



*Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин*

Смирнов Илья Александрович

Выпускная квалификационная работа
на тему:

**Бурение наклонно- направленной скважины на
Мишкинском месторождении.**

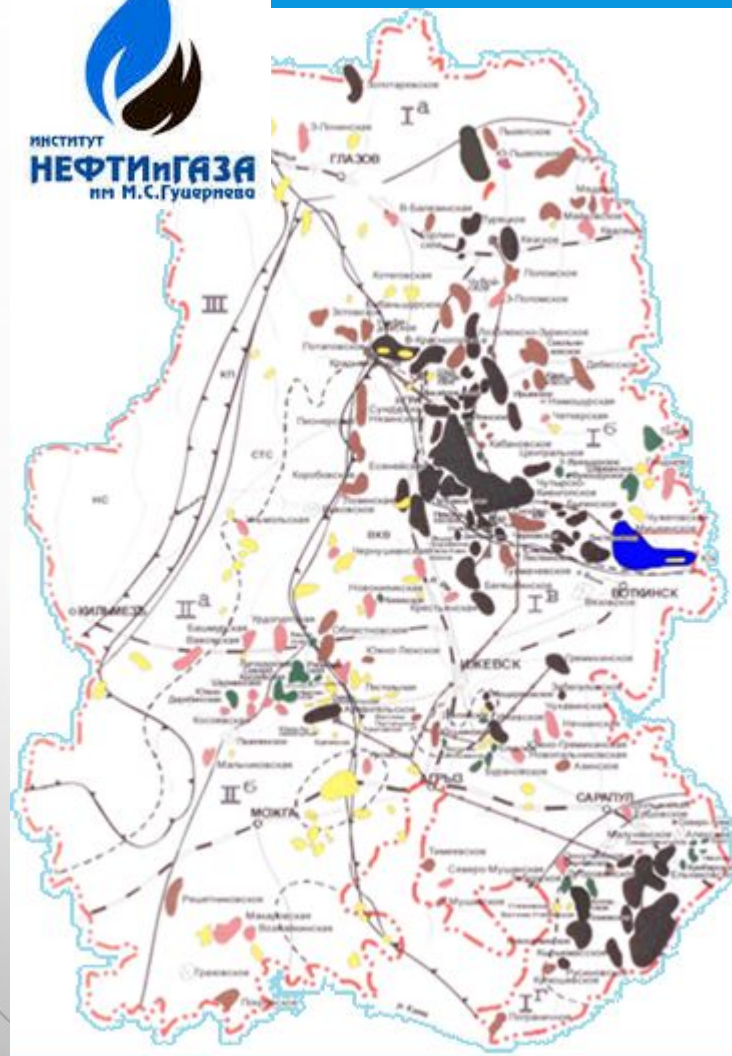
Предупреждение и ликвидация проявлений.

ЗСВПБ - 21.03.016-53(К)

Руководитель ВКР

С.И. Сафронов

Ижевск, 2016г.

