и головных частей разрывных течений (6).

**Ранжирование фаций по средней накопленной добыче на скважину в фациях.**

На рис. 4б показано распределение средней накопленной добычи нефти на скважину по фациям во всех трех пластах.

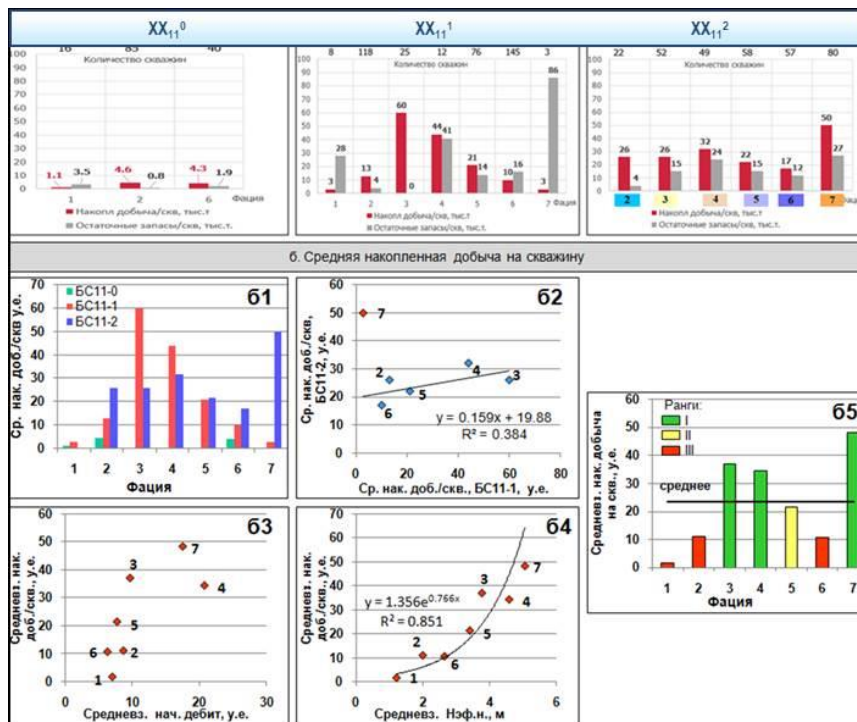


Рис. 4. Средняя накопленная добыча на скважину

На рис. 461 приведена гистограмма распределения средней накопленной добычи по фациям для всех пластов, на рис. 462 – сопоставление значений параметра для фаций пластов  $BC_{11}^1$  и  $BC_{11}^2$ . По приведенным данным не наблюдается закономерности в изменении параметра от фации к фации в разных пластах, что, скорее всего, объясняется особенностями разработки залежей.

На кросс-плоте (Рис. 463) приведены отношения средневзвешенного начального дебита скважин и средневзвешенной накопленной добычи на скважину. Наличие нелинейной связи между параметрами говорит о проявлении в разных параметрах различных характеристик резервуаров, обусловленных их фациальным строением. Так фации 3, 4 и 7 характеризуются разными начальными дебитами, а с другой стороны, сопоставимыми величинами накопленной добычи. Это говорит, во-первых, о существенно разной проницаемости фаций, обусловленной интенсивностью волнового воздействия на осадок, во-вторых, о примерно одинаковой латеральной связности резервуаров.

На кросс-плоте (Рис. 464) приведены отношения средневзвешенной эффективной толщины и средневзвешенной накопленной добычи на скважину. Нелинейный характер связи между  $H_n$  и накопленной добычей говорит о разной степени латеральной связности коллекторов в различных фациях и разных объемах дренирования. Например, фация 3 обладает большей латеральной связностью коллекторов, чем фация 5. Эффективная мощность фации 3 больше, чем фации 5 в 1.1 раза, а накопленная добыча – в 1.7 раза. Фация пляжа 3 обладает большим объемом дренирования, чем фация 4. Эффективная толщина фации 3 меньше, чем фации 4 в 1.2 раза, а накопленная добыча – больше в 1.1 раза.

Разбиение горизонта  $BC_{11}$  на фации позволяет провести его ранжирование по средней накопленной добыче на скважину (Рис. 465):

- К I-ому рангу отнесены фации пляжа (3), устьевых баров (4) и барьерных островов (7);
- Ко II-ому рангу – фация промоин разрывных течений (5);
- Ко III-ему рангу отнесены фации мелководного шельфа (1), приливно-отливных течений (2), головных частей разрывных течений (6).

### ***Оценка эффективности ГТМ в фациях разных рангов.***

Для резервуара БС<sub>11</sub> проведен анализ результатов бурения 26 боковых стволов (18 на пласт БС<sub>11</sub><sup>1</sup>, 8 на пласт БС<sub>11</sub><sup>2</sup>), а также результаты 200 скважинно-операций (142 на пласт БС<sub>11</sub><sup>1</sup> и 58 на пласт БС<sub>11</sub><sup>2</sup>) путем дострелов и переводов с других объектов.

Проведен анализ по зарезкам боковых стволов (ЗБС). По пласту БС<sub>11</sub><sup>1</sup> девять ЗБС характеризуются низкими отборами (менее 5 тыс. т/скв.) и низким входным дебитом (менее 10 т/сут). Из их числа пять расположены в фациях 2 и 6 (III-ий ранг) и четыре в фациях 4 и 7 (I-ый ранг), представляющих районы высоких отборов. Девять ЗБС имеют высокие накопленные отборы и входной дебит нефти от 19 т/сут, они расположены в фациях 3 и 4 (I-ый ранг) и 5 (II-ой ранг).

По пласту БС<sub>11</sub><sup>2</sup> пять ЗБС имеют низкие накопленные отборы и низкий входной дебит. Из их числа три расположены в фациях 2 и 6 (III-ий ранг) и две в фации 7 (I-ый ранг), в районах высоких отборов. Еще пять ЗБС имеют высокие накопленные отборы и входной дебит нефти от 18 т/сут; три из них расположены в фациях 5 и 7 (II и I ранги).

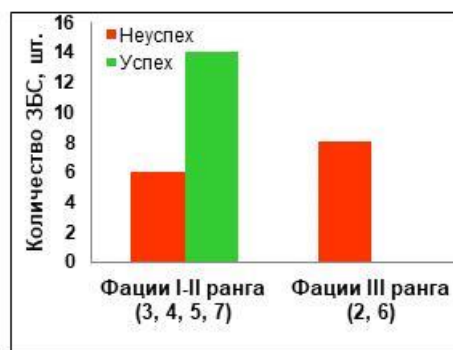
Результаты бурения боковых стволов обобщены на рис. 5. В фациях III-его ранга все мероприятия были unsuccessful. В фациях I-II-ого рангов unsuccessful была только 1/3 часть мероприятий, что связано с бурением боковых стволов в зонах с низкими остаточными запасами и высокой обводненностью.

Из 142 мероприятий по подключению в разработку пласта БС<sub>11</sub><sup>1</sup> (возвратный фонд, приобщения) 94 имеют низкий входной дебит нефти

(средний 1,8 т/сут), 74 из них находятся в фациях 1, 2, 6 (III-ий ранг). Успешные мероприятия характеризуются расположением преимущественно в фациях 3, 4, 7 (I-ый ранг) и средним входным дебитом нефти 10,4 т/сут.

Из 58 мероприятий по подключению в разработку пласта БС<sub>11</sub><sup>2</sup> (возвратный фонд, приобщения) 36 имеют низкий входной дебит нефти (средний – 1,6 т/сут), 11 из них находятся в фациях 1, 2 (III-ий ранг). Успешные мероприятия характеризуются расположением преимущественно в фациях 3, 4, 7 (I-ый ранг) и средним входным дебитом нефти 8,7 т/сут.

Из приведенных данных следует, что неуспешность ГТМ определяется их проведением в фациях III-его ранга, характеризующихся пониженными ФЕС и латеральной связностью резервуаров; а также их проведением в фациях I-II-ого ранга с высокой выработкой запасов (Рис. 5).



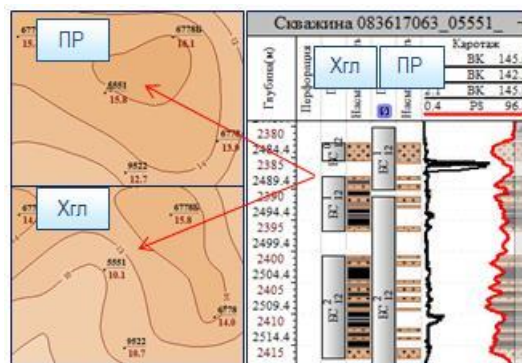
*Рис. 5. Результаты бурения боковых стволов*

### **Второе месторождение**

Исследуемые резервуары БС<sub>11</sub>-БС<sub>12</sub> формировались на кромке палеошельфа, перед склоном в глубоководную часть моря [1, 7]. При проведении детальной корреляции разрезов скважин с использованием априорной сейсмической информации были выделены семь пластов: БС<sub>11</sub><sup>1а</sup>, БС<sub>11</sub><sup>1б</sup>, БС<sub>11</sub><sup>2</sup>; БС<sub>12</sub><sup>0</sup>, БС<sub>12</sub><sup>1</sup>, БС<sub>12</sub><sup>2</sup>, что свидетельствует об их микроклиноформном строении.

Коллекторами рассматриваемых объектов являются песчаники с тонкими (до нескольких сантиметров) прослоями и линзами алевроитового и глинистого материала. В связи с чем для расчета эффективных толщин и пористости введен коэффициент слоистой глинистости, который связан с параметром  $\alpha_{\text{пс}}$ . Для создания единой зависимости  $\chi_{\text{гл}}$  во всем диапазоне  $\alpha_{\text{пс}}$  использованы фотографии керна. Полученная зависимость представлена уравнением:  $\chi_{\text{гл}} = -0.6 * 1g\alpha_{\text{пс}} - 0.014$  [8].

Проведено сопоставление эффективных толщин с использованием  $\chi_{\text{гл}}$  во всем диапазоне  $\alpha_{\text{пс}}$  и без него. В качестве примера приведена скважина 5551 [2, 8], в которой разница в определении толщин в пластах группы БС<sub>12</sub> достигает 5.7 м, что составляет 36% (Рис. 6).



**Рис. 6. Расхождения эффективных нефтенасыщенных толщин при разных способах оценки [8]. Условные обозначения: ПР – материалы предыдущей оценки [9]; Хгл – представляемые данные.**

При игнорировании коэффициента слоистой глинистости оценка запасов завышается от 8% до 30% [8], что может оказывать существенное влияние на подбор ГТМ.

Как следствие, использование  $\chi_{\text{гл}}$  привело к изменению карт линейных запасов нефти (Рис. 7), что также может сказаться на корректировке схемы разработки залежей и подборе ГТМ.



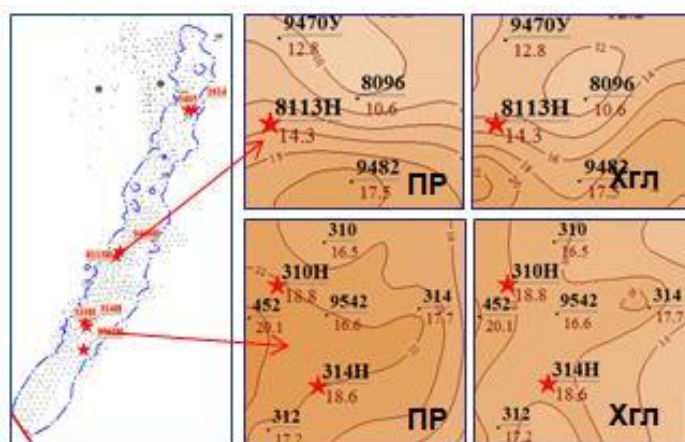
**Рис. 7. Перераспределение карт линейных запасов объекта БС<sub>12</sub>, соответствующих предыдущей модели (ПР), и полученных в данной работе (Хгл)**

После проведения текущей оценки запасов были пробурены новые скважины. Проведено сопоставление фактических толщин коллекторов с прогнозными (Табл. 1, Рис. 8).

Таблица 1

**Сопоставление нефтенасыщенных толщин по данным новых скважин (факт) с прогнозными значениями по модели с учетом хгл и в предыдущей модели**

№ скв.	Нефтенасыщенная толщина, м			Отклонение от факта, м		Отклонение от факта, %	
	ПЗ	Хгл	факт	ПЗ	Хгл	ПЗ	Хгл
01	22.3	18.3	18.8	3.5	0.5	18.4	2.8
02	22.1	17.3	18.6	3.5	2.1	18.7	7.0
03	2.3	1.4	1.4	0.9	0.0	62.3	3.4
04	2.5	1.8	1.9	0.6	0.1	30.4	6.3
05	10.2	7.7	8.1	2.1	0.4	25.9	5.3
06	15.4	14.6	14.3	1.1	0.3	8	2.4
07	13.6	11.8	12.2	1.6	1.3	11.5	3.3
Среднее отклонение:				<b>1.9</b>	<b>0.7</b>	<b>25.0</b>	<b>4.4</b>



**Рис. 8. Анализ толщин в новых скважинах: сопоставление карт эффективных нефтенасыщенных толщин по предыдущей модели (ПР) и представляемой (Хгл)**



Средние отклонения прогнозных нефтенасыщенных толщин от фактических составили: по предыдущей модели 1.9 м (25%), по модели с использованием  $\chi_{\text{гл}} - 0.7$  м (4.4%).

Предложенный способ построения геологической модели с использованием коэффициента слоистой глинистости позволил получить более близкие факту прогнозные нефтенасыщенные толщины.

### **Результаты и выводы.**

Фации горизонта БС<sub>11</sub> Первого месторождения по своим свойствам можно объединить в три группы:

1. *Первая группа*: фации пляжа (3), устьевых баров (4) и барьерных островов (7). Характеризуется лучшим соотношением пористости и проницаемости, а также высокой степенью латеральной связности резервуаров.

2. *Вторая группа*: фации приливно-отливных течений (2), промоин (5) и головных частей (6) разрывных течений. Характеризуется более низким соотношением пористости и проницаемости и более низкой степенью латеральной связности резервуаров.

3. *Третья группа*: фация глинисто-алевритовых отложений мелководного шельфа (1).

Результаты ранжирования фаций:

1. По параметрам ФЕС: к I-ому рангу отнесены фации 3, 4, 5, 7; ко II-ому рангу – фации 2, 6, к III-ему рангу – фация 1;

2. По средним начальным дебитам скважин: к I-ому рангу отнесены фации 4, 7; ко II-ому рангу – фация 3, 6, к III-ему рангу – фация 1, 2, 5, 6;

3. По средней накопленной добыче на скважину: к I-ому рангу отнесены фации 3, 4, 7; ко II-ому рангу – фация 5, к III-ему рангу – фации 1, 2, 6;

Анализ эффективности ГТМ выявил две причины их неуспешности:

1. Проведение мероприятий в зонах с низкими остаточными запасами и высоким обводнением фаций I-II-ого рангов;

2. Проведение мероприятий в фациях III-его ранга по критерию накопленной добычи на скважину.

Критерием выбора скважин-кандидатов для успешного проведения ГТМ должно быть расположение скважины в пределах фациальных зон I-II-ого рангов с высокими остаточными запасами.

Корректное моделирование геологического строения шельфовых резервуаров района исследования возможно с учетом параметра слоистой глинистости  $\chi_{гг}$ , который логарифмически связан с параметром  $\alpha_{пс}$  (во всем диапазоне  $\alpha_{пс}$ )

Использование параметра  $\chi_{гг}$  при расчете толщин и пористости приводит к уточнению запасов:

1. К значительному сокращению оценки запасов нефти на 8-30% для различных залежей пластов БС<sub>11</sub>-БС<sub>12</sub> Второго месторождения,
2. К существенному изменению карт линейных запасов нефти, что подтверждается новыми данными бурения.

#### Список литературы

1. Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: Атлас. – ГП ХМАО «НАЦ РН им. Шпильмана». – Ханты-Мансийск, 2007.
2. Касаткин В.Е. Уточнение геологической модели на основе переинтерпретации комплекса геолого-геофизических данных (на примере группы пластов БС10 Дружного месторождения) / В.Е. Касаткин, Н.В. Гильманова, С.В. Лагутина, Э.С. Торопов, В.С. Стариков, Е.Н. Толстых, В.Ф. Гришкевич, С.С. Долматова, А.Г. Лаптей // Совместный семинар EAGE/SPE «Геолого-геофизический мониторинг процесса разработки». – Москва, 4-6 марта 2013 года.
3. Пересчет геологических запасов нефти и растворенного газа Дружного месторождения: отчет / ООО «КогалымНИПИнефть»; Гордина Р.И., Халяпин С. В., Кузьмичев О.Б. – Когалым, 2007
4. Лаптей А.Г. Выбор эффективных решений по оптимизации разработки залежей Дружного месторождения на основе фациального анализа. / А.Г. Лаптей, В.Ф. Гришкевич, Р.М. Рахимов, С.А. Фуфаев, Н.В. Гильманова, В.Е. Касаткин, С.В. Лагутина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2021. - № 3. - С. 36-42.
5. Лаптей А.Г. Определение нефтеперспективных областей с помощью фациального анализа на примере объекта БС<sub>11</sub> Дружного месторождения. / А.Г. Лаптей, Р.М. Рахимов // НЕФТЬ И ГАЗ: технологии и инновации: материалы Национальной научно-практической конференции: Том 1. – Тюмень: ТИУ, 2019. – С. 11-13.

6. Лаптей А.Г. Корректировка программы геолого-технологических мероприятий на основе фациального анализа (на примере объекта БС<sub>11</sub> Дружного месторождения). / А.Г. Лаптей, Р.М. Рахимов, Н.В. Гильманова, С.А. Фуфаев, В.Е. Касаткин // ГеоЕвразия2020. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии: труды III Международной геолого-геофизической конференции и выставки. – Т. I (III). – Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2020. – С. 146-149.
7. Гришкевич, В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа: автореф. дис. д-ра геол.-минер. наук: 25.00.12 / Гришкевич Владимир Филиппович. –Тюмень, 2005. – 46 с.
8. Лаптей, А.Г. Особенности геологического строения продуктивных резервуаров БС<sub>11</sub>-БС<sub>12</sub> Тевлинско-Русскинского месторождения / А.Г. Лаптей, Г.А. Смоляков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры (XIX научно-практическая конференция). - Ханты-Мансийск. - 2016. - С. 123-128.
9. Уточнение геологической модели, пересчет запасов и ТЭО КИН Тевлинско-Русскинского месторождения: отчет о НИР. Договор № 20/12-04/04СК1771 от 30.12.2004 г., Протокол №1860 – дсп от 27.02.2009 / ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» ТПП «Когалымнефтегаз», ЗАО «Недра-Консалт» – Тюмень, 2006.

### References

1. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost neokomskogo kompleksa Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga – Yugry. (2007). GP KhMAO «NATs RN im. Shpil'mana» Publ. Khanty-Mansiysk. (in Russian)
2. Kasatkin V.E. Utochnenie geologicheskoy modeli na osnove pereinterpretacii kompleksa geologo-geofizicheskikh dannykh (na primere gruppy plastov BS<sub>10</sub> Druzhnogo mestorozhdenija) / V.E. Kasatkin, N.V. Gil'manova, S.V. Lagutina, E.S. Toropov, V.S. Starikov, E.N. Tolstyh, V.F. Grishkevich, S.S. Dolmatova, A.G. Laptej // Sovmestnyj seminar EAGE/SPE «Geologo-geofizicheskij monitoring processa razrabotki». – Moskva, 4-6 marta 2013 goda. (in Russian)
3. Pereschet geologicheskikh zapasov nefiti i rastvorenno go gaza Druzhnogo mestorozhdenija: otchet / ООО «KogalymNIPIneft»; Gordina R.I., Haljapin S. V., Kuz'michev O.B. – Kogalym, 2007. (in Russian)
4. Laptej A.G. Vybor jeffektivnykh reshenij po optimizacii razrabotki zalezhej Druzhnogo mestorozhdenija na osnove facial'nogo analiza. / A.G. Laptej, V.F. Grishkevich, R.M. Rahimov, S.A. Fufaev, N.V. Gil'manova, V.E. Kasatkin, S.V. Lagutina // Geologija, geofizika i razrabotka nefitjanyh i gazovyh mestorozhdenij. - 2021. - № 3. - P. 36-42. (in Russian)
5. Laptej A.G. Opredelenie nefteperspektivnykh oblastej s pomoshh'ju facial'nogo analiza na primere ob#ekta BS<sub>11</sub> Druzhnogo mestorozhdenija. / A.G. Laptej, R.M. Rahimov // NEFT' I GAZ: tehnologii i innovacii: materialy Nacional'noj nauchno-prakticheskoy konferencii: Tom 1. – Tjumen': TIU, 2019. – P. 11-13. (in Russian)
6. Laptej A.G. Korrektirovka programmy geologo-tehnologicheskikh meroprijatij na osnove facial'nogo analiza (na primere ob#ekta BS<sub>11</sub> Druzhnogo mestorozhdenija). / A.G. Laptej, R.M. Rahimov, N.V. Gil'manova, S.A. Fufaev, V.E. Kasatkin // GeoEvrzija2020. Sovremennye tehnologii izuchenija i osvoenija neдр Evrazii: trudy III Mezhdunarodnoj geologo-geofizicheskoy konferencii i vystavki. – T. I (III). - Tver': ООО «PoliPRESS», 2020. - P. 146-149. (in Russian)
7. Grishkevich, V.F. Makrostruktura berrias-aptskih otlozhenij Zapadnoj Sibiri i ee ispol'zovanie pri postroenii informacionnyh tehnologij v geologii nefiti i gaza: avtoref. dis.

- d-ra geol.-miner. nauk: 25.00.12 / Grishkevich Vladimir Filippovich. –Тюмен', 2005. – 46 p. (in Russian)
8. Laptej, A.G. Osobennosti geologicheskogo stroenija produktivnyh rezervuarov BS11-BS12 Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdenija / A.G. Laptej, G.A. Smoljakov // Puti realizacii neftegazovogo potenciala HMAO-Jugry (XIX nauchno-prakticheskaja konferencija). Hanty-Mansijsk. 2016. S. 123-128.ferencija). Hanty-Mansijsk. 2016. P. 123-128. (in Russian)
  9. Utochnenie geologicheskoy modeli, pereschet zapasov i TJeO KIN Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdenija: otchet o NIR. Dogovor № 20/12-04/04SK1771 ot 30.12.2004 g., Protokol №1860 – dsp ot 27.02.2009 / OOO «LUKOIL - Zapadnaja Sibir'» TPP «Kogalymneftegaz», ZAO «Nedra-Konsalt» – Тюмен', 2006. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Лаптей Анастасия Германовна*, прикрепленное лицо, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет»,  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38  
E-mail: Anastasia1608@mail.ru

*Дручин Виталий Сергеевич*, кандидат геолого-минералогических наук, заместитель директора по научной работе в области геологии, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 41  
E-mail: vs\_druchin@mail.ru

*Доценко Александр Сергеевич*, ведущий геолог, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 41  
E-mail: sashadots@yandex.ru

### Authors

*A.G. Laptej*, Assigned Candidate for a Degree, State Federal-Funded Educational Institution of Higher Professional Training Tyumen Industrial University  
38, Volodarsky Str., 625000 Tyumen, Russian Federation  
E-mail: Anastasia1608@mail.ru

*V.S. Druchin*, PhD, Deputy Director for Science in Geology, KogalymNIPIneft Branch, OOO LUKOIL-Engineering  
41, Respubliki Str., 625000, Tyumen, Russian Federation  
E-mail: vs\_druchin@mail.ru

*A.S. Dotsenko*, Senior Geologist, KogalymNIPIneft Branch, OOO LUKOIL-Engineering  
41, Respubliki Str., 625000, Tyumen, Russian Federation  
E-mail: sashadots@yandex.ru

*Статья поступила в редакцию 10.04.2023  
Принята к публикации 15.06.2023  
Опубликована 30.06.2023*