

*Рыбинский А.В.,  
магистрант*

*2 курс магистратуры, Горно-Нефтяной факультет  
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический  
университет»*

*Россия г. Уфа*

*Сагитов Д.К.,*

*д.т.н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газонефтяных месторождений»*

*ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический  
университет»*

*Россия г. Уфа*

## **ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРАЕКТОРИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ВОДОНЕФТЯНОЙ ЗОНЕ**

*Аннотация:* в данной статье рассматривается влияние положения горизонтального ствола и его траектории на выработку запасов нефти в условиях водонефтяных зон.

*Ключевые слова:* разработка нефтяных месторождений, водонефтяная зона, горизонтальная скважина, гидродинамическое моделирование.

*Annotation:* This article discusses the influence of the position of the horizontal trunk and its trajectory on the development of oil reserves in the conditions of oil-water zones.

*Key words:* oil field development, water-oil zone, horizontal well, hydrodynamic modeling.

Значительные запасы нефти на территории России, в том числе и на месторождениях Урало-Поволжья, расположены в водонефтяных зонах (ВНЗ).

«По данным работы [1-3] анализ геологического строения 49 крупных нефтяных месторождений платформенного типа показал, что площадь первоначальных водонефтяных зон занимает от 31 до 80,3 % общей площади нефтеносности.»  
«Так, например, водонефтяная зона пласта Д2 Туймазинского месторождения занимает около 75 % общей площади нефтеносности, а извлекаемые запасы данной части залежи составляют 45 % от всех извлекаемых запасов горизонта»[4,5].

Задачей исследования было поставлено определение наиболее подходящего положения траектории ствола скважины. В программном комплексе Roxar Tempest было смоделировано 11 вариантов разного удаления от кровли нефтенасыщенного пласта (считать будем в процентах) 7,5%; 10%; 12,5%; 25%; 40%; 50%; 60%; 70%; 80%; 90%; 100% (на уровне водонефтяного контакта), схематично они изображены на рис. 1.

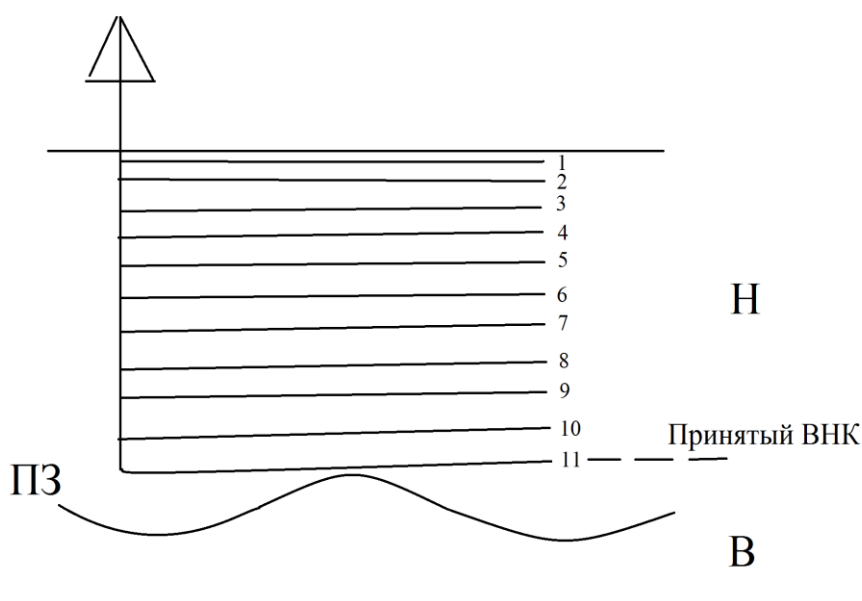


Рис.1. Схематичное расположение горизонтального участка скважины в интервале пласта; ствол на удалении от кровли 1 – 7,5%; 2 – 10%; 3 – 12,5%; 4 – 25%; 5 – 40%; 6 – 50%; 7 – 60%; 8 – 70%; 9 – 80%; 10 – 90%; 11 – 100% (на уровне принятого ВНК);

Н – нефтяная зона; ПЗ – переходная зона; В – водяная зона

Исходя из данных полученных при моделировании можно построить график зависимости накопленной добычи нефти от расстояния от кровли пласта до горизонтального ствола:

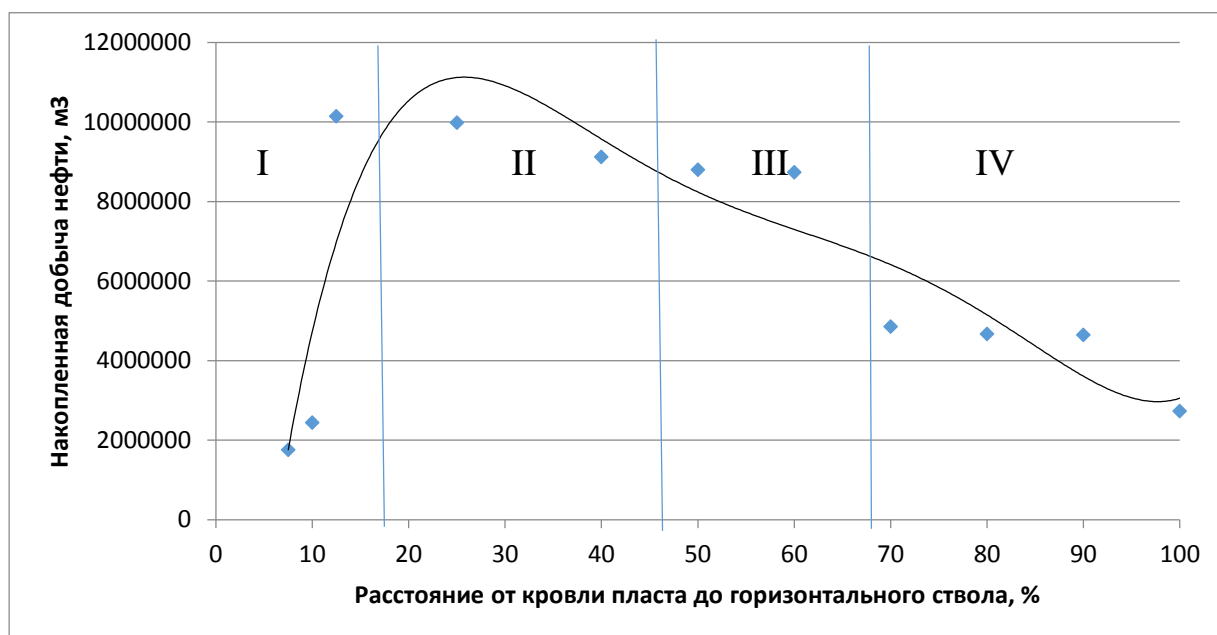


Рис.2. Зависимость накопленной добычи нефти от расстояния от кровли пласта до горизонтального ствола

Из данного графика можно сделать вывод о прокладке горизонтального ствола в области II, как о наиболее успешной. В целом наиболее удачным интервалом стоит принять интервал в районе 18-45% – в данном случае наблюдается наиболее полное извлечение нефти из пласта, при наименьшей вероятности скорого прорыва воды из водонасыщенной части пласта.

I область (0-18%) характеризуется наименьшей выработкой запасов нефти, вследствие слабого влияния горизонтального ствола на выработку запасов нефти прилегающей к водонасыщенной части, III же область (45-68%) характеризуется более обводненной продукцией в сравнении со второй областью, причем на резкий скачок между III и IV зонами большее влияние оказали ухудшенные коллекторские свойства пласта в данном интервале, нежели закономерности фильтрации.

В подтверждение выводов построим график дополнительной добычи нефти относительно базового варианта (за базовый примем вариант прокладки горизонтального ствола у ВНК – 100%) по каждому из вариантов прокладки.

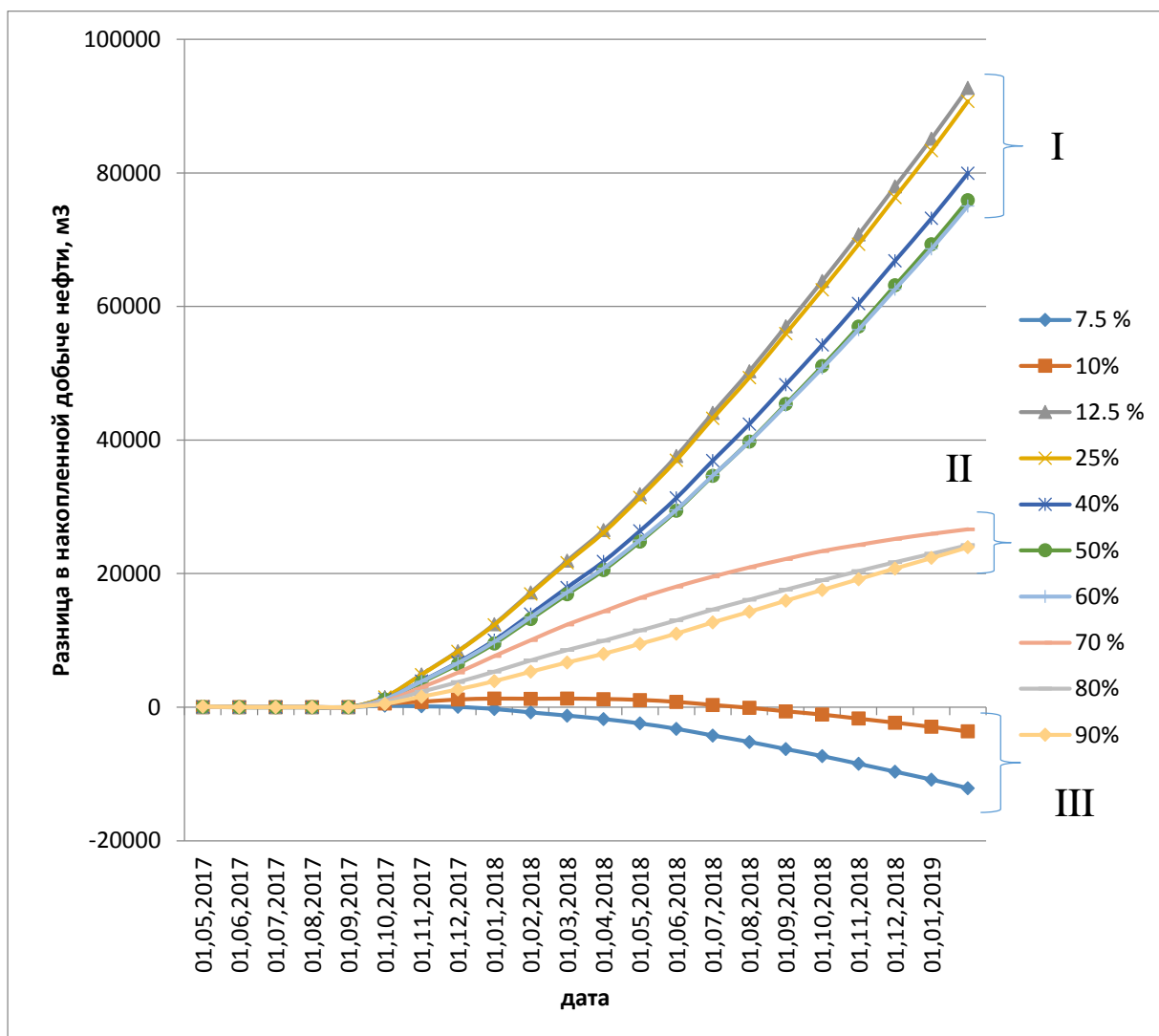


Рис. 3. Изменение добычи нефти по каждому из вариантов прокладки горизонтального ствола относительно базового варианта

Сравнивая наиболее (I область) и наименее выгодное (III область) расположение горизонтального ствола, можно оценить дополнительную добычу нефти в 83 тыс.т нефти и на 71,96 % менее обводненную продукцию при идентичной добыче жидкости за счет модельно обоснованного решения для условий пласта С1ср.2 Манчаровского месторождения.

### **Использованные источники:**

1. Тазиев М.М., Сагитов Д.К. Методические основы прогнозирования динамики процесса обводнения добывающих скважин на основе промысловой геолого-технической информации о строении эксплуатируемых объектов и режимах работы скважин // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 25–29.

2. Сарваретдинов Р.Г., Сагитов Д.К. Использование геолого-математической модели пласта при сопоставлении средних значений пористости и проницаемости различных по неоднородности пластов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 10. – С. 15–20.

3. Сагитов Д.К., Сафиуллин И.Р., Лепихин В.А., Аржиловский А.В. Оценка степени взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин методом распознавания образов по истории их эксплуатации // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 35–37.

4. Абдульмянов С.Х., Сагитов Д.К., Сафиуллин И.Р., Астахова А.Н. Частотный анализ взаимовлияния соседних скважин по изменению объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 20–24.

5. Сафиуллин И.Р., Сагитов Д.К., Васильев В.В., Дерюшев Д.Е., Чусовитин А.А. Прогнозирование остаточных дренируемых запасов нефти скважины по частотной изменчивости процесса обводнения // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 5–9.