DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-45-50 УДК 551 I Научная статья

Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения

Петрук А.А.[1], **Родионова И.И.**[1], **Мухаметов А.Р.**[1], **Галеев Э.Р.**[1], **Искевич И.Г.**[1], **Фазылов Д.С.**[1], **Мумбер П.С.**[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлен подход к моделированию низкопроницаемых, низкосвязанных зон глубоководной фации конусов выноса на примере одного из лицензионных участков Приобского месторождения, основанный на значительном снижении корреляционных радиусов. На рассматриваемом участке бурение большого количества горизонтальных скважин (ГС) позволило провести измерение среднего размера песчаных тел. Для более достоверного результата горизонтальные скважины взяты на достаточно большом расстоянии друг от друга и из разных участков месторождения. Траектория горизонтального участка скважин проходит параллельно структурным поверхностям. В ходе проведенного исследования установлено, что средний размер тел составляет 220 м.

Материалы и методы
По данным гамма-каротажа большого количества близкорасположенных горизонтальных скважин проведена работа по измерению среднего размера длин песчаных тел. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения ФЕС в дистальной части турбидитного комплекса, построена модель, приближенная к реальной геологии.

Ключевые слова
горизонтальные скважины, вариограммный анализ, адаптация, продуктивность скважин, низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования
Петрук А.А., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-45-50

Поступила в редакцию: 04.04.2022

UDC 551 I Original Paper

Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field

Petruk A.A.[1], **Rodionova I.I.**[1], **Mukhametov A.R.**[1], **Galeev E.R.**[1], **Iskevich I.G.**[1], **Fazylov D.S.**[1], **Mummer P.S.**[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk , Russia
rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article presents an approach to modeling low-permeability, low-dissected zones of deep-water fan facies on the example of one of the licensed areas of the Priobskoye field, based on a significant reduction in correlation radii. Drilling of many horizontal wells (HWs) in the area under consideration made it possible to measure the average size of sand bodies. For a more reliable result, horizontal wells (HWs) were taken at an enormous distance from each other and from different parts of the field. The trajectory of the horizontal part of the wells penetrates parallel to the structural surfaces. In the study's course, it is deemed that the average size of the bodies is 220 m.

Materials and methods
Based on the results gamma ray from many densely spaced horizontal wells, work has been done to measure the average size of sand body lengths. Based on the goat values, the probability field was by investigated in variogram analysis at a shorter distance. Considering the new correlation radii and the nature of the distribution of reservoir properties in the distal part of the turbidite complex, a model is constructed.

Keywords
horizontal wells, variogram analysis, convergence, well productivity, low-permeability reservoir, hard-to-recover reserves

For citation
Petruk A.A., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mummer P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-45-50

Received: 04.04.2022

Отложения участка представляют собой фондоформенную часть клиноформенного комплекса отложений, осложненных системой конусов выноса и оползневых тел. Отложения конусов выноса представляют собой аккумулятивное тело линзовидной формы, с одной стороны, с другой — утоняющееся в сторону открытого моря [1]. В строении конусов выноса выделяют проксимальную, среднюю и дистальную части. Накопление и сброс материала в виде турбидитных потоков является цикличным в данной фациальной обстановке, поэтому с течением времени сбрасываемые порции материала накладываются друг на друга, образуя систему «лопастей». Данная фация характеризуется сверхнизкой проницаемостью, высокой расчлененностью, низкой латеральной связностью. Зернистость уменьшается вниз по направлению сноса. Так, рассматриваемая залежь А представляет собой слияние лопастей в целостную систему конусов выноса [2].

Коллектор в основном сложен переслаиванием песчаников от мелкозернистых до алевритистых. Коллектор порового типа, низкопроницаемый за счет малого размера поровых каналов и высокой рассеянной глинистости.

По состоянию изученности на 2021 г. рассматриваемый участок характеризуется следующими параметрами: средний коэффициент пористости 0,16 д. ед., средняя абсолютная проницаемость 0,52 мД, эффективная проницаемость 0,22 мД, коэффициент нефтенасыщенности 0,52 д. ед, коэффициент расчлененности 9. Доля коллектора 35 %. На основании лабораторных исследований керна прогнозируется ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) при удалении от источника сноса (рис. 1).

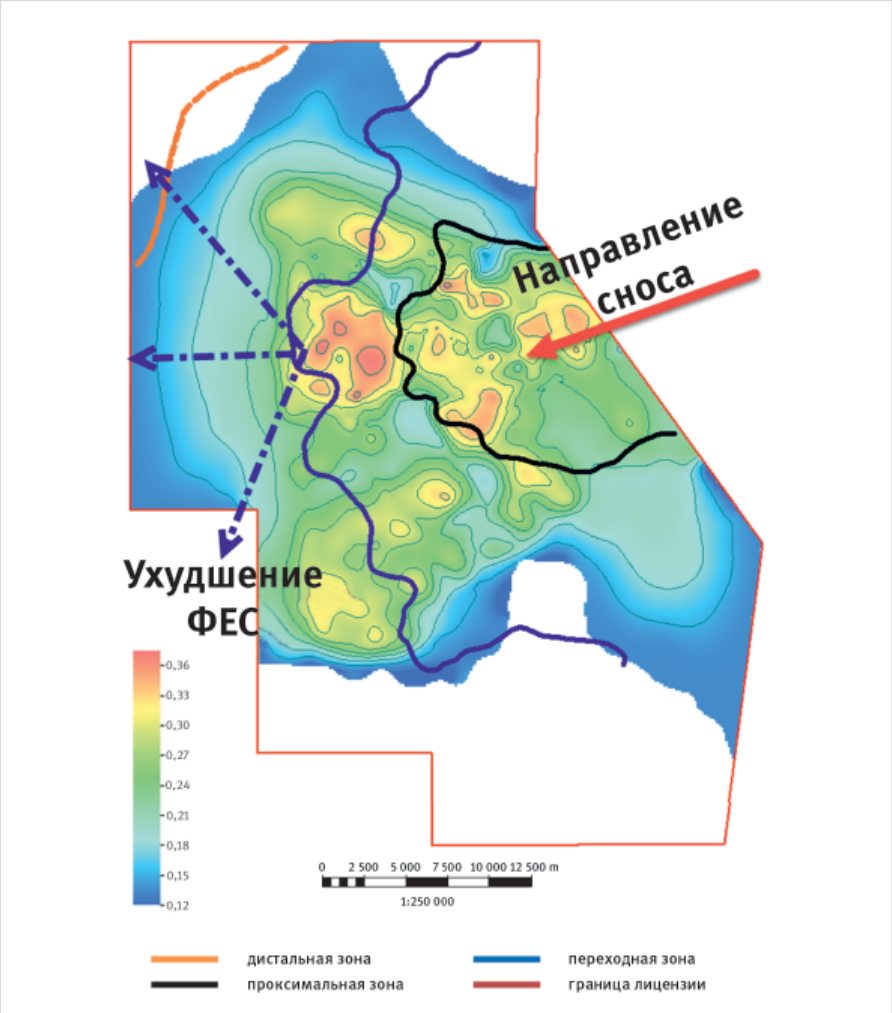


Рис. 1. Карта распространения средней эффективной проницаемости для залежи пласта А
Fig. 1. Distribution map of average effective permeability for Reservoir A

Особенности обоснования корреляционных радиусов

В рамках создания постоянно действующей геологической модели (ПДГМ) проведена работа по определению среднего размера песчаных тел с привлечением дополнительной промысловой информации по горизонтальным скважинам (ГС), что дало основание для уменьшения корреляционных радиусов.

Разработка участка ведется рядной системой ГС с расстоянием между рядами 200 м, длина горизонтального участка 1 200 м. Всего пробурено более 450 скважин, 80 % из которых с горизонтальным окончанием. Азимут расположения ГС преимущественно 327 градусов, при таком расположении траектория ГС проходит перпендикулярно распространению тел. Единичные ГС с азимутом ствола 235 градусов проходят вдоль сноса материала.

Бурение большого количества близкорасположенных скважин позволило провести измерение длины песчаных тел по каротажным диаграммам. Для оценки длины песчаных тел подобраны скважины, удовлетворяющие следующим критериям:

- горизонтальные скважины. ГС способны проходить тело насквозь параллельно залеганию;
- траектория. Проведение горизонтального участка должно быть параллельно структурной поверхности соответствующего пласта. Так выше вероятность пройти тело насквозь, не выходя за границы пропластка;
- удаленность скважин. Выборка учитывает скважины из разных фациальных обстановок. Удаленность скважин друг от друга обеспечивает возможность замерить длину тела поперек сноса независимо от длины тела вдоль сноса, также это исключает двойной учет одного и того же песчаного тела [3];

Табл. 1. Длина песчаных тел, выделенных по стволу горизонтальных скважин
Tab. 1. The length of sand bodies identified along the horizontal wells

№ скв.	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X21	X22
Длина песчаных тел, м	238	131	385	684	202	283	283	567	143	197	209	733	208	81	377	340	63	135	155	346	115	277
	77	95	323	-	263	263	744	136	604	91	480	62	225	88	498	656	407	131	386	568	20	368
	131	95	210	-	240	240	-	188	31	614	24	113	36	9	170	-	97	226	19	283	25	176
	82	730	-	-	-	-	-	-	326	-	42	127	15	62	-	-	57	82	19	-	180	-
	85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	67	115	-	-	-	378	40	-	175	-
	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	24	-	-	-	-	-	94	-	31	-
	59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	-	-	21	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- исследования. Наличие полного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС);
- качество исследований. Высокое качество записи кривой гамма-каротажа (ГК) на всем интервале исследования.