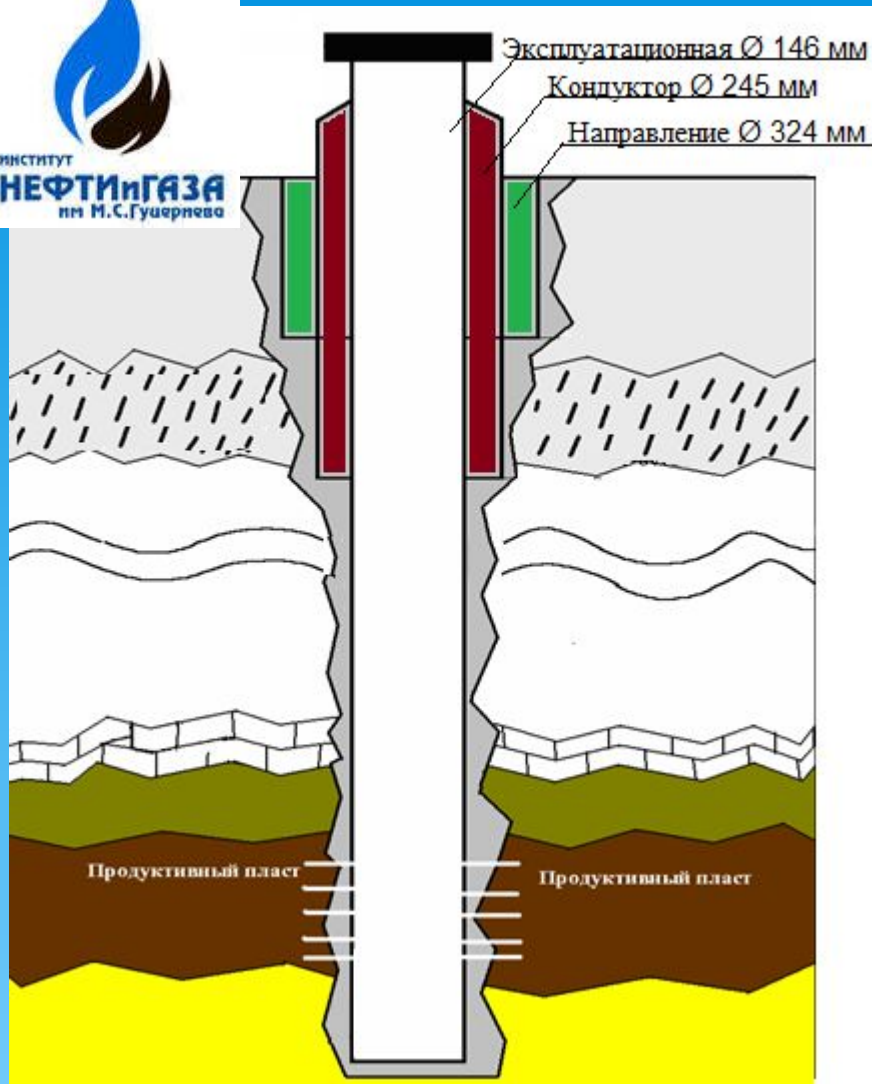


Мишкинское месторождение нефти открыто в 1966 году. Месторождение расположено на территории Воткинского и Шарканского районов Удмуртии.

Основной целью данной работы является технико-технологические приемы бурения наклонно-направленного ствола с целью повышения нефтеотдачи продуктивных горизонтов на Мишкинском месторождении. А так же предупреждения и ликвидация проявлений.



Для бурения данной скважины глубиной 1220м (по вертикале), 1302м (по стволу) подходит буровой станок 1600/100 ЭУ. Представляя собой мачтовую А-образную, секционную, трубчатую с трехгранным сечением ног буровую установку, грузоподъемностью- 100т.



Конструкция скважины состоит из трех обсадных колонн. Направление \varnothing 324 мм спускается на глубину 30 м по вертикали и по стволу. Цементируется до устья. Кондуктор \varnothing 245 мм спускается на глубину 500 м, по вертикали (527 м, по стволу). Цементируется до устья. Эксплуатационная \varnothing 146 мм спускается на глубину 1220 м по вертикали (1302 м, по стволу) с целью перекрытия Башкирского горизонта на всю толщ и цементируется в одну ступень с перекрытием тампонажным раствором башмака кондуктора на 150 м.

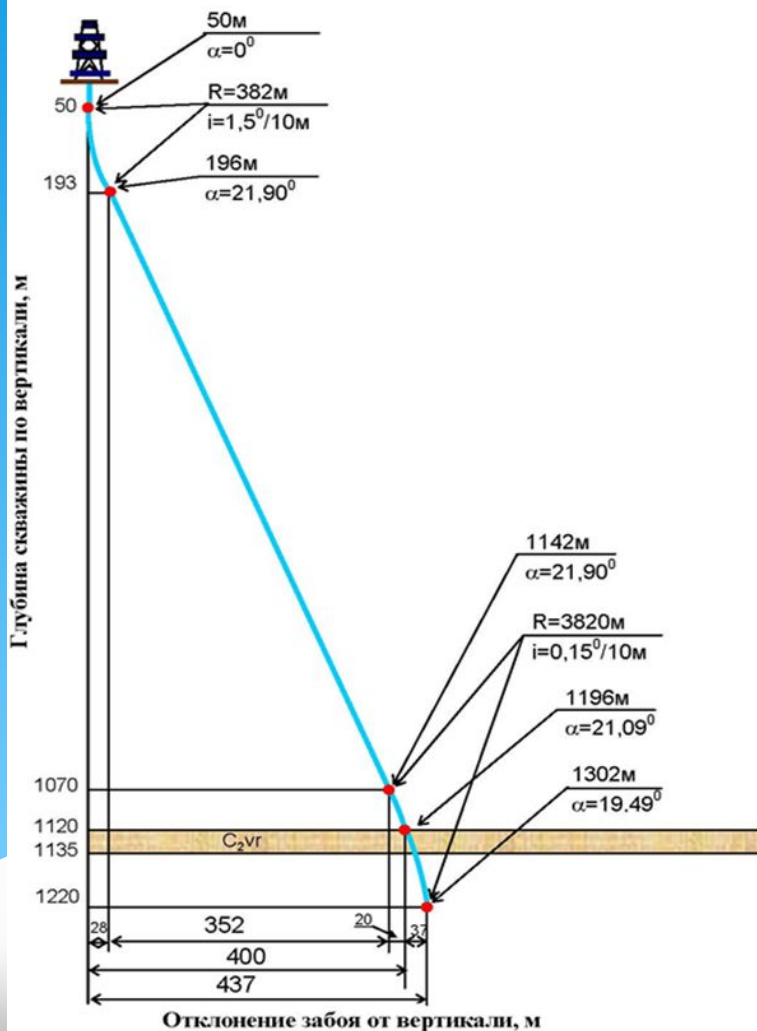
С учетом особенностей геологического разреза месторождения и технических средств бурения проектный профиль включает четыре интервала: вертикальный, интервал увеличения зенитного угла, интервал стабилизации и участок падения зенитного угла.

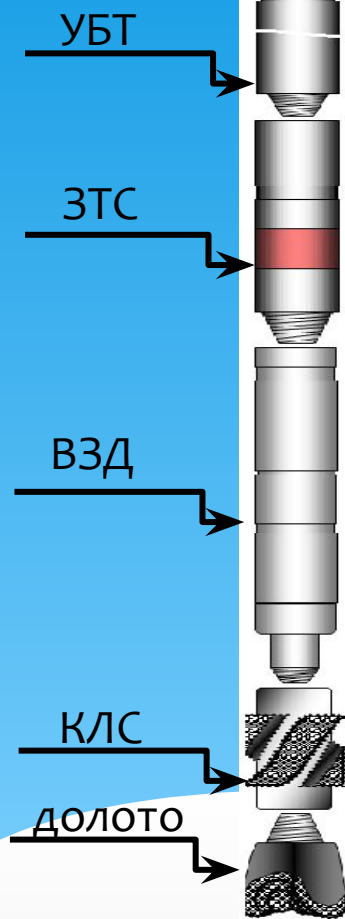
интервал стабилизации и участок падения зенитного угла.

Вертикальный участок - 0-50 м. На участке увеличения с интенсивностью $1,5^\circ$ на 10м на глубине 193м набирается зенитный угол $21,9^\circ$. Радиус искривления при этом составляет 382м.

Участок стабилизации - 193-1070 м - по вертикали (196-1142м - по стволу) бурится с зенитным углом $21,9^\circ$.

Участок падения зенитного угла с $21,9^\circ$ до $19,49^\circ$ бурится до проектного забоя в интервале 1070-1220м - по вертикали (1142-1302 м - по стволу) с интенсивностью $0,15^\circ$ на 10м с целью выхода на точку входа в продуктивный пласт C_2vr (Верейский горизонт) с общим отходом 400м.





Для бурения под направление используется КНБК № 1:
III-393,7 М-ЦВ, 2ТСШ-240, ПК-127х9,2 в интервале 0-30 м.

При бурении под кондуктор в интервале 30-500(527м)
применяем КНБК № 2-4:

295,3 NU-12T-R85 , 8КС-295,3СТ, 2ТСШ-240, ЗТС СИБ-2-178,
УБТ-203, ПК-127х9,2.

При бурении под эксплуатационную колонну в
интервале 500 (527м) – 1220 (1302м) используется
КНБК № 5,6:

215,9 AUL-LS54X-R269, 10КСИ-215,9, Д2-195, ЗТС-СИБ-2-178,
УБТ-178, ПК-127х9,2.

Особое внимание при бурении данной скважины уделялось качеству и эффективности очистки бурового раствора. По этому по ходу всего цикла строительства скважины параметры раствора строго соответствовали ГТН. Бурение



под направление и кондуктор ведется на пресной глинистой суспензии, для приготовления которой используется глинопорошок ПГКМ ($\rho=1,10-1,12\text{г/см}^3$

$T=20-25\text{с}$, $\text{pH}=7-8$). При бурении под эксплуатационную колонну с интервала 500(527м)-1070(1142м) скважина переводится на минерализованный естественный раствор ($\rho=1,12-1,14\text{г/см}^3$, $\text{pH}=6-7$). С интервала 1070(1142м) - 1220(1302м)

возможны осыпи и обвалы стенок скважины, нефтеводопроявления, поглощение раствора поэтому скважину переводят на минерализованный крахмально- биополимерный раствор ($\rho=1,15\text{г/см}^3$, $T=40-60\text{с}$, $\text{pH}=7-8$).

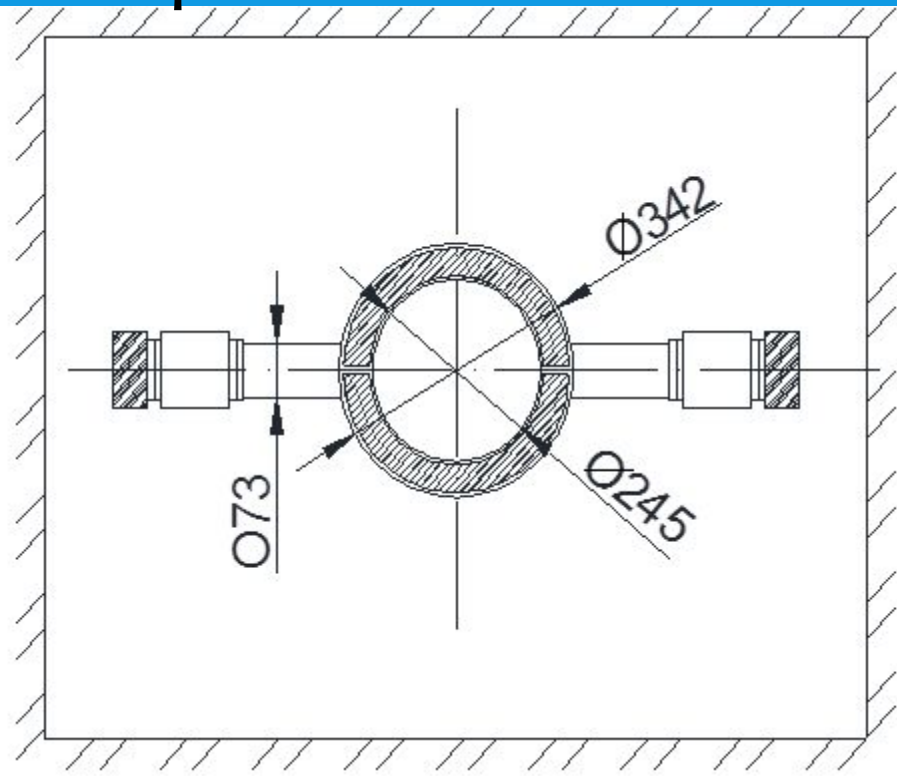
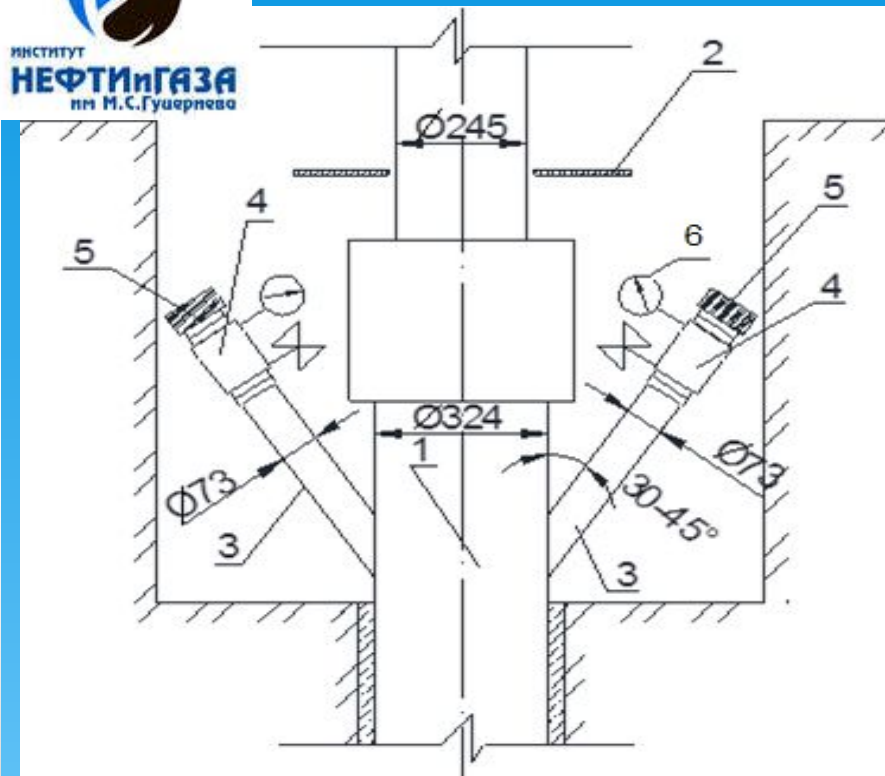
На этапе крепления в значительной степени определяется качество строительства скважины, ее эксплуатационная надежность. Качество работ по креплению скважин и разобщению продуктивных пластов характеризуется уровнем подъема тампонажного раствора за всеми спущенными колоннами, герметичностью обсадных колонн, отсутствием межпластовых перетоков.

Направление цементируется до устья, низ колонны оборудуется башмаком типа БКМ, цементный раствор $\rho=1,83 \text{ г/см}^3$ из цемента типа ПЦТ I-50, затворяется на 8 % водном растворе CaCl. Кондуктор цементируется до устья, низ кондуктора оборудуется башмаком типа БКМ, обратный клапан- типа ЦКОД. Интервал 500-350(527-365 м) заполняется цементным раствором $\rho=1,83 \text{ г/см}^3$ из цемента типа ПЦТ I-50. Интервале 350-0 (365-0м) заполняется облегченным тампонажным раствором $\rho= 1,42 \text{ г/см}^3$ из цемента марки ПЦТ III-Об4-50. Эксплуатационная колонна цементируется до уровня на 150 м выше башмака кондуктора по вертикали, низ колонны оборудуется башмаком типа БКМ, обратный клапан - типа ЦКОД. Перед тампонажным раствором закачивается буферная жидкость $V=6 \text{ м}^3$. Интервал 1220-900(1302-958 м) заполняется тампонажным раствором $\rho=1,83 \text{ г/см}^3$ из цемента типа ПЦТ IG-CC-1.Интервал 900-350(958-365 м) закачивается облегченный тампонажный $\rho= 1,42 \text{ г/см}^3$ из цемента марки ПЦТ III-Об4-50.



ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА
им. М.С. Гусейнова

Устройство «муфты- герметизатора» для предотвращения заколонного проявления



1- труба Направления Ø324мм;
2- стальной полумесяц из стали 10-12 мм;
3- патрубок с фланцами под КВД;

4- кран шаровый КШ 50х70;
5- штуцер с резьбой под БРС;
6- манометр;

Предупреждение и ликвидация проявлений.

Неправильное выполнение отдельных технологических операций приводит к нарушению равновесного состояния в системе скважина - пласт.

Возникновение нефтеводопроявлений связано с превышением пластового давления над забойным. Снижение забойного давления, обуславливающее поступление пластового флюида в ствол скважины, происходит по следующим причинам:

- использование бурового раствора с плотностью меньше необходимой;**
- недолив скважины при подъеме бурильного инструмента;**
- долив скважины водой либо раствором меньшей плотности;**
- поршневание при подъеме бурