

# Опыт бурения многозабойных скважин на карбонатных отложениях Осинского горизонта

Соколянская Е.В., Федорова А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

В статье представлены результаты определения более эффективной конструкции скважин для объекта, имеющего зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств в кольцевых структурах карбонатного коллектора. Данный коллектор отличается низкой проницаемостью и высокой расчлененностью. Объект фактически разрабатывается наклонно направленными и горизонтальными скважинами (ГС). По анализу эффективности скважин продуктивность горизонтальных скважин выше, чем наклонно направленных. С целью оценки перспектив разработки создана полномасштабная гидродинамическая модель (ГДМ) для прогнозных расчетов. По результатам гидродинамического моделирования выявлено, что она оптимальна к бурению многозабойных скважин (МЗС) с конструкцией «Ласточкин хвост». Рекомендованная конструкция реализована, положительный эффект от бурения масштабирован на Осинский горизонт.

## Материалы и методы

Выполнен анализ проведенных сейсмических исследований, определен подход к выделению кольцевых структур зоны патч-рифа. Выявлены перспективные зоны для бурения в районе кольцевых структур. Проведена оценка различных вариантов конструкции скважин с помощью гидродинамического моделирования.

## Ключевые слова

МЗС, карбонатный коллектор, низкая проницаемость, нефтегазовое месторождение

## Для цитирования

Соколянская Е.В., Федорова А.А. Опыт бурения многозабойных скважин на карбонатных отложениях Осинского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 38–42. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-38-42

Поступила в редакцию: 10.04.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622 | Original Paper

## Experience of drilling multilateral wells in carbonate deposits of the Osinsky horizon

Sokolyanskaya E.V., Fedorova A.A.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

The article presents the results of determining a more effective well construction for the area improved reservoir properties of zones in the ring structures of carbonate reservoir. This reservoir is characterized by low permeability and high compartmentalization. The stratum is actually developed by directional and horizontal wells. Based on the analysis of well efficiency the productivity of horizontal wells is higher the productivity of directional wells. In order to assess the development prospects, a full-scale reservoir simulation model (dynamic flow model) was created for prediction simulations. Based on the results of reservoir model simulation, it was found that the best method for drilling is the MLT. The recommended design was implemented in the Osinsky horizon. The positive effect of drilling have been scaled to the Osinsky horizon.

## Materials and methods

An analysis of the conducted seismic surveys was carried out, the approach to identifying the ring structures of the patch reef zone was determined. Potentially productive zones for drilling in the area of ring structures have been identified. An assessment of various well

design options was carried out using a reservoir simulation model (dynamic flow model).

## Keywords

multilateral well, low permeability, carbonate reservoir, oil and gas field

## For citation

Sokolyanskaya E.V., Fedorova A.A. Experience of drilling multilateral wells in carbonate deposits of the Osinsky horizon. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 38–42. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-38-42

Received: 10.04.2023

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Республике Саха (Якутия), открыто в 1970 г. и введено в эксплуатацию в 2013 г.

Месторождение находится в центральной части Мирнинского выступа — положительной структуры I порядка в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы. По геологическим запасам нефти месторождение — крупное, разделено между терригенными отложениями Ботуобинского горизонта (объект Бт) и карбонатными отложениями Осинского горизонта (объект Ос).

### Особенности геологического строения

Объектом исследования является Осинский горизонт — один из основных продуктивных объектов на месторождении. Объект относится к Билирской свите, в нем выделяется две подсвиты: Верхне- и Нижнебилирская. Соответствующие подсвитам пласты O-I и O-II характеризуются широким площадным распространением и сложным геологическим строением.

Общая толщина Осинского горизонта в пределах месторождения изменяется от 47 до 82 м. Эффективная толщина пласта колеблется от 4 до 53 м.

Запасы значительны и сопоставимы с запасами основного объекта (Ботуобинский горизонт). Газонефтяная залежь Осинского горизонта приурочена к кавернозно-пористым доломитам и известнякам, которые залегают в кровле подсолевого комплекса под мощной толщей каменных солей Юрегинской свиты нижнего кембрия. Основная часть коллекторов относится к низкопроницаемым со средним значением менее 2 мД [2].

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы не выдержаны по площади и по разрезу, изменяются от пород с невысокой емкостью и низкой проницаемостью до пород с открытой пористостью более 20 % и проницаемостью до нескольких сот мД [1]. Коэффициент открытой пористости изменяется в пределах от 0,03 до 0,22 ед.

В 2017 г. в Осинском горизонте по данным сейсморазведочных работ 3D были выявлены новые перспективные объекты: локальные карбонатные постройки типа патч-риф. На сейсмическом разрезе данные объекты характеризуются в виде дополнительной прерывистой положительной фазы с резким затуханием посередине на удалении 12–14 мс от кровли пласта. По привязке данная фаза приурочена к нижней части Верхнебилирской свиты (пласт O-I). На рисунке 1 на сейсмическом срезе амплитудного куба данные объекты отображаются в виде концентрических кругов (колец) размерами 1–3 км.

### Данная кольцевая структура выражается наличием улучшенных ФЕС [3]

Вследствие существования нескольких типов разреза Осинского горизонта, зависящих от условий осадконакопления, в настоящий момент ведется активное разбуривание зоны с более высокими и устойчивыми значениями ФЕС (Фаза 1). В дальнейшем планируется бурение зоны с низкими ФЕС (Фаза 2) [4].

### Результаты опытно-промышленных работ и фактическая эксплуатация

В 2018 г. в рамках опытно-промышленной разработки (ОПР-1) выполнен гидроразрыв пласта (ГРП) в четырех наклонно направленных скважинах (ННС). В результате получены промышленно значимые притоки нефти