На скважинах по данным ГК выделены границы песчаных тел. Гамма-каротаж показывает естественную радиоактивность (гамма-активность) пород, образуемую за счет радиоактивных изотопов глинистых минералов, в скважине. Глубина исследования метода ГК — до 40 см. Чувствительность падает с удалением пропорционально радиусу в кубе, таким образом, влияние глинистых пропластков на показание ГИС будет незначительным.

Далее проводится измерение длин выделенных тел (рис. 2). Введено понятие «пропласток», так как в некоторых случаях песчаные тела могли быть результатом амальгамации (слияния) небольших конусов выноса, которые, вероятно, могут являться составляющими большого тела (например, по ГК скважины X1 на рисунке 2 хорошо видно разделение, в то время как по скважине X2 определить разные тела значительно сложнее).

При рассмотрении данных ГИС горизонтальных скважин в верхней части прослеживаются интервалы с большей глинизацией, в центральной части резкое изменение характера кривой, описывающей интервал песчаников, в нижней также глинизированные участки, отмечающие границы тел. При рассмотрении наклонно направленных скважин (ННС) песчаники располагаются в нижней части интервала. Согласно показаниям ГИС в ННС, можно предположить, что траектории ГС не выходят за пределы коллектора.

Средняя длина тел в целом составила 220 м. Размер тел меняется от самых мелких 9–20 м до крупных 600–800 м (табл. 1). Отмечено, что северо-восточная часть представлена самыми протяженными телами, а юго-западная часть — наибольшим количеством тел малого размера, также заметна зависимость уменьшения среднего размера тел по направлению ухудшения ФЕС [4]. Из скважин с азимутом 235 градусов ни одна не учитывалась при анализе, так как не удовлетворяет указанным критериям.

Поскольку 80 % скважин с горизонтальным окончанием расположены перпендикулярно сносу песчаного материала, нет возможности точно узнать форму песчаных тел вдоль сноса. Поэтому на текущий момент принято решение считать форму тел изометричной.

Статистические данные моделей, состоящих большей частью из наклонно направленных скважин, позволяют установить радиус корреляции только в пределах расстояния между скважинами (≤ 1 000 м).

Возможность установить радиусы корреляции ниже, приближаясь к размерам реальных тел, появляется при условии большого количества близкорасположенных скважин, в том числе и горизонтальных.

Ранее при построении моделей использовался стандартный подход моделирования, основанный на данных разведочных и наклонно направленных скважин, радиус корреляции по которым устанавливался на уровне 1 000–1 200 м по главному и второстепенному направлению [5].

По мере бурения новых горизонтальных скважин и пополнения статистических данных в модели уточнялось геологическое строение, в результате чего появилась возможность исследовать поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Так, второй метод основан на данных большого количества близкорасположенных горизонтальных скважин, радиус корреляции устанавливается на уровне 200–300 м.

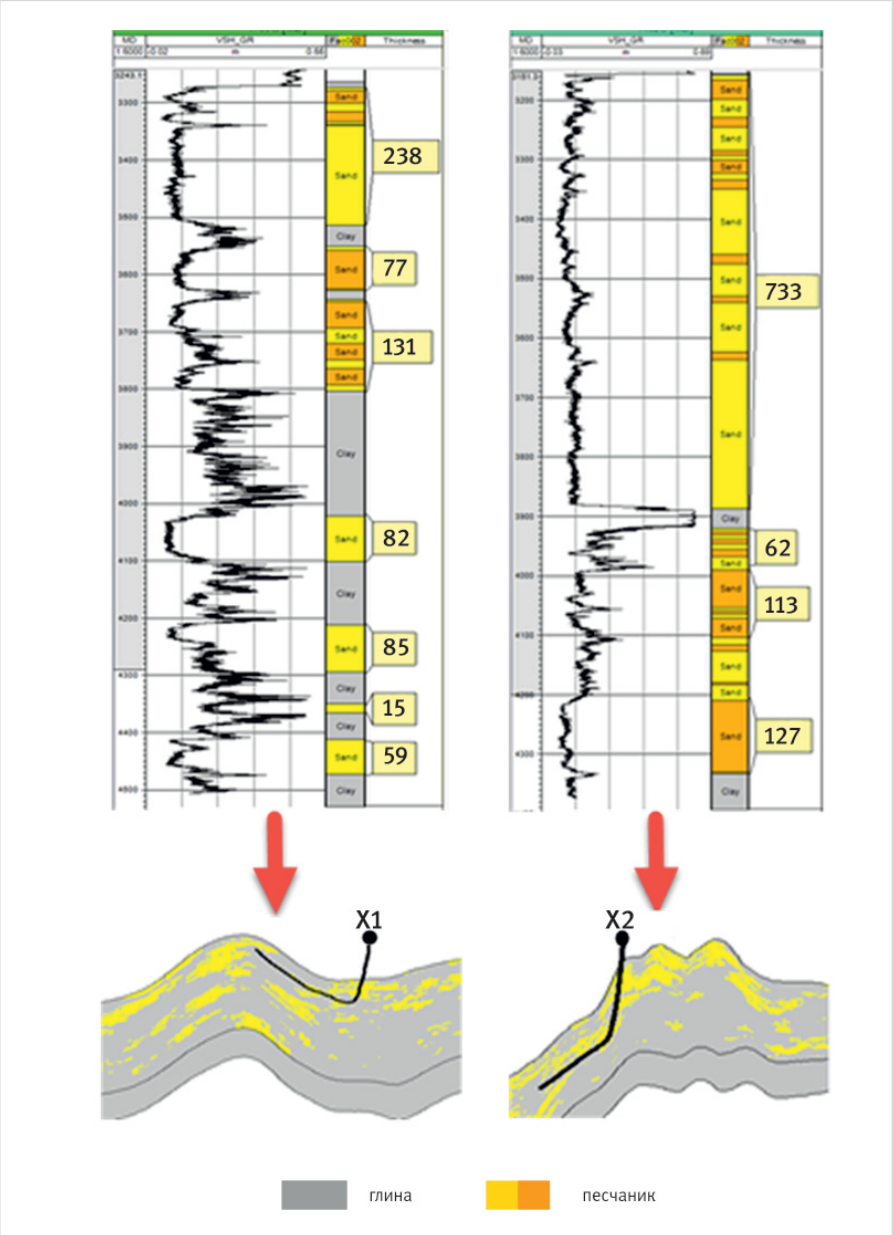


Рис. 2. Пример определения границ песчаных тел по скважинам X1 и X2 с азимутом 327 градусов
Fig. 2. An example of the boundaries determining of sand bodies in wells X1 and X2 with an azimuth of 327 degrees

Для моделирования свойства литологии модели выбран метод SIS (Sequential Indicator Simulation, последовательное индикаторное моделирование), который предназначен для распределения дискретных значений. Далее проведен анализ скважинных данных для формирования закона распределения для каждой фации. Вариограммы, характеризующие степень изменчивости фаций вдоль трех декартовых осей, и набор вероятностей нахождения данной фации по каждому прослою для двух способов моделирования представлены в таблицах 2 и 3. В рамках проделанной работы корреляционные радиусы для стандартной модели определялись на данных ННС, для модели малых тел на основе данных ГС и составили 1 000–1 200 м и 200–300 м, соответственно (табл. 4).

Проведена серия распределений фаций с различным значением range (длины корреляции). Тип вариограммы был избран сферический, обладающий нейтральными характеристиками. Nugget использовался нулевой. С уменьшением длины лагов до 100 «плато» устанавливается на уровне 20 м.

При моделировании рассчитывалась единственная стохастическая реализация. В неразбуренных областях использовался тренд, а межскважинные области контролировались скважинными данными, благодаря принятым рангам вариограмм. Для контроля соотношения распределения литологии при разных способах моделирования задавался геолого-статистический разрез по параметру песчанистости пласта А по скважинам. Процент песчанистости не изменялся (35 %).

Куб пористости и проницаемости строился по данным ГИС. Для заполнения ячеек

Табл. 2. Параметры вариограмм для модели малых тел
Tab. 2. Variogram's options (small body model)

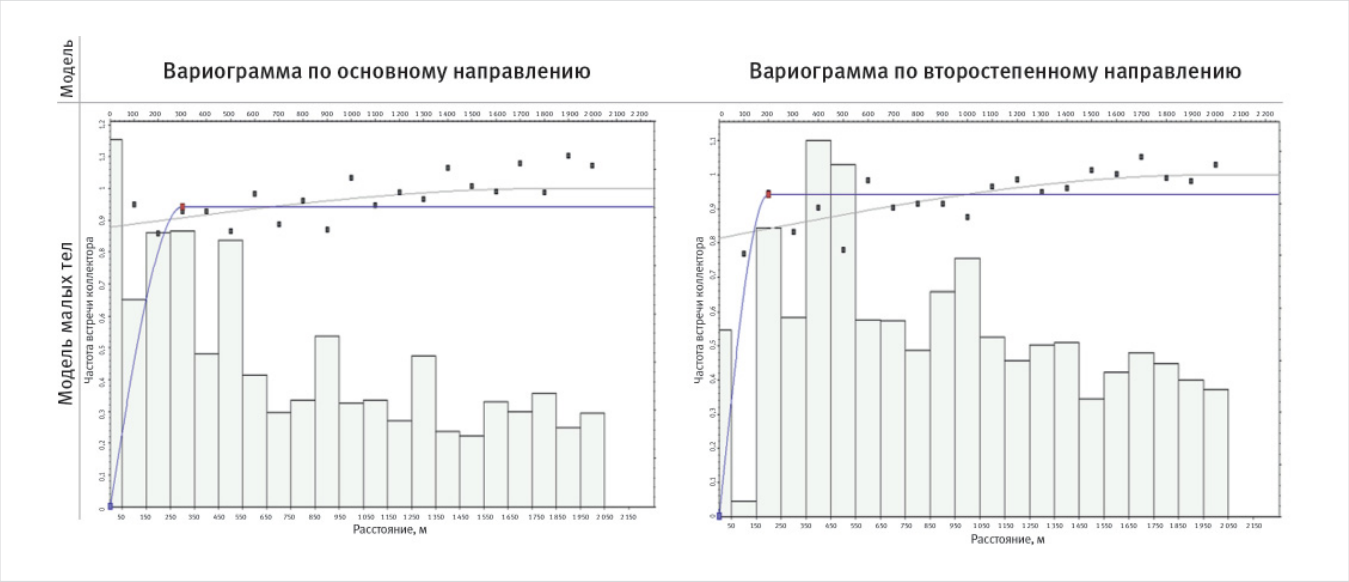
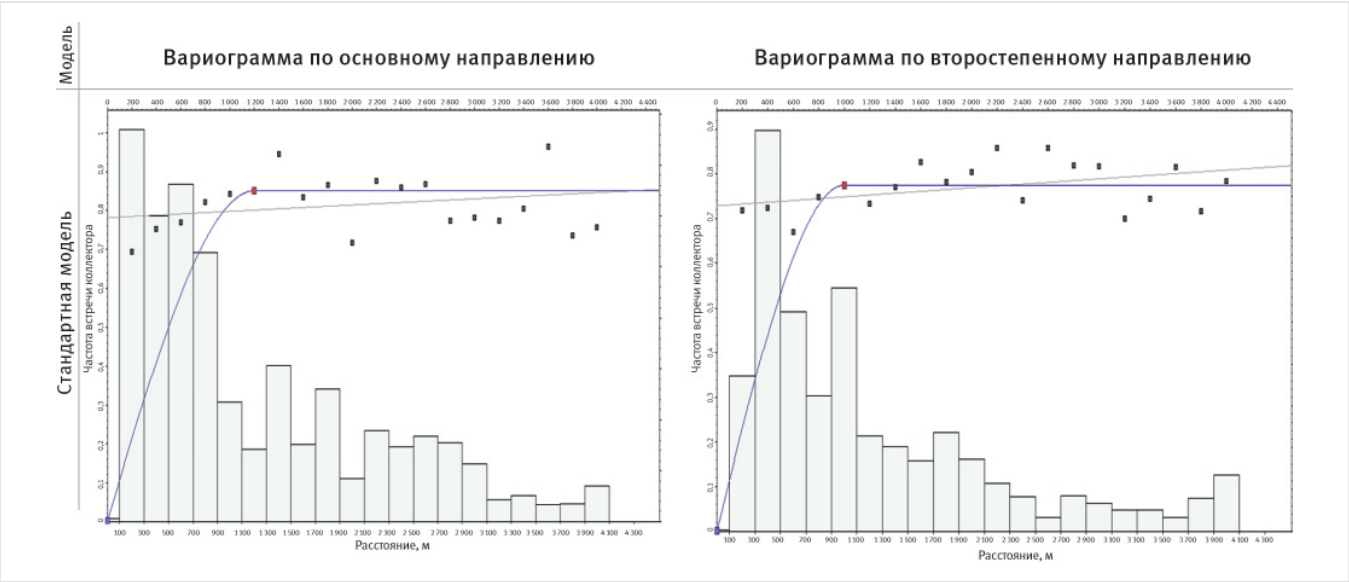


Табл. 3. Параметры вариограмм для стандартной модели
Tab. 3. Variogram's options (standard model)



сетки использовалось последовательное моделирование Гаусса. Свойства для куба пористости распределялись с учетом тренда рассчитанного из куба литологии, куб проницаемости строился с учетом тренда, рассчитанного из куба пористости.

Расчет водонасыщенности был произведен путем совместного использования кривых водонасыщенности, рассчитанных по ГИС, и J-функции Леверетта, позволяющей определить водонасыщенность в каждой точке коллектора по следующим параметрам: пористости, проницаемости, разности плотностей воды и нефти, а также превышения данной точки над зеркалом свободной воды. J-функция была подобрана таким образом, чтобы результат моделирования соответствовал скважинным данным, полученным при интерпретации ГИС.

На основе полученных результатов измерения тел и вариограммного анализа перестроены геологические модели. В стандартной модели пласт един и гидродинамически стабилен. Низкая анизотропия и высокая степень аппроксимации свойств, размер каждого отдельного тела начинается от 1 200 м. Этот подход не позволяет получить удовлетворительный прогноз в гидродинамической модели (рис. 3).

Табл. 4. Сопоставление полученных параметров вариограмм
Tab. 4. Comparison of variograms options

Зона	Главное направление, м	Направление, перпендикулярное главному, м	Вертикальное направление, м	Длина лага	Тип вариограммы
Модель малых тел	300	200	2	100	Сферическая
Стандартная модель	1 200	1 000	2	200	Сферическая

В то время как в модели малых тел встречаются как слитые вместе тела, так и единичные (гидродинамическая разобщенность между скважинами), анизотропия фильтрационных свойств совпадает с изменчивостью коллектора (рис. 4). Протяженные тела разбиваются на более мелкие, приближаясь к реальной геологической обстановке накопления осадков, размеры и взаиморасположение тел позволяют не использовать мультипликаторы при адаптации (реальная геология).

Стоит обратить внимание на подход к определению длин песчаных тел по данным динамики работы скважин [6]. Данный

подход проведен для пластов группы А Приобского месторождения и основан на использовании стохастических геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ). Использование стохастических моделей позволило воспроизвести фактическую динамику работы скважин с помощью параметров геологической неоднородности.

В работе [6] представлена подробная методика построения синтетических стохастических 3D ГГДМ, позволяющих определить влияние исходных данных модели на геометрические размеры песчаных тел и параметры геологической неоднородности, а также параметров геологической неоднородности на прогнозные показатели разработки [7].

Данная задача выполнялась при помощи использования различных вариаций значений рангов вариограмм по различным направлениям (радиуса вариограммы по оси z — R_z, радиуса вариограммы по оси x — R_x), характеризующих геометрические размеры распределяемых в объеме модели геологических тел при различных значениях песчанистости (NTG). Затем оценивались статистические значения геометрических размеров тел для сравнения с рангом. Так, средний латеральный размер песчаных тел исследуемого участка составил около 100 м. Формула расчета среднего значения латерального размера песчаного тела для Приобского месторождения представлена в [6] и имеет вид:

$$L_{тела(Rz)} = 2,2075 \times \exp(1,4465 \times NTG) \times \sqrt{R_x \times R_z}. \quad (1)$$

Средняя длина песчаного тела в большой степени влияет на коэффициент извлечения нефти (КИН). На основе данных исследований сделаны следующие выводы.

1. Увеличение NTG и R_x до определенных граничных значений повышает КИН:
   - при NTG › (0,6–0,8) изменение R_x практически не влияет на КИН;
   - при R_x ≥ 1 500 м изменение NTG практически не влияет на КИН.
2. При небольших значениях R_x влияние NTG на КИН значительнее.

Данный подход предлагается использовать для моделирования низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов (аналогов ачимовских отложений).

Итоги

Бурение большого количества близкорасположенных скважин позволило провести измерение длины песчаных тел по каротажным диаграммам. Выделены критерии отбора скважин. Средняя длина тел в целом составила 220 м. Полученные выводы совпадают с выполненными исследованиями по экспериментальному определению длин песчаных тел по данным динамики работы скважин, описанными в работах [6, 7].

Выводы

На рассматриваемом участке выполнена оценка среднего размера длин геологических песчаных тел по данным гамма-каротажа

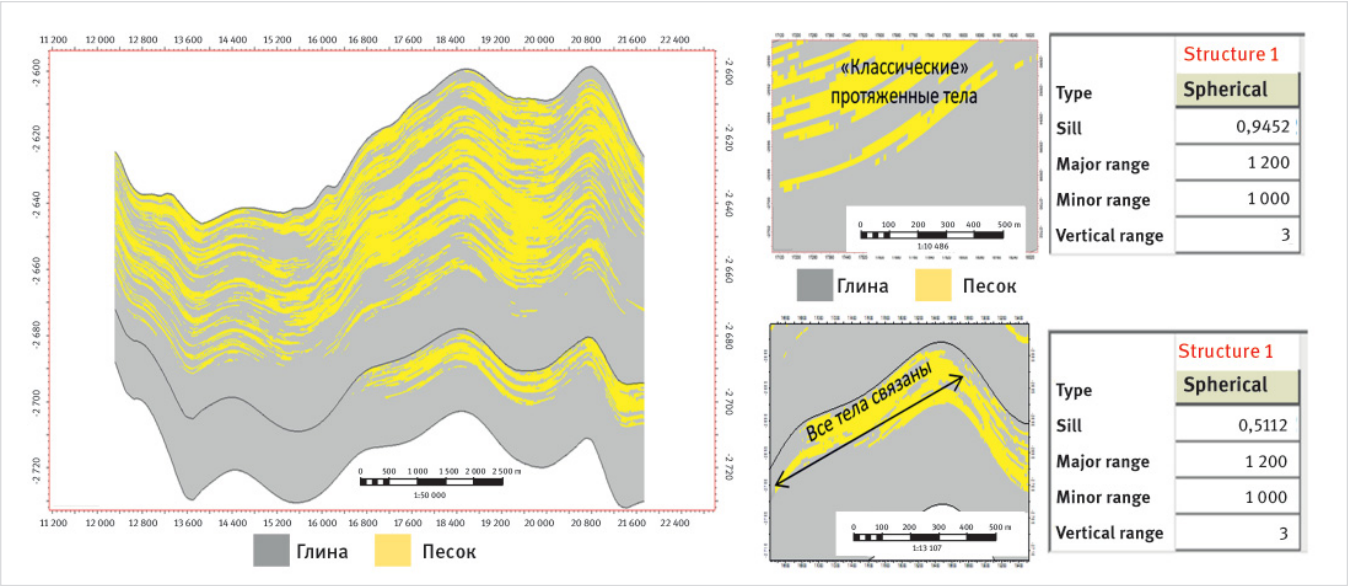


Рис. 3. Пример корреляционных радиусов и длин моделируемых тел, стандартная модель
Fig. 3. Example of correlation radii and lengths of simulated bodies, standard model

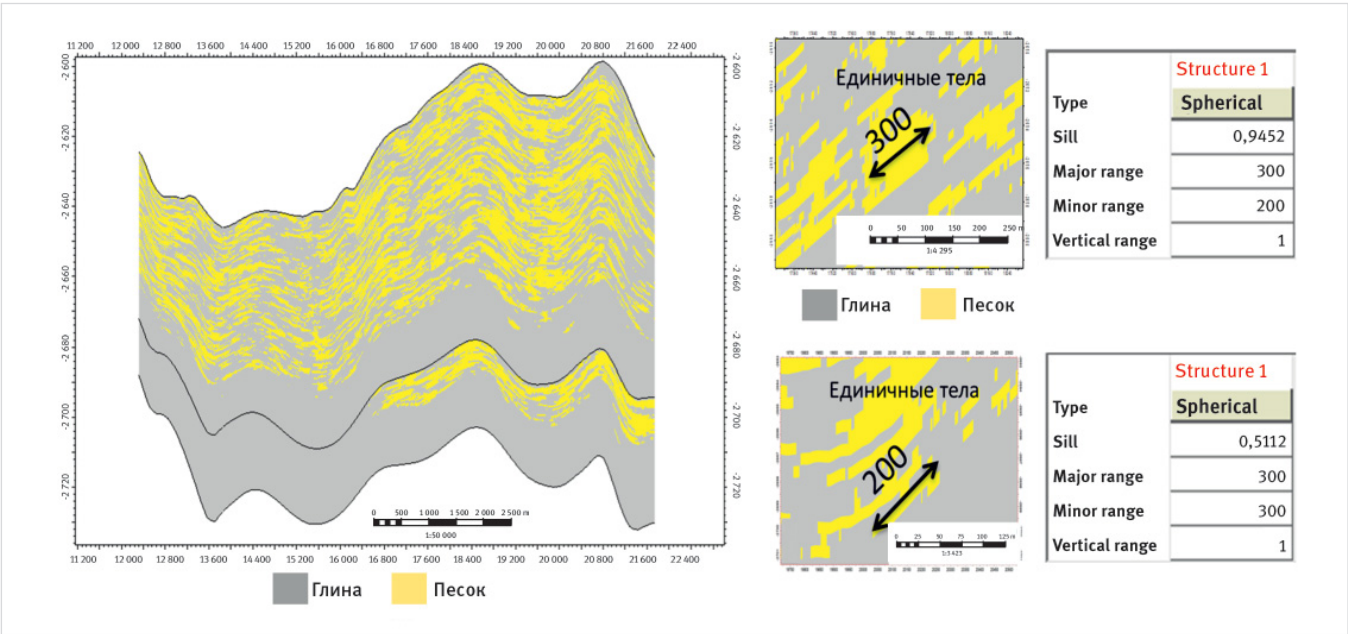


Рис. 4. Пример корреляционных радиусов и длин моделируемых тел, модель малых тел
Fig. 4. Example of correlation radii and lengths of simulated bodies, model of small bodies

горизонтальных скважин. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения ФЕС в дистальной части турбидитного комплекса, построена модель, приближенная к реальной геологии, средний размер песчаных тел составил 220 м.

Литература

1. Рыкус М.В., Рыкус Н.Г. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа: Мир печати, 2014. 158 с.
2. Закревский К.Е., Нассонов Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ГЕРС, 2012. 80 с.
3. Алехина М.С., Черкас Е.О., Жуковская Е.А., Буторина М.А. Методика создания фациально-ориентированной концептуальной модели ачимовских отложений Салымской группы месторождений. Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге. Томск: ЦППС НД, 2017. С. 215–222.
4. Дмитриевский А.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома. Новосибирск: СО РАН, 2000. 200 с.
5. Ковалевский Е.В. Геологическое моделирование на основе геостатистики. Студенческое лекционное турне Russia & CIS. 2011–2012. 122 с.
6. Федоров А.Э., Аминева А.А., Дильмухаметов И.Р., Краснов В.А., Сергейчев А.В. Анализ геологической неопределенности при стохастическом моделировании геологических тел // Нефтяное хозяйство, 2019. № 9. 24–28 с.
7. Федоров А.Э., Дильмухаметов И.Р., Поваляев А.А., Антонов М.С., Сергейчев А.В. Многовариантная оптимизация систем разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Ачимовской свиты // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020. SPE-201811-RU, 2020.

ENGLISH

Results

Drilling of a large number of closely located wells made it possible to measure the length of sand bodies using logging diagrams. Well selection criteria are highlighted. The average body length as a whole was 220 m. The conclusions obtained coincide with the studies carried out on the experimental determination of the lengths of sand bodies based on the data of the dynamics of the wells described in [6, 7].

Conclusions

In the observed area an estimate of the average size of the lengths of geological sand bodies was made according to gamma-ray data horizontal wells. Based on the obtained values, the probability field was investigated in variogram analysis at a shorter distance. Considering the new correlation radii and the nature of the distribution of reservoir properties in the distal part of the turbidite complex, a model was built that is close to real geology, the average size of sand bodies was 220 m.

References

1. Rykus M.V., Rykus N.G. Sedimentology of terrigenous reservoirs of hydrocarbons. Ufa: Mir pechati, 2014, 158 p. (In Russ).
2. Zakrevsky K.E., Nassonov N.V. Geological modeling of clinoforms of the Neocomian of Western Siberia. Tver: GERS, 2012, 80 p. (In Russ).
3. Alekhina M.S., Cherkas E.O., Zhukovskaya E.A., Butorina M.A. Methodology for creating a facies-oriented conceptual model of the Achimov deposits of the Salym group of deposits. Modern problems of sedimentology in oil and gas engineering. Tomsk: TSPPS ND, 2019, P. 215–222. (In Russ).
4. Dmitrievsky A.N., Kazanenkov V.A., Rylkov S.A., Ershov S.V. Northern Ob region of Western Siberia. Geology and oil and gas potential of the Neocomian. Novosibirsk: SO RAN, 2000, 200 p. (In Russ).
5. Kovalevskiy E.V. Geological modelling on the base of geostatistics. Student Lecture Tour Russia & CIS, 2011–2012, 122 p. (In Russ).
6. Fedorov A.E., Amineva A.A., Dilmukhametov I.R., Krasnov V.A., Sergeichev A.V. Analysis of geological heterogeneity in geological stochastic modeling. Oil industry, 2019, issue 9, P. 24–28. (In Russ).
7. Fedorov A.E., Dilmukhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeichev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low-permeability reservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, 26–29 Oct 2020, SPE-201811-RU, 2020. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Петрук Анастасия Сергеевна, техник отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мухаметов Альберт Рудольфович, главный специалист отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Галеев Эдгар Русланович, главный специалист отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Искевич Игорь Георгиевич, директор по разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Фазылов Денис Сафуанович, старший специалист отдела бурения и зарезки боковых стволов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мумбер Полина Сергеевна, начальник отдела планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Rodionova Inessa Igorevna, head of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Petruk Anastasia Sergeevna, technician of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mukhametov Albert Rudolfovich, chief specialist of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Galeev Edgar Ruslanovich, chief specialist of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Iskevich Igor Georgievich, director of field development, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Fazylov Denis Safuanovich, senior specialist of drilling department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mumber Polina Sergeevna, head of the operational drilling planning department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia