

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. Губкина**

На правах рукописи

ОБО Окон Эффiong

**Разработка методики обоснования профиля морской
многозабойной и горизонтальной скважин
на шельфе Нигерии**

Специальность 25.00.18

Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых
(технические науки)

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва 2005

Работа выполнена в

Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина

Научный руководитель: доктор технических наук,
профессор **Стрельченко Валентин Вадимович**

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук,
профессор **Поспелов Владимир Владимирович**

кандидат технических наук
Следков Владимир Владимирович

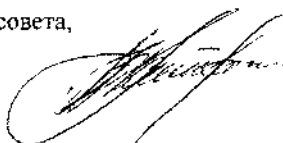
Ведущая организация: Институт проблем нефти и газа РАН и
Министерства образования и науки РФ (ИПНГ РАН)

Защита состоится «19» ОКТОБРА 2005 г. в 15.00 часов в аудитории 187
на заседании диссертационного совета Д 212.200.11 в Российском
государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина по адресу:
119991, Москва, Ленинский проспект, д.65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М.
Губкина.

Автореферат разослан «15» СЕНТЯБРЯ 2005 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
доктор технических наук, доцент



И.Е. Литвин

2006-4
12379

3 2169134

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В настоящее время, большинство эксплуатируемых нефтяных месторождений в Нигерии, находятся в море (в дельте реки Нигера и глубоководной части гвинейского залива). На суше имеется небольшое число месторождений нефти.

Исследования, положенные в основу данной работы, направлены на повышение эффективности освоения морских месторождений нефти в дельте реки Нигер в Нигерии и океанической части Западной Африки с учётом максимизации накопленной добычи нефти с наименьшими затратами.

Технология освоения морских месторождений, как правило, базируется на строительстве многозабойных и горизонтальных скважин (МЗС и ГС). Многозабойные скважины широко используются для эксплуатации нефтяных и газовых коллекторов. Эти скважины имеют значительный потенциал для усовершенствования экономических показателей работы скважины и управления коллектором.

Техническая цель бурения горизонтальной скважины, среди других, заключается в необходимости пересечь системы трещины в пределах коллектора и избежать преждевременного прорыва в нее воды или газа. Ствол горизонтальной скважины дренирует значительно большую часть коллектора, чем в случае вертикальной скважины с достижением более высокого экономического эффекта.

Использование технологии горизонтальных и многозабойных скважин в добыче нефти значительно увеличилось за последние годы. Технология бурения горизонтальных скважин достигла коммерческой жизнеспособности в течение конца 1980-х годов. Длины горизонтальных участков быстро росли, но это было связано только с усовершенствованием технологии бурения, а не с методическим обоснованием протяженности горизонтального интервала. Поэтому оптимизация длины горизонтальной скважины, протяженности боковых стволов является актуальной проблемой. Её решение позволяет продлить коммерческую жизнь коллектора. Однако до настоящего времени этот вопрос остаётся недостаточно изученным.

Целью диссертационной работы является разработка методики обоснования профиля морской многозабойной и горизонтальной скважин при различных вариантах расположения стволов горизонтальных и многозабойных скважин в продуктивном пласте и определение оптимальных длин горизонтальных стволов с учетом фильтрационных характеристик пласта, накопленной добычи нефти и экономических показателей.



Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи.

1. Разработать методическую схему моделирования профиля морской многозабойной и горизонтальной скважин как научно-методическую основу работы.
2. Обобщить данные разноуровневых геолого-геофизических исследований на шельфе Нигерии и построить геолого-геофизическую модель отложений для лицензионного блока в районе дельты реки Нигер.
3. Разработать варианты моделирования горизонтальных и многозабойных скважин при различном расположении устья скважины и боковых стволов с учетом горно-геологических условий месторождений на шельфе Нигерии.
4. Использовать программу VIP Landmark с учетом разработанной геолого-геофизической модели и вариантов моделирования ГС и МЗС.
5. Определить чистый доход от реализации добываемой нефти за 1 год и 25 лет с учетом возможных изменений цены на нефть.
6. Определить оптимальные длины скважин в диапазоне горизонтального участка 200 - 2400 м и боковых стволов.

Методы исследования

Методы исследования, использованные в ходе выполнения диссертационной работы, включали анализ литературных данных по вопросам современного состояния проблемы решенных в диссертации задач, использование компьютерной программы VIP для моделирования эксплуатации нефтяных коллекторов с учётом геологических особенностей строения морских месторождений в Нигерии, расчеты с применением компьютерной программы VIP для моделирования пяти вариантов рассматриваемых профилей горизонтальных и многозабойных скважин и анализ полученных результатов.

Защищаемые научные положения

1. Определение оптимальной длины горизонтальных и боковых стволов горизонтальных и многозабойных скважин на основе технико-экономического подхода.
2. Методическая схема проектирования профилей морских многозабойных и горизонтальных скважин.
3. Использование геолого-геофизической модели вертикальной скважины для геонавигационного контроля бурящейся горизонтальной скважины.
4. Технология применения программы VIP Landmark к конкретным горно-геологическим условиям района работ.

Научная новизна

Научная новизна диссертации заключается в следующем

1. На основе анализа геолого-геофизической информации выявлены типы неструктурных ловушек, с которыми связаны крупные морские месторождения нефти и газа в Нигерии. Эта информация применена при использовании программы VIP с целью проектирования профиля скважин и разработки модели коллектора.
2. Доказана целесообразность расположения горизонтальных интервалов ГС и МЗС по «диагонали» лицензионного блока месторождения и произведены расчеты по этой схеме с помощью программы VIP (по желанию компании-оператора буровая находится на морской платформе или на суше). В результате этих расчетов получены большие дебиты с меньшими затратами.
3. Разработаны профили скважин при расположении буровой установки на суше, а эксплуатация продуктивного пласта на море.
4. Произведено сравнение различных типов горизонтальных и многозабойных скважин с точки зрения получения максимальной накопленной добычи нефти и прибыли. выявлены наиболее перспективные типы этих скважин.
5. Предложен способ определения оптимальных длин горизонтальных участков скважины и боковых стволов (для МЗС) на основе прогноза накопленной добычи нефти (при разных длинах стволов) и получения максимальной прибыли с учетом изменения цены на нефть.

Практическая ценность

Добычи нефти в Нигерии, которая занимает первое место в Африке и седьмое в мире, играет важную роль в национальной экономике. Поэтому результаты исследования этой работы могут быть рекомендованы к внедрению при эксплуатации месторождений нефти в дельте реки Нигера.

Тип модели многозабойных скважин по варианту 5 может применяться при эксплуатации нефтяных месторождений глубоководной зоны Западной Африки.

Определение оптимальных длин горизонтальных и боковых стволов (свыше которые не стоит тратить ресурсы на строительство скважин) значительно снижает затраты на разработку месторождений нефти в Нигерии.

В диссертации показано, что бурение с суши для добычи нефти на шельфе может значительно снизить затраты на разработку. Применение предложенных профилей скважин при эксплуатации нефтяных месторождений дельты реки Нигера в Нигерии позволяет снизить затраты на бурение и добычу нефти.

Апробация работы и публикации

Результаты диссертации отражены в 4 печатных работах. доложены на 6-й Научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» 26-27 Январь 2005.

Структура и объём диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех глав и основных выводов. Общий объём работы составляет 156 страницы, в том числе 74 рисунков, 15 таблиц. Список литературы содержит 25 наименования.

Автор благодарен научному руководителю профессору В.В. Стрельченко и консультанту доценту Балицкому В.П. за их постоянную помощь и внимание к работе. Автор также благодарен профессору В.И. Крылову, профессору Е.Г. Леонову, профессору З.С. Алиеву, профессору А.С. Оганову и профессору В.А. Сахарову, доц. Т.Б. Бравичевой за их советы и ценные замечания.

Автор выражает признательность всем сотрудникам кафедр «Освоения морских нефтегазовых месторождений», «Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», «Бурения нефтяных и газовых скважин» за обсуждение работы и полезные советы в ходе её выполнения.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во Введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследований.

ГЛАВА 1. Современное состояние проблемы разработки методики обоснования профиля многозабойной и горизонтальной скважин

В этой главе выполнен анализ работ российских и зарубежных учёных в области разбиения блока пласта-коллектора при моделировании скважины, обсуждены типы многозабойных скважин и их эффективность при освоении продуктивного пласта.

Теоретические и методические вопросы моделирования разрабатывали российские и зарубежные учёные Алиев З.С., Басниев К.С., Еремин Н.А., Закиров С.Н., Золотухин А.Б., Калинин А.Г., Кочина И.Н., Лысенко В.Д., Максимов В.М., Мищенко И.Т., Оганов А.С., Солодкий К.М., Сомов Б.Е., Султанов Б.З., Stone T. W., Kristo B. J., Seifert D., Pedrosa O.A., Aziz K., Peaceman D.W., Islam M. R., Holmes J., Chenot D., Pearse M., Joshi S.D., Renard G.I., Babu D.K., Odeh A.S. и др.

При моделировании коллектора используют разные типы сетки, главная из них - прямая сетка. Пользователь этой сетки, рисует прямоугольник, а затем идентифицирует

краевые точки на двух сторонах Прямоугольная сетка имеет прямоугольные стороны с однородным или нерегулярным интервалом сетки, у которых стороны параллельны осям координаты.

Другой тип сетки это повернутая прямоугольная сетка – прямоугольная сетка с прямоугольными сторонами, имеющими однородный или нерегулярный интервал сетки, у которых стороны не параллельны осям координат.

После определения типа сетки рассмотрены вопросы расположения профиля скважины в коллекторе Для этого, необходимо знание типов горизонтальных и многозабойных скважин и особенности их проектирования.

Также в этой главе, изложен опыт «TAML» (Technology Advancement of Multilateral) при проектировании профилей многозабойных скважин в различных горно-геологических условиях.

Конфигурация многозабойных скважин может быть складываемая, плоская и/или противопоставленная. Сложным конфигурациям дали названия "елочка", нога цыпленка, звезда, радиальная, «Y» скважина. В зависимости от числа боковых стволов тип скважины может быть двойной боковой, тройной боковой, четырехствольный боковой и т.д. TAML также классифицирует многозабойные скважины на шесть вариантов. Каждый из этих вариантов, применяется в определённых условиях при заканчивании скважин.

Кроме классификации многозабойных скважин TAML, в этой главе также обсуждаются результаты исследований выполненных Калининым А.Г. и др., в которых рассмотрен профиль ГС с размещением горизонтального и отходящих от него радиальных стволов в одной горизонтальной плоскости.

Также были рассмотрены геолого-математические модели фильтрации флюида пласта в скважину, для различных типов скважин. Определенные с помощью этих моделей дебит нефти, накопленная добыча нефти за заданный период является крайне важными показателем при выборе наилучшего профиля скважины.

Разработчики алгоритма программы VIP использовали следующую формулу (1 и 2) для определения накопленной добычи скважины:

$$Q_o = 0.001127 \sum_{i=1}^I WI_i K_i H_i \frac{k_{ro,i}}{B_o \mu_{o,i}} [P_{grd,i} - P_{w,i}] \quad (1)$$

$$WI = \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2)$$

где L - длина ствола; \sum - сумма всех перфорационных сеточных блоков; i - количества перфорационных сеточных блоков; WI_i - коэффициент продуктивности i -ого блока скважины; K, H_i - умножение проницаемости и толщина i -ого сеточного блока; k_{m_i} и μ_{o_i} - нефтяной относительный проницаемость и вязкость i -ого блока; B_o - объемный коэффициент нефти; P_{grd_i} - давление в i -ом сеточного блока; P_e - давление в i -ом блоке, 0 001127 - постоянна для горизонтального потока.

ГЛАВА 2. Применение программы VIP Landmark с учётом особенностей геологического строения морских месторождений Нигерии

Основные месторождения в Нигерии находится в районе дельты реки Нигера. Это район наиболее интенсивной эксплуатации месторождений нефти и газа. В данной главе анализируются результаты геологических-геофизических исследования в регионе. Отложения осадочного комплекса варьируют от глубоководных на континентальном склоне до мелководных и континентальных.

В Нигерии, нефтяные отложения найдены на суше и на море, но большая их часть расположена на море - в дельте Нигера и в глубоких морях. На тип морских отложений влияют глубина бассейна седиментации, рельеф дна и прилегающей суши, степень изолированности бассейна от океана и климат. С увеличением глубины моря уменьшается размер обломочных частиц, изменяются состав и количество органических остатков, существенно меняются гидродинамический режим, скорость осадконакопления, температурные условия.

По площади дельта Нигера занимает приблизительно 70000 квадратных километров и составляет 7.5 % территории Нигерии. Вдоль границы реки дельты Нигера граничит со следующими странами - Нигерией, Камеруном и Экваториальной Гвинеей. Протяженность береговой линии составляет 560 км, из которых две трети занимает береговая линия Нигерии. Также дельта Нигера известна как большая заболоченная территория, занимающая третье место после Голландии и Миссисипи.

Запасы углеводородов (УВ) в настоящее время составляют приблизительно 14 % от мировых. По данным зарубежных экспертов, Западная Африка представляет наиболее обширные перспективы в мире для глубоководной разведки УВ Освоение морских ресурсов УВ в Европе связано с высокой стоимостью из-за сложной операционной деятельности.

В дельте Нигера нефть находится в песчаниках и слабо консолидированных песках, образующих формации Апада (Agbada). Характеристики отложений формации Апада

определяются условиями осадконакопления и глубиной залегания, возраст продуктивных отложений Эоцен-Плиоцен, а их толщина составляет 15-45 м и более. Отложения, расположенные в глубоководной части дельты Нигера, представлены ответвлениями подводных каналов. Учитывая геометрию осадочного бассейна и степень отсортированности осадков можно выделить наиболее важные типы ловушек - одиночные бары, песчаные-косы, заполненным песком каналы. Песчаники имеют пористость до 40 %, проницаемость 2 Дарси и общую толщину 100 метров. Боковое изменение в толщине бассейна контролируется сбросами. Размер зерен песчаника сильно изменчив в зависимости от условий осадконакопления. Речные песчаники, имеют тенденцию быть более грубыми, чем песчаники фронта дельты. Одиночные бары и прибрежные бары имеют тенденцию иметь лучшую сортировку зерен. Песчаники имеют глинистый цемент. Пористость отложений закономерно уменьшается с глубиной в сторону моря.

Физические и химические свойства нефти в дельте Нигера являются очень переменными, даже в пределах одного пласта. Нефть в пределах дельты имеет плотность в диапазоне 16-50° API, наряду с более легкой нефтью, имеющей зеленоватый-коричневый цвет. Пятьдесят шесть процентов нефти в дельте Нигера имеют диапазон плотности 30 ° и 40 ° API. Большинство нефти находится в пределах одной из следующих двух групп. Первая группа - легкий керосин, парафинистая нефть из более глубоких коллекторов (содержание парафина до 20 %, но обычно приблизительно 5 %; н-парафин / нафтен 0.86). Вторая группа нефти имеет более низкую плотность, в среднем API 26 °; и УВ - нафтенный (газпарафина) нефть (н- парафин / нафтен = 0.37). В некоторых песках Плейстоцена формация Апада содержат дополнительные запасы нефти (API 8-20 °). Нефть с плотностью менее 25° API составляет только 15% запасов дельты Нигера. Концентрация серы в большинстве случаев низкая, 0.1 - 0.6 %. Анализ показывает отрицательную корреляцию между величиной плотности API и содержанием серы, и можно предположить, что содержание серы, вероятно, связано с нефтяной деградацией.

Ниже показана разработанная методическая схема обобщенного подхода к разведке, проектированию и моделированию траектории стволов рассматриваемых горизонтальных и многозабойных скважин с целью их оптимизации. Схема представляет иерархически структурированную динамически открытую систему.

По данным сейсморазведки методом ОГТ определяют местоположение перспективных в отношении нефтегазоносности участков на сейсмических профилях –

аномалии типа залежь (АТЗ), яркое пятно, тусклое пятно, а также аномальные значения декремента поглощения энергия сейсмических волн. Это позволяет определить местоположения вертикальной разведочной скважины и её глубину.

Сеймостратиграфический анализ данных МОГТ позволяет получить сведения о форме геологического тела, а также о характере его неоднородности. В дельте Нигера можно определить приближенную геологическую модель геологической структуры, форму тела, а затем провести разведочное бурение.

Бурение вертикальной разведочной скважины проведено для определения литологии, выделения коллекторов, оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, определения характера насыщения коллектора (нефть, газ, вода), определение условий осадконакопления, построения статической модели залежи.

Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации, полученная по вертикальной разведочной скважине, позволяет перейти к выбору профиля ГС и МЗС, их конструкции, определить структуру пластовой сетки, перейти к инициализации исходных данных при моделировании скважины и коллектора, а также определить оптимальные параметры профиля скважин с учётом экономических показателей.

В процессе бурения ГС, регистрируемые параметры сравниваются с параметрами статической модели, построенной по вертикальной скважине. В случае их расхождения принимается решение о корректировке траектории ствола.

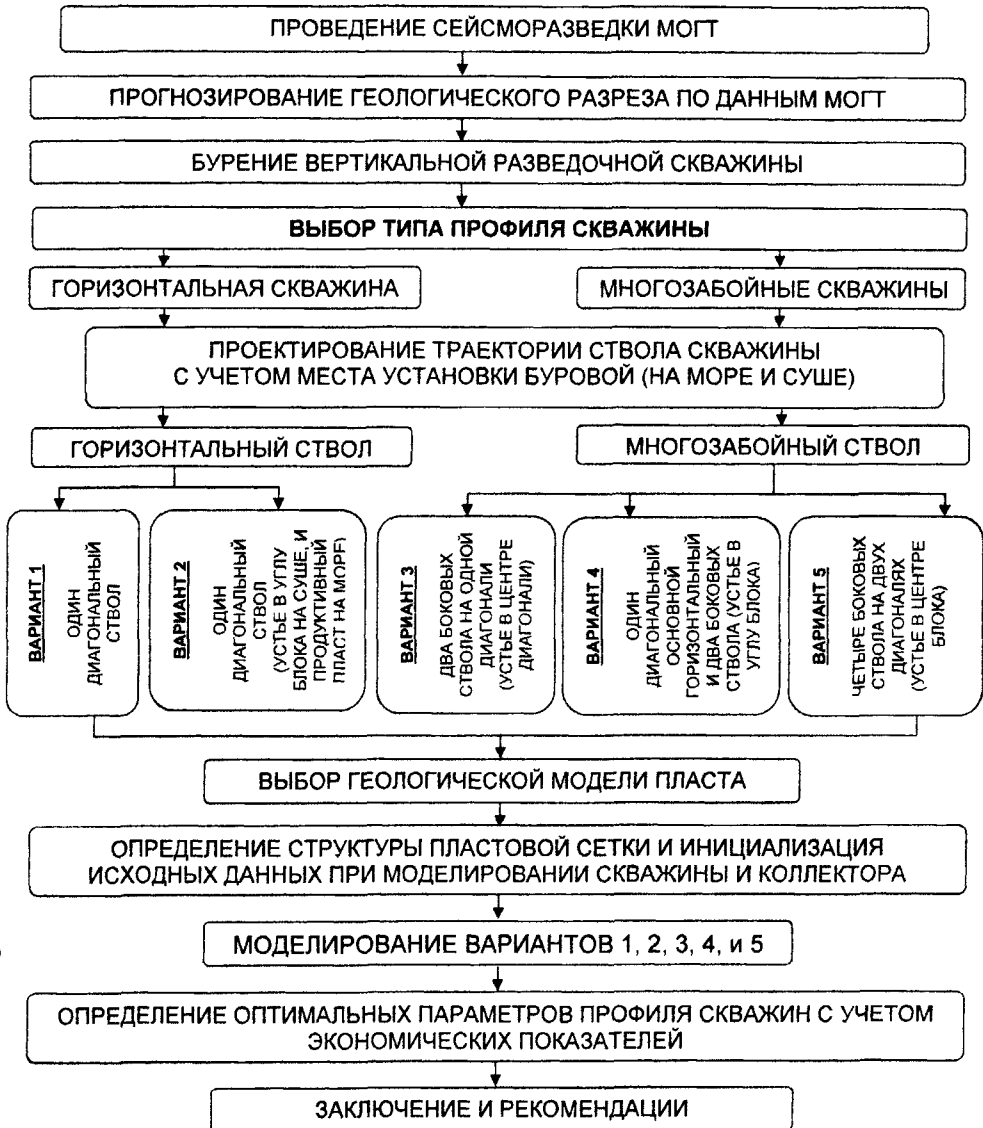
Значительная часть месторождения до разлома (расстояние от берега 17 км) представляет из себя примерно однородный коллектор, лежащий в горизонтальной плоскости и имеющий примерно одинаковую мощность.

ГЛАВА 3. Разработка геолого-математической модели пласта с учетом особенностей строения морских месторождений Нигерии

Литологическое строение отложений месторождений Нигерии, особенно, в дельте реки Нигер, представлено нефтеносными песками и песчаниками. Глубина мелководной части моря составляет приблизительно 300 м, а глубоководной – более 3000 м. Проектирование типов профилей скважины должно учитывать геологические особенности строения этих отложений и глубину моря.

В третьей главе выполнено моделирование и произведены расчеты фильтрации однородной жидкости в скважину заданной траектории с помощью программы VIP Landmark. Процесс моделирования включает в себя четыре стадии: генерирование сетки, инициализация, моделирование и анализ результатов.

МЕТОДИЧЕСКАЯ СХЕМА ОБОСНОВАНИЯ ПРОФИЛЯ МОРСКОЙ МНОГОЗАБОЙНОЙ И ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИН



На стадии генерирования сетки, сеточные блоки построены для коллектора и вариантов проектируемых скважин. В работе исследовались пять вариантов расположения скважины. Стадия инициализация включает ввод исходных данных и выполнение начального моделирования. Программа моделирования требует, чтобы достаточная информация описала начальное состояние коллектора (инициализация). Эта информация представлена в форме файла данных. Если все введенные данные приняты, чтобы быть правильными без ошибки, тогда происходит полное моделирование и затем преобразование модели коллектора и скважины. В этом случае результаты могут быть полностью проанализированы.

Сеточные блоки предоставляют эффективный способ моделирования пласта путем его разбиения на ряд меньших областей, каждая из которых имеет единственное значение свойства приписываемого ей, т. е. единственное значение пористости, проницаемости, нефте-насыщенности, и т. д.

В главе, рассмотрена трехмерная сетка рассматриваемого пласта, где каждая продуктивная зона представлена отдельным слоем блоков сетки. Анализируемое месторождение содержит пять отдельных областей фильтрации флюидов (рис. 1).

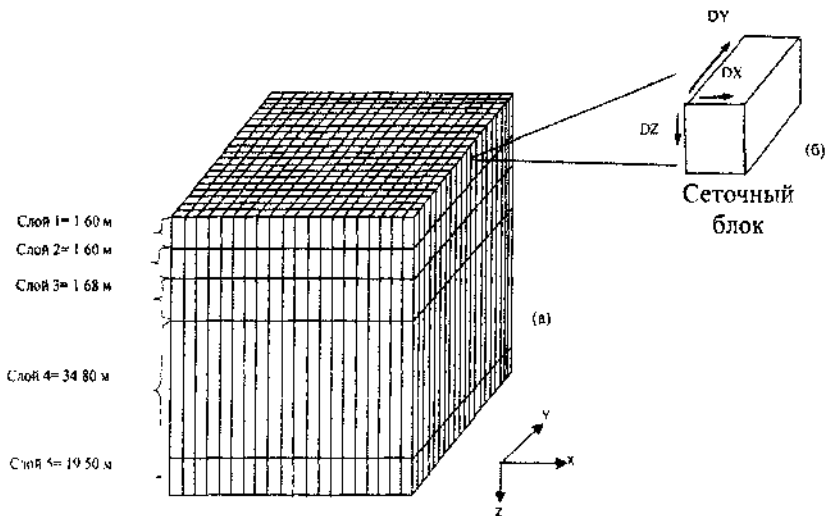


Рис.1: Рассматриваемая модель пласта содержит пять слоев (применительно к нефтяному месторождению в дельте р Нигер)

Как отмечено выше, размер пластового слоя по оси x и y состоит из 20 сеточных блоков в каждом направлении [100 м размер каждого сеточного блока (DX, DY)]. Общая длина сеточных блоков по направлению x или y равно 2000 м. По оси z коллектор подразделен на 5 зон (Слой 1-5). Первый и второй слои имеют толщину, равную 1.60 м каждый. Третий слой имеет толщину 1.68 м. Первый, второй, и третий слои являются малопродуктивными. Четвертый слой толщиной 34.80 м, является продуктивным; и все рассматриваемые горизонтальные и многозбойные скважин находятся в этом слое. Последний пятый слой - малопродуктивный и имеет толщину 19.50 м.

Принято, что каждый сеточный блок будет иметь практически одинаковую пористость, одинаковую проницаемость и т.д.

В процессе моделирования, задавались исходные данные, которые тщательно анализировались. В начальные данные включаются все характеристики, необходимые для точного описания физических характеристик коллектора. Это необходимый этап для создания модели коллектора.

Начальные исходные данные, включают:

- Характеристику и свойства пластовых жидкостей и их состав, и т.п.;
- Структуру ячеек коллектора для использования в созданной модели;
- Данные, характеризующие пористость, проницаемость, и другие параметры в каждом слое пласта;

Проницаемость определяется как K_x, K_y, K_z в x, y, z направлениях.

Промысловые данные, необходимые для моделирования, были получены в процессе бурения нефтяной скважины в дельте реки Нигер в Нигерии.

Характеристики рассматриваемого коллектора

Ниже приведены использованные характеристики при моделировании рассматриваемого коллектора:

1. *Однородный коллектор*: коллектор считается однородным в пределах рассматриваемого продуктивного слоя.
2. *Стационарный режим*: поток жидкости в коллекторе принят, таким образом, чтобы сохранялся неизменным характер её течения. Это также применимо в коллекторе, где скорость течения нефти приблизительно равна скорости нагнетания воды (при заводнении).
3. *Однофазная жидкость*: в смоделированном коллекторе, изменение плотности жидкости в стволе принято пренебрежимо малым.

4. Коэффициент продуктивности нефти ($I(x)$): принят постоянным по стволу.
5. Предполагается, что пористость задается переменной только в одном направлении (Z), но постоянна в горизонтальном направлении каждого слоя,

ГЛАВА 4. Апробация разработанной методики обоснования профиля морских многозабойных и горизонтальных скважин

В четвертой главе, проводится анализ результатов исследования по программам VIP, а также даются оценки экономической эффективности рассмотренных вариантов горизонтальных и МЗС на примере дельтовых месторождений в Нигерии.

Получение адекватных моделей при моделировании скважины и коллектора на компьютере зависит от правильного выбора стросния ячейки продуктивного пласта, составления исходных данных и предварительного моделирования. Если предварительные моделирование (инициализация) прошла правильно без ошибок, тогда, автоматически, происходит переход к основному этапу моделирования, результатом которого является компьютерные модели скважин и коллектора.

Проведено компьютерное моделирование пяти вариантов скважин, расположенных в четвертом слое коллектора. Варианты включают модель одного горизонтального ствола (устье в углу блока), который расположен по «диагонали» без боковых стволов; модель одного горизонтального ствола (устье в углу блока на суше и горизонтальный ствол в продуктивный пласте на шельфе), расположенного по «диагонали» без боковых стволов; модель двух боковых стволов на одной диагонали (устье в центре диагонали); модель одного основного диагонального горизонтального ствола и двух боковых стволов (устье в углу блока); модель четырех боковых стволов на двух диагоналях (устье в центре блока). Модели показаны на рис. 2. При моделировании не использовались нагнетательные скважины, поскольку коллектор в дельте реки Нигера пока работает при высоком пластовом давлении без нагнетания воды.

В слоистых коллекторах такие их свойства как проницаемость или давление могут изменяться значительно.

Горизонтальные участки всех рассматриваемых скважин находятся в четвертом пласте (продуктивный слой), которой имеет толщину 34,80 м.

На основе моделирования проведен расчет чистого дохода от добываемой нефти при оптимальных длинах для многозабойных скважин с учетом разных цен на нефть.

При добыче нефти и газа, знание оптимальных длин ствола скважины необходимо для уменьшения затрат на её строительство. В данной главе определены оптимальные

длины стволов горизонтальных и многозабойных скважин, свыше которых нецелесообразно продолжать бурение из-за увеличения стоимости скважин.

В настоящее время технология бурения горизонтальных и многозабойных скважин интенсивно развивается

В качестве критерия для определения оптимальной длины горизонтальных участков ГС и МЗС нами принят критерий максимума прибыли, рассчитанной исходя из заданного интервала времени.

Для определения расчета затрат и прибыли (Π), была использована следующая упрощенная формула:

$$\Pi = S_H V_{H_{L_i}} - C_{ФВ} - C_L L - \sum_{j=1}^m C_j L_j, \quad (3)$$

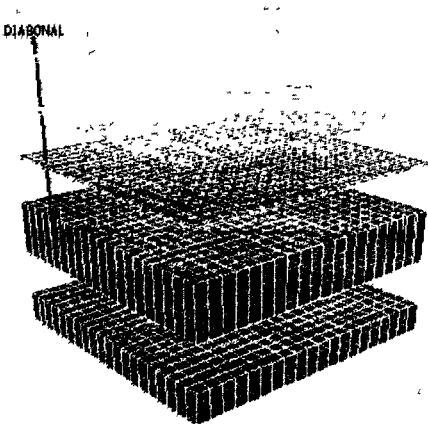
где Π - прибыль (чистый доход), S_H - цена нефти, $V_{H_{L_i}}$ - накопленная добыча нефти (за заданное время), $C_{ФВ}$ - стоимость вертикального участка скважины (постоянна), C_L - стоимость проходки одного метра горизонтальной скважины, L - длина горизонтального участка скважины, L_j - длина боковых стволов скважины, j - число боковых стволов от 1 до m .

Все расчеты основаны на данных по месторождению дельты реки Нигера в Нигерии.

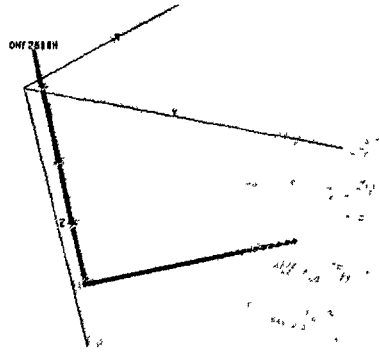
Цены на нефть рассматриваем в долларах на каждой баррель (кубический метр) и проводим расчет для следующего разных значения цены нефти ($\$/m^3$); ($\$/bbl$): \$5.56/ m^3 (\$35/bbl), \$6.36/ m^3 (\$40/bbl), \$7.15/ m^3 (\$45/bbl), \$7.95/ m^3 (\$50/bbl), \$8.74/ m^3 (\$55/bbl), \$60/bbl (\$9.54/ m^3), \$65/bbl (\$10.33/ m^3), \$70/bbl (\$11.13/ m^3), \$75/bbl (\$11.93/ m^3), \$80/bbl (\$12.72/ m^3), \$85/bbl (\$13.51/ m^3), \$90/bbl (\$14.31/ m^3), \$95/bbl (\$11.13/ m^3), \$100/bbl (\$15.9/ m^3).

В Нигерии эксплуатация нефтяных месторождений может проходить на суше или в дельте реки Нигер, а также на глубоководном месторождении. При бурении на суше, стоимость проходки одного метра горизонтальной скважины равна \$250.00, а на море \$1000.00 (на море, стоимость может достигать \$2000.00 в зависимости от типа породы и глубины моря); Суммарные затраты строительства вертикального участка скважины ($C_{ФВ}$) равны \$9,649,999.

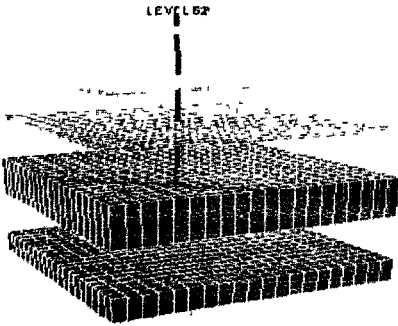
В работе представлена методология определения оптимальной длины ствола ГС и МЗС, основанная на расчете суммарной накопленной добычи нефти



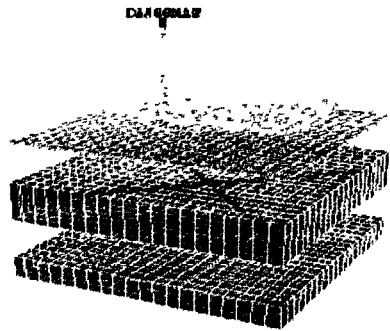
Вариант 1



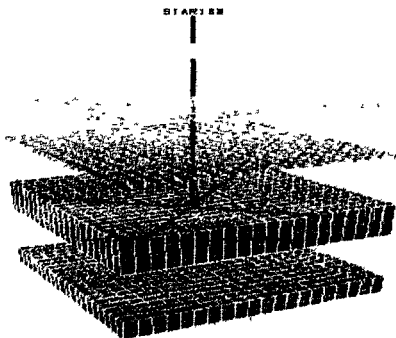
Вариант 2



Вариант 3



Вариант 4



Вариант 5

Рис. 2 Варианты моделирования ГС и МЗС

во времени и чистого дохода от реализации нефти в пределах этого периода при различных ценах на нефть и различных длинах горизонтальных стволов.

Для определения оптимальных длин горизонтальных стволов, проводили моделирование разных длин горизонтальных стволов (200 м, 400 м, 600 м, 800 м, 1000 м, 1200 м, 1400 м, 1600 м, 1800 м, 2000 м, 2200 м, 2400 м). Каждая модель скважины в коллекторе дает определенную накопленную добычу нефти в течение 25 лет для всех рассматриваемых длин горизонтальных стволов. По формуле (3) определились прибыль за этот период.

На рис. 3 (данные в таблице 1) показана динамика поведения этих параметров и возможность определения оптимальных длин стволов. Пик каждой из кривых относительно длины скважины представляет оптимальную длину скважины. Как видно из этой диаграммы, оптимальная длина ствола (вариант 1), находится в пределе 1000 – 1200 м. При увеличении цены на нефти чистый доход увеличивается, также увеличивается оптимальная длина (смещение максимума кривой вправо).

Очевидно, что оптимальная длина будет меньше значения (1400 м), при которой достигается максимальная накопления добыча нефти, она уменьшается с уменьшением цены на нефть и увеличивается с её ростом (см. рис.3).

Из аналогичных диаграмм вариантов 3, 4 и 5 (данные в таблице 2, 3, 4), можно также определить их оптимальные длины. Вариант 3: 600 – 800 м; Вариант 4: 200 – 600 м; Вариант 5: 400 – 600 м.

Вариант 1: Один диагональный ствол (устье в углу блока)

Таблица 1

Накопленная добыча нефти за 25 лет и чистый доход по разным длинам ствола горизонтального участка первого варианта и цене нефти (расчет при эксплуатации на море).

Длина горизонтального ствола (L, м)	Накопленная добыча нефти (Q в м ³)	Чистый доход (П) при цене нефти \$35/bbl (\$5.56/м ³)	Чистый доход (П) при цене нефти \$40/bbl (\$6.36/м ³)	Чистый доход (П) при цене нефти \$45/bbl (\$7.16/м ³)	Чистый доход (П) при цене нефти \$50/bbl (\$7.95/м ³)	Чистый доход (П) при цене нефти \$55/bbl (\$8.74/м ³)
200	4674625	16164289	19880616	23620316	27313269	31006223
400	5990276	23285886	28048155	32840376	37572694	42305012
600	6395586	25341435	30425926	35542394	40594907	45647420
800	6603404	26297941	31547647	36830370	42047059	47263749
1000	6705400	26665548	31996341	37360661	42657927	47955193
1200	6733621	26622597	31975825	37362722	42682283	48001843

1400	6745294	26487556	31850064	37246300	42575082	47903864
1600	6736845	26240536	31596328	36985804	42307911	47630019
1800	6706126	25869584	31200954	36565855	41863694	47161534
2000	6673208	25486394	30791595	36130161	41401995	46673830
2200	6630595	25049252	30320575	35625051	40863221	46101391
2400	6582003	24578836	29811529	35077131	40276913	45476696

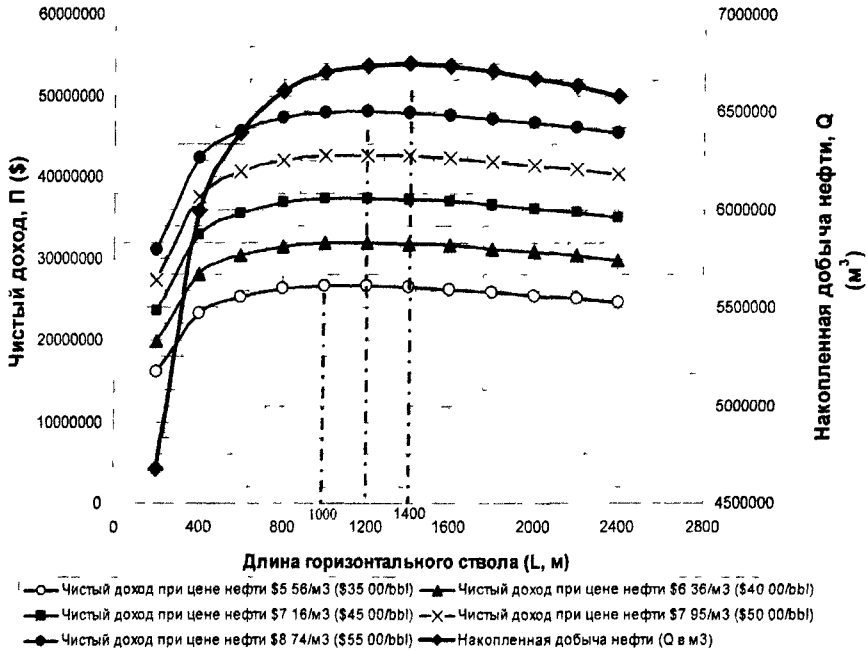


Рис 3. Диаграмма определения оптимальной длины ствола варианта 1

❖ Аналогичные таблицы и графики получены для других вариантов.

В этой главе сравниваются результаты расчета с фактическими данными на примере одного из нефтяных месторождений в Нигерии. Также проведена оптимизация длины горизонтального участка скважины, расположенного по «диагонали» лицензионного блока, которая позволила увеличить дебит добываемой нефти до 512,3 м³/сут, т.е. почти в два раза в начальный период эксплуатации.

Попытка одной зарубежной нефтяной компании-оператора в Нигерии оптимизировать профиль ГС дала увеличение дебита только до 397,5 м³/сут.

В таблицах 1 - 4 получены экономические оценки эффективности разработанной методики обоснования профиля морских многозабойных и горизонтальных скважин.

Можно сделать вывод что, оптимальная длина стволов растет с увеличением цены на нефть (рис. 3) При увеличении цены на нефть, западные компании пытаются получить еще больше нефти из скважины, в частности за счет увеличения длины ствола горизонтальных скважин.

Из расчета чистого дохода всех вариантов моделей, очевидно, что более выгодно применить вариант 3 по сравнению с вариантом 1, т.к. для него получены более высокие значения накопленной добычи нефти и большая прибыль. По той же причине более выгодно применить многозабойную скважину по варианту 5 вместо варианта 4. Можно отметить что, накопленная добыча нефти в этих вариантах выше, чем в реальной ситуации месторождений нефти и газа дельты Нигерии.

В данной работе показано, что расположение боковых многозабойных скважин по диагонали позволяет оптимизировать увеличение дебита нефти из рыхлых песков месторождения дельты Нигера в Нигерии.

В диссертации, рассмотрен вариант снижения потерь давления в стволе путём использования многозабойных скважин, которые заменяют горизонтальные участки большой длины.

При проектировании ГС и МЗС, важно избегать взаимовлияния боковых стволов. В настоящей работе боковые стволы были расположены так, чтобы избежать этого эффекта. Анализ изменения дебита нефти, накопленной добычи нефти и депрессии показывает, что чем ближе боковые стволы к вертикальному участку ГС, тем больший дебит нефти. Чем длиннее горизонтальный участок, тем больше потери давления в стволе скважины и меньше дебит скважины.

Депрессия около забоя скважины меньше, чем около вертикального участка. Поэтому, приток на конце ствола скважины должен быть меньше, чем около вертикального ствола. Течение флюида в скважине обычно начинается как ламинарное в конце ствола скважины и затем по мере притока нефти в скважину вследствие фильтрации увеличивает скорость потока в начале ствола, где поток становится турбулентным.

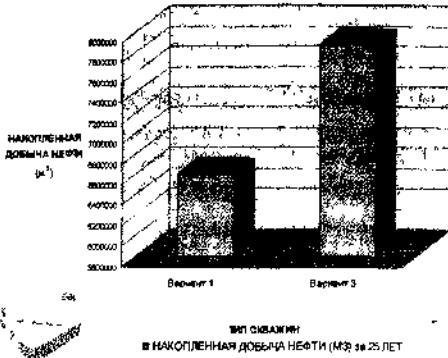
В четвертый главе проведено сравнение зависимостей накопленной добычи нефти и итоговой прибыли в зависимости от типа профилей ГС и МЗС и длины стволов (см. табл. 5).

ИТОГИ РАСЧЕТА РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ

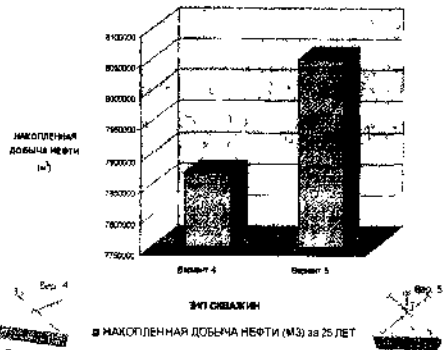
ВАРИАНТ	ЦЕНЫ НЕФТИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ	ОПТИМАЛЬНАЯ ДЛИНА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА L, м	НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ ЗА 25 ЛЕТ м ³	ИТОГОВОЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД. Долл. США (\$)
1	\$35/bbl (\$5.56/м ³)	1000	6705400	26665548
	\$55/bbl (\$8.74/м ³)	1200	6733621	48001843
3	\$35/bbl (\$5.56/м ³)	600 (Общая длина = 1200)	7834175	32747183
	\$55/bbl (\$8.74/м ³)	800 (Общая длина = 1600)	7882683	57644647
4	\$35/bbl (\$5.56/м ³)	200 (Общая длина = 1448.52)	7638231	31408236
	\$40/bbl (\$6.36/м ³)	400 (Общая длина = 2048.52)	7736306	37504386
	\$90/bbl (\$14.31/м ³)	600 (Общая длина = 3248.52)	7779928	99032248
5	\$35/bbl (\$5.56/м ³)	400 (Общая длина = 1600)	7983151	33176235
	\$80/bbl (\$12.72/м ³)	600 (Общая длина = 2400)	8050117	90347487

При общей длине стволов 800 м сравним варианты 1 (6603404 м³) и 3 (7882683 м³). Первый вариант – один горизонтальный ствол, а третий - многозабойная скважина. Очевидно, что выгодней применять третий вариант, т.к. выше и прибыль и накопленная добыча нефти (см. рис. 4а и б).

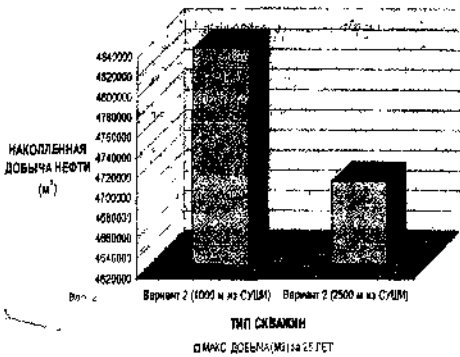
Сравнения объема накопленной добычи нефти (варианты 1 и 3)



Сравнения объема накопленной добычи нефти (варианты 4 и 5)



Сравнения объема накопленной добычи нефти (варианта 2а и б)



Сравнения объема накопленной добычи нефти (все варианты моделей скважин)

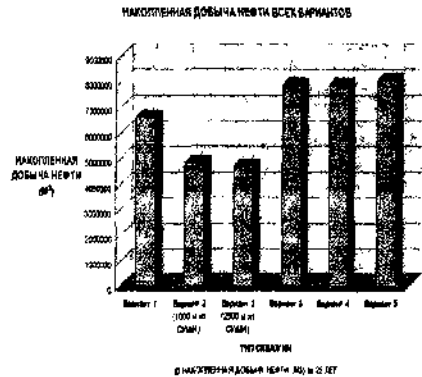


Рис. 4. Сравнения объема накопленной добычи нефти (все варианты моделей скважин)

При длине бокового ствола 600 м сравним вариант 4 (7868020.000 м^3) и 5 (8050117.000 м^3). Четвертый вариант – многозабойная скважина (один главный ствол, и два боковых, устье в углу блока); пятый, оптимизированная модель – четыре боковых ствола (устье в центре блока). Установлено, что выгодней применять вариант 5.

Этот результат подтверждают эффективность применения более коротких боковых стволов (с низкой потерей давления) по сравнению с длинными горизонтальными участками скважин (с высокой потерей давления).

Вариант 2а и 2б – забой ГС на море удален, соответственно, на 1000 и 2500 м от вертикального участка, расположенного на суше. Результаты анализа показывают что, чем дальше устье скважин от объекта, тем меньше накопленная добыча нефти (5831958 м³), а чем ближе к коллектору (1000 м), тем она больше (5834749 м³). Причина этого связана с большей потерей давления на большей длине ствола.

В общем случае более высокая величина депрессии и дебита в районе вертикального ствола и уменьшение депрессии вдоль ствола к концу горизонтальному участку позволяет дать рекомендации по рациональному расположению боковых МЗС. Чем они ближе к вертикальному стволу, тем более высокий дебит нефти. Удаление боковых стволов от вертикального участка приведет к неоправданным затратам. Эти рекомендации позволяют повысить экономическую эффективность освоения морских месторождений, как в Нигерии, так и в целом в Западной Африке.

Имеются некоторые риски в бурении многозабойных скважин. Риск повреждения одного участка при бурении по следующим боковым стволов. Возможно бурение многозабойной скважины с открытым стволом. Но при эксплуатации продуктивного пласта предпочтительно предварительно изолировать участок бокового ствола при последующем бурении и испытании других боковых стволов.

Расчет затрат и чистого дохода позволяет сравнить преимущества, связанные с использованием оптимизированной многозабойной скважины при бурении, заканчивании и добыче.

Оптимизированная МЗС, боковые стволы которой расположены на диагоналях лицензионного блока, и приближены к вертикальному стволу может быть рекомендована при освоении глубоководной месторождений Западной Африки, в Мексиканском заливе, Бразилии, где имеются аналогичны ловушки УВ.

Предлагается следующая последовательность обоснования профиля многозабойной и горизонтальной скважин:

1. Выбор критерия оптимизации (предлагается экономический критерий: прибыль за заданный период эксплуатации скважины);
2. Выбор типа профиля скважины исходя из конкретных горно-геологических условий;
3. Определение пространственного положения, длины и диаметра основного ствола скважины.
4. Определения расположения, числа, длины и диаметров боковых стволов скважины.

Таким образом, мы попытались ответить на вопрос о том, как лучше расположить многозабойные и горизонтальные скважины в коллекторе.

Основные результаты и выводы

1. Многовариантное компьютерное моделирование с применением с учётом горно-геологических условий морских месторождений Нигерии программы VIP Landmark и анализ его результатов позволил выявить наиболее жизнеспособные варианты профилей многозабойных скважин, учитывающие горно-геологические особенности строения дельтовых нефтяных месторождений Нигерии и расположение буровой установки на суше или на море. Показано, что при освоении месторождений в глубоководной части Западной Африки целесообразно использовать вариант 5 многозабойной скважины, характеризующийся высокими технико-экономическими показателями.

Изучение особенностей геологического строения морских месторождений в Нигерии должно осуществляться на основе совместного анализа данных сейсморазведки методом ОГТ, геофизических исследований в процессе и после процесса бурения оценочной вертикальной скважины и петрофизических исследований по керну и шламу.

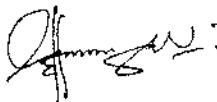
2. Одним из важных в практическом отношении результатов данной работы является установление того, что большая длина горизонтального участка ГС или боковых стволов МЗС еще не означает автоматического увеличения добычных возможностей скважины, а в ряде случаев даже может приводить к снижению объемов добываемой нефти.
3. Установлено, что при проектировании морских многозабойных и горизонтальных скважин затраты на их строительство играют большую роль, в определенной мере определяют оптимальную длину стволов и срок эксплуатации залежи.
4. Усовершенствована методика определения оптимальной протяженности горизонтального интервала ГС и боковых стволов МЗС. Впервые для условий морских месторождений Нигерии определена оптимальная длина горизонтального интервала, равная 1000 – 1200 м; и МЗС Вариант 3: 600 – 800 м; Вариант 4: 200 – 600 м; Вариант 5: 400 – 600 м.
5. Обосновано, что при освоении в Нигерии морских месторождений, расположенных недалеко от береговой линии, буровую установку целесообразно устанавливать на суше.

6. В диссертации предложен критерий к оптимизации длины горизонтальных интервалов и боковых стволов ГС и МЗС на основе расчета накопленной добычи нефти и чистого дохода от ее потенциальной реализации. Одним из следствий этого критерия является зависимость оптимальных длин горизонтальных стволов от мировых цен на нефть.
7. На основе обобщения полученных в ходе выполнения диссертации результатов разработана методическая схема проектирования профиля морской многозабойной и горизонтальной скважин, являющаяся методической основой проектной стадии работ при освоении морских месторождений нефти и газа.
8. Сопоставление результатов моделирования при проектировании профилей ГС и МЗС для условий морских месторождений Нигерии свидетельствует о наличии существенных резервов повышения эффективности освоения национальных ресурсов углеводородного сырья.

Результаты диссертации опубликованы в следующих печатных работах:

1. Стрельченко В.В., Балицкий В.П., Обо О.Э. «Методическая схема проектирования профиля морской многозабойной горизонтальной скважины». Сборник тезисов докладов: 6-я Научно-техническая конференция «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России». - М.: 2005 г. С.49.
2. Балицкий В.П., Стрельченко В.В., Обо О.Э. «К вопросу оптимизации конструкции многозабойных горизонтальных скважин» Сборник тезисов докладов 6-я Научно-техническая конференция «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России». - М.: 2005 г. с 71.
3. Обо Окон Эффионг. «Перспективы эксплуатации нефтеносных песков и турбидитов из дельтовых отложений в Нигерии». Сборник тезисов докладов 6-я Научно-техническая конференция «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России». - М.; 2005 г. с.49.
4. Стрельченко В.В., Обо О.Э., Балицкий В.П. «Технико-экономический подход к проектированию профиля морской горизонтальной скважины». Ж., Нефть, Газ и Бизнес, № 4, Москва, 2005, с. 61- 63.

Соискатель



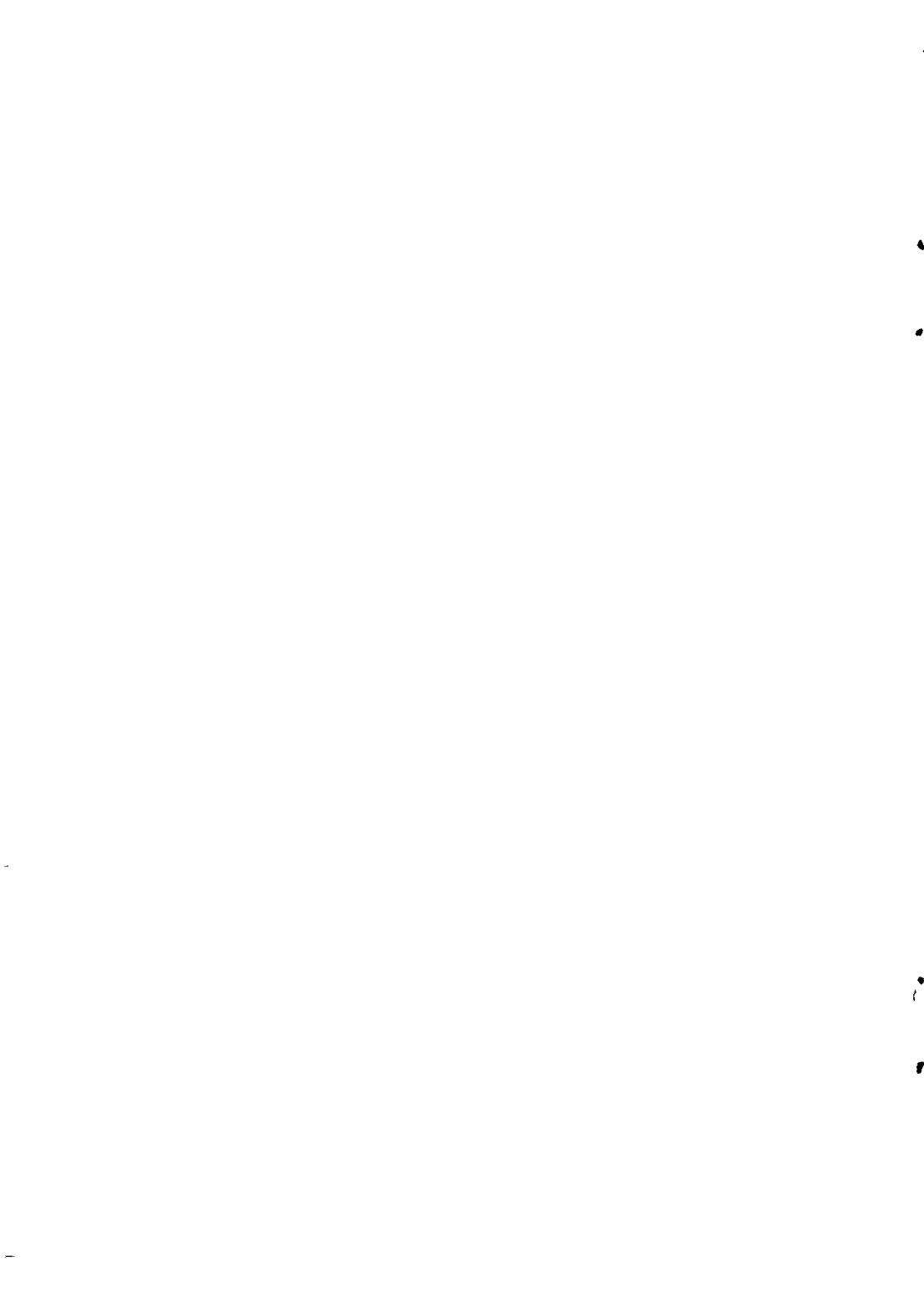
О.Э. Обо

4

5

6

7



Отпечатано на ризографе
в ОНТИ ГЕОХИ РАН
Тираж 100 экз.

№ 16506

РНБ Русский фонд

2006-4

12379