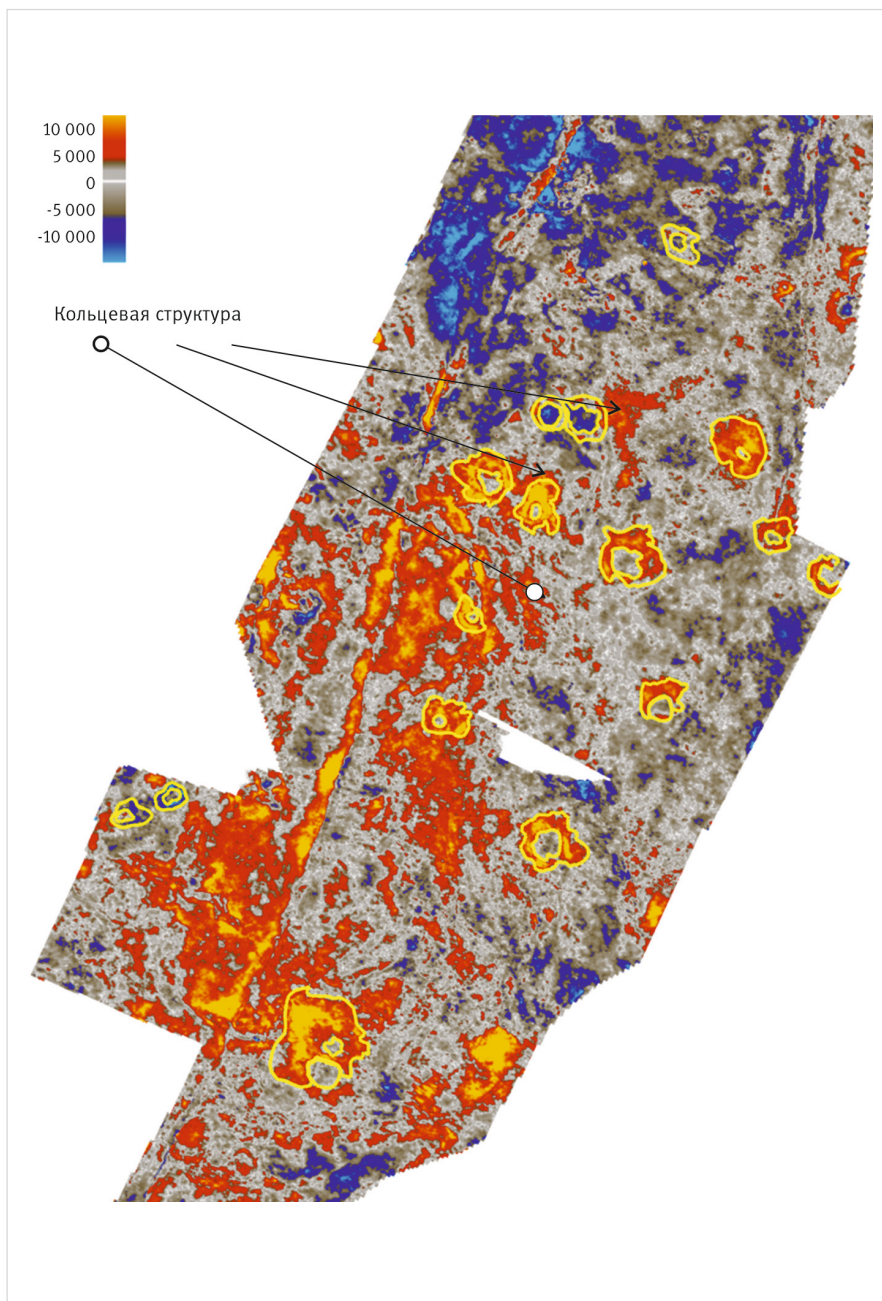


Рис. 1. Срез по амплитудному кубу на уровне 12 мс от кровли Os-I  
Fig. 1. Slice along the amplitude cube at the level of 12 ms from the top of Os-I

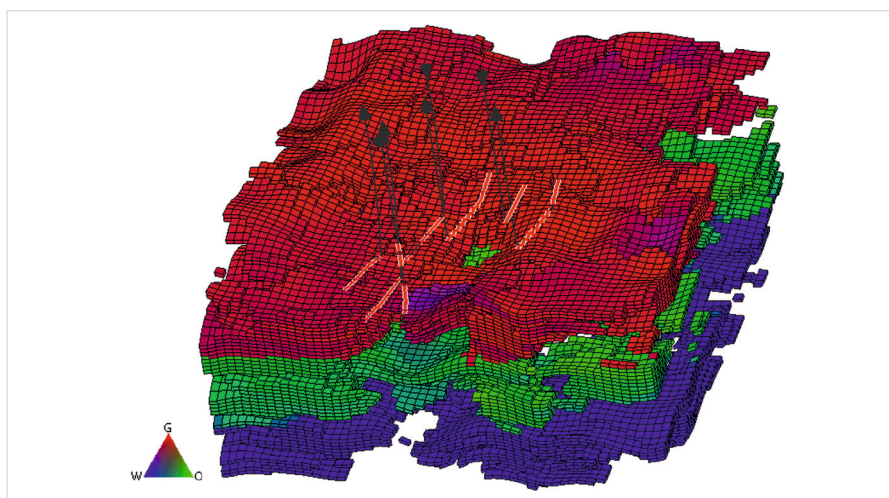


Рис. 2. Секторная ГДМ  
Fig. 2. Sectorial GD



от 4 до 22 т/сут. Наилучшие притоки нефти были получены либо в пределах кольцевой структуры, либо вблизи нее.

В 2019–2020 гг. путем перевода с нижележащего объекта Бт на объект Ос были пробурены два боковых горизонтальных ствола (БГС) с дебитами нефти от 57 до 138 т/сут. Данные скважины были пробурены в пределах кольцевой структуры. Накопленные отборы на скважину за год превысили 10 тыс. т, что показательно для зоны улучшенных ФЕС. Впервые на Осинском горизонте был получен фонтанный приток нефти. Технология бурения горизонтальных скважин была признана успешной.

По данным эффективности скважин отмечается, что продуктивность горизонтальных скважин на порядок выше продуктивности наклонно направленных.

Тиражирование бурения ГС на объекте Ос за 2021–2022 гг. составило 10 скважин. Средний стартовый дебит нефти — 90 т/сут.

### Перспективы разработки

Основные риски разработки объекта Ос связаны с высокой расчлененностью, что может приводить к не вскрытию коллектора стволом скважины, и возможностью прорыва газа из газовой шапки в случае отсутствия глинистой перемычки между газонасыщенными толщами (ГНТ) и нефтенасыщенными толщами (ННТ).

Для уменьшения вероятности подобных осложнений при выборе участков бурения на Осинском горизонте было проведено ранжирование по таким критериям, как общая

Табл. 1. Основные технологические показатели по вариантам конструкции скважины  
Tab. 1. The technological parameters by well design options

Параметр	Варианты конструкции скважины					
	1	2	3	4	5	6
	ГС	Ласточкин хвост	Трезубец	3 БГС	5 БГС	7 БГС
Дебит нефти (запуск), т/сут	66	101	144	111	119	122
Дебит жидкости, м³/сут	78	118	169	130	139	143
Обводненность, %	5	5	5	5	5	5
ГФ, м³/т	46	45	46	44	52	52
Накопленная добыча нефти (5 лет), тыс. т	63	81	85	81	84	88
Давление забойное, атм	90					
Давление пластовое, атм	156					

мощность пласта, наличие кольцевой структуры (зоны более высоких ФЕС), расчлененность коллектора.

Объект Ос разрабатывается ННС + ГРП и ГС. Поскольку применение ГРП в ННС может приводить к прорыву газа из газовой шапки, то при дальнейшей разработке более приемлемым являлось использование ГС с оптимизацией выбора типа ее конструкции, а также района кустовой площадки в зоне кольцевых структур [5, 6].

### Оценка перспектив. Расчеты на ГДМ

С целью оценки перспектив разработки построена полномасштабная трехфазная ГДМ типа black oil (нелетучая нефть). ГДМ

актуализирована на фактические данные по работающим скважинам с 2018 г.

Для принятия решения и сокращения сроков расчетов прогнозные вычисления проводились на вырезанном участке (секторе) ГДМ со средними значениями параметров по зонам кольцевых структур (рис. 2). Для сектора были приняты: средняя проницаемость — 35 мД, средняя пористость — 11 %, ННТ — 10,5 м, ГНТ — 9,3 м, расчлененность — 9 ед.

Для выбора оптимальной конструкции было выполнено 6 расчетов для скважин-кандидатов различной конструкции (рис. 3):

- вариант 1 — 1 ГС; Lгор — 1 000 м;
- вариант 2 — 2 БГС «Ласточкин хвост»; Lгор — 2 350 м, (ОС — 1 250 м + БС × 1 100 м);

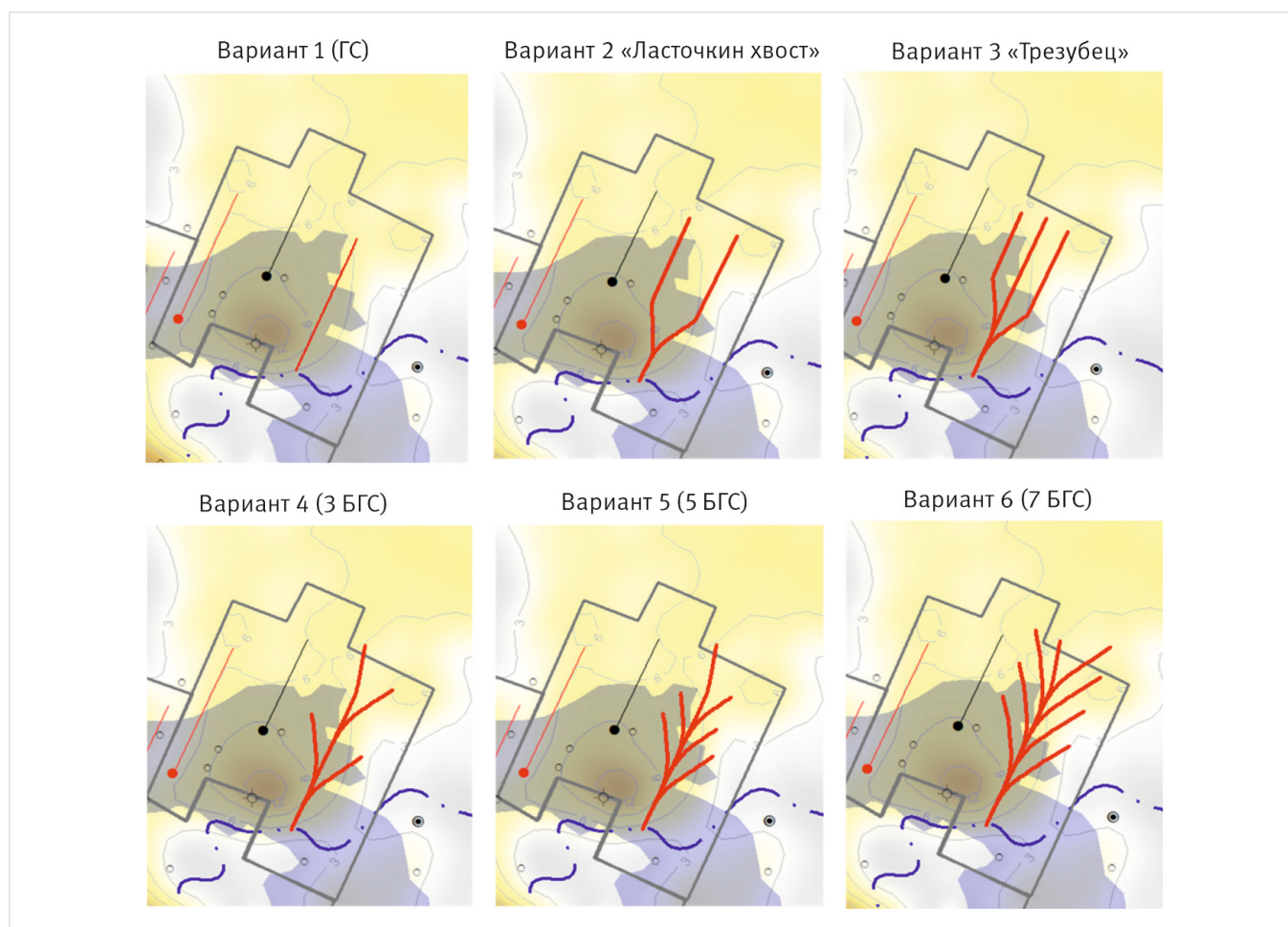


Рис. 3. Варианты конструкции скважины-кандидата  
Fig. 3. Candidate of well constructi

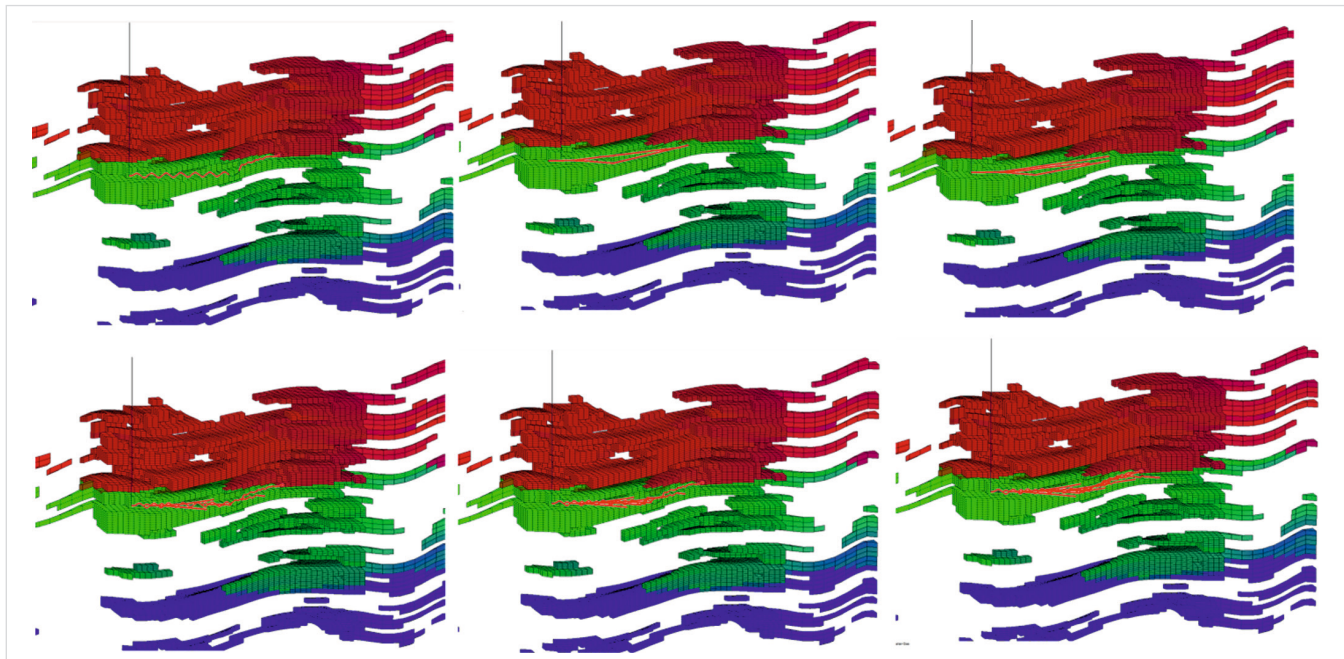


Рис. 4. Варианты конструкции скважины-кандидата. Разрезы по трехфазному кубу с измельчением сетки в районе скважины  
 Fig. 4. Candidate of well construction. Intersection of ternary cub with LGR functio

- вариант 3 — 3 БГС «Трезубец»;  
 $L_{гор} = 3\ 250\ м$ , (ОС —  $1\ 250\ м + 2БС \times 1\ 000\ м$ );
- вариант 4 — 3 БГС;  $L_{гор} = 2\ 880\ м$ ,  
 (ОС —  $1\ 380\ м + 3БС \times 500\ м$ );
- вариант 5 — 5 БГС;  $L_{гор} = 3\ 880\ м$ ,  
 (ОС —  $1\ 380\ м + 5БС \times 500\ м$ );
- вариант 6 — 7 БГС;  $L_{гор} = 4\ 880\ м$ ,  
 (ОС —  $1\ 380\ м + 7БС \times 700\ м$ ).

В качестве граничного условия для работы скважин было выбрано забойное давление Рзаб. Для учета особенностей проводки стволов и наличия интерференции между ними была применена функция измельчения сетки вблизи скважин (LGR). На рисунке 4 представлены разрезы с различными вариантами конструкций скважин, где для детальной оценки была изменена размерность ячейки из  $100 \times 100\ м$  в  $25 \times 25\ м$ .

Многовариантные расчеты выполнены сроком на 20 лет. В данной работе приведены результаты расчетов на краткосрочную перспективу, равную пяти годам.

В таблице 1 приведено сопоставление основных технологических показателей по вариантам, рассчитанным на ГДМ.

На рисунке 5 приведено сопоставление накопленной добычи нефти (5 лет) и стартовых дебитов нефти по вариантам. Вариант «Трезубец» наибольший по стартовому дебиту нефти и сопоставим по накопленной добыче нефти с максимальным — вариантом 7 БГС.

Наибольшая накопленная добыча нефти за 5 лет разработки (88 тыс. т) была получена для варианта скважины 7 БГС, а максимальный стартовый дебит нефти (144 т/сут) — по варианту «Трезубец». Сопоставимые значения по накопленной добыче нефти в краткосрочной перспективе могут быть связаны с тем, что зона дренирования с процессом разработки становится идентичной независимо от того, сколько БГС заложено в модель.

Таким образом, на основании сопоставления прогнозных объемов добычи, полученных на ГДМ, была определена наиболее перспективная конструкция МЗС. Конструкция скважины «Ласточкин хвост» рекомендована к ОПИ (опытно-промышленной эксплуатации) для выбранного участка на Осинском

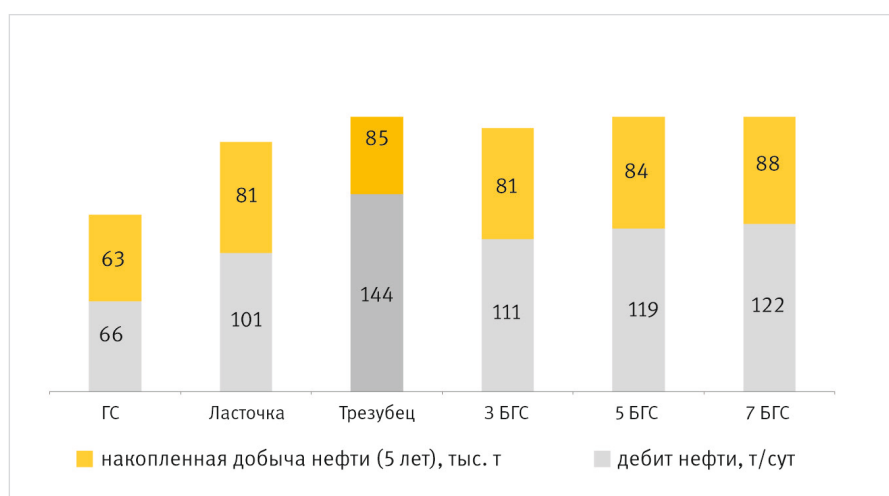


Рис. 5. Сопоставление накопленной добычи нефти (5 лет) и стартовых дебитов нефти по вариантам

Fig. 5. Comparison of oil production total (5 years) and oil production rates by option

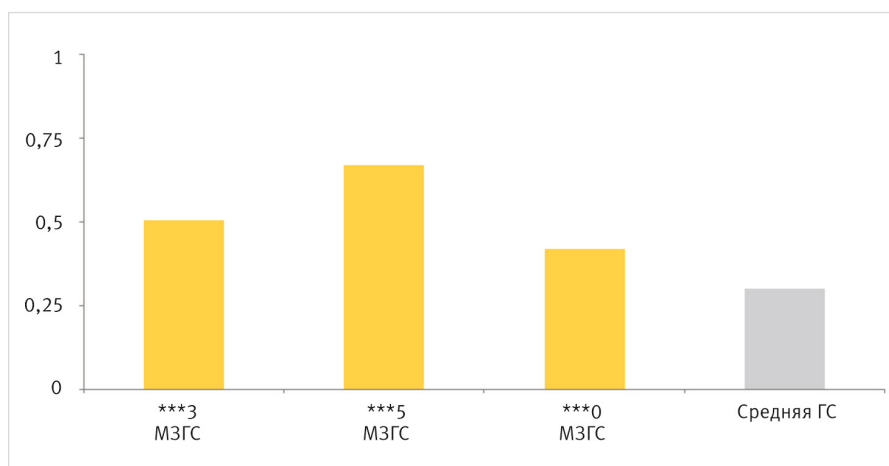


Рис. 6. Сопоставление нормированного дебита нефти от проводимости (К/л отношение проницаемости к нефтенасыщенной толщине) по скважинам ГС и МЗС.

Fig. 6. Comparison of the normalized oil production rate and conductance at horizontal wells / MLT

горизонте. Данный вариант имеет значение накопленной добычи за пять лет, сопоставимое со значением варианта «Трезубец», и минимальные затраты по бурению из всех типов конструкций.

#### Реализация и фактические показатели

Скважина — кандидат №\*\*\*3 с обособленной конструкцией «Ласточкин хвост» была пробурена в июле 2022 г. По факту запуска отмечается высокая проницаемость, которая связана с наличием кольцевой структуры в районе бурения. Стартовый дебит нефти по ГДМ 101 т/сут, фактический стартовый дебит нефти 120 т/сут (отклонение +15 %). С учетом сложности, неоднородности геологического строения фактические и расчетные показатели можно считать сопоставимыми.

Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) и кривые восстановления давления (КВД) в данной скважине не проводились. Соседняя ГС работает с нулевым скин-фактором, что позволяет сделать вывод об эффективной работе всех стволов скважины кандидата №\*\*\*3.

Положительный эффект бурения скважины с конструкцией «Ласточкин хвост» масштабирован на Осинский горизонт. В октябре и ноябре 2022 г. были пробурены 2 МЗС. Скважина №\*\*\*5 МЗС с 3 стволами, скважина №\*\*\*0 МЗС с 2 стволами. Отношение стартового дебита нефти к проводимости (К/г отношение проницаемости к нефтенасыщенной толщине) по работающим ГС и МЗС нормировано (д.ед.) и представлено на рисунке 6.

Успешный запуск первых МЗС на карбонатных пластах Осинского горизонта, ранее считавшимся ТРИЗ (трудноизвлекаемыми

запасами), привел к изменению концепции разработки, в 2023 г. предусмотрено бурение еще трех скважин МЗС.

#### Итоги

Объект Ос Среднеботуобинского месторождения отличается высокой латеральной изменчивостью и низкой связанностью. Коллектор карбонатный и низкопроницаемый с высокой расчлененностью. Газовая шапка практически повсеместно отделена от нефти зоной неколлектора.

Дальнейшее развитие Осинского горизонта связано с тиражированием бурения:

- МЗС в зонах кольцевых структур с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (краевая зона патч-рифа, зона зернистого шлейфа);
- горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин рядной системы в зонах с ухудшенными ФЕС (для формирования системы ППД) с применением технологии МГРП (многостадийного гидроразрыва пласта).

#### Выводы

Результаты моделирования и фактического применения могут быть использованы при разработке карбонатных коллекторов с высокой расчлененностью и низкими ФЕС.

#### Литература

1. Максимова Е.Н., Чертина К.Н. Циклическое строение осинского горизонта на примере одного из месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы // IX Всероссийское литологическое совещание: Литология

осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей. Казань, 2019. С. 271–272.

2. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение // Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. С. 424–425.
3. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. С. 186–190.
4. Зюев Е.С., Максимова Е.Н., Чертина К.Н., Леушин Н.В., Торгашова Л.В. Подходы к освоению низкопроницаемых карбонатных отложений Осинского подгоризонта Среднеботуобинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 11. С. 28–33.
5. Фархутдинова Г.Т. Моделирование процесса разработки низкопроницаемого коллектора рядной системой горизонтальных скважин // Теория. Практика. Инновации. 2018. С. 47–52.
6. Хасанов Б.К., Касенов А.К., Мусаев М.Ш., Серниязов Ж.М. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов системами горизонтальных скважин // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020. № 1. С. 48–57.

## ENGLISH

### Results

The Os object of the Srednebotuobinskoye field is characterized by high lateral variability and low connectivity. The reservoir is carbonate and low-permeable with high compartmentalization. The gas cap is almost everywhere separated from the oil by a non-reservoir zone.

Further development of the Osinsky horizon is associated with:

- replication of drilling of multilateral wells in areas of ring structures with improved reservoir properties (marginal reef zone, granular plume zone);

### References

1. Maksimova E.N., Chertina K.N. Cyclic structure of the Osinsky horizon on the example of the deposits of the Nepa-Botuoba anticline. IX All-Russian lithological meeting. Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas. Kazan: 2019, P. 271–272. (In Russ).
2. Prokopyev A.V., Kozmin B.M., Smelov A.P., Alpatov V.V., Timofeev V.F. et al. Tectonics, geodynamics and metallogeny of the territory of the Republic of Sakha (Yakutia).

Moscow: MAIK “Nauka/Interperiodika”, 2001, P. 424–425. (In Russ).

3. Zhemchugova V.A. Reservoir sedimentology of carbonate deposits. Moscow: EAGE Geomodel, 2014, P. 186–190. (In Russ).
4. Zyuzev E.S., Maksimova E.N., Chertina K.N., Leushin N.V., Torgashova L.V. Approaches to the development of low-permeability carbonate deposits of the Osinsky subhorizon of the Srednebotuobinsky field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2021, issue 11, P. 28–33. (In Russ).

- replication of drilling of horizontal wells in areas of degraded reservoir properties using multi-stage hydraulic fracturing technology.

### Conclusions

The results of modeling and actual application can be used in the development of carbonate reservoirs with high compartmentalization and low reservoir permeability.

5. Farkhutdinova G.T. Modeling the process of developing a low-permeability reservoir with a row system of horizontal wells. Theory. Practice. Innovation., 2018, P. 47–52. (In Russ).
6. Khasanov B.K., Kasenov A.K., Musaev M.Sh., Serniyazov Zh.M. Improving the efficiency of development of carbonate reservoirs by horizontal well systems. Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan, 2020, issue 1, P. 48–57. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Соколянская Екатерина Вячеславовна**, главный специалист Управления по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия  
Для контактов: [evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru](mailto:evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru)

**Федорова Анна Андреевна**, ведущий специалист Управления по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

**Sokoljanskaya Ekaterina Vyacheslavovna**, senior specialist of the department of geology and field development of Eastern Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru](mailto:evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru)

**Fedorova Anna Andreevna**, leading specialist of the department of geology and field development of Eastern Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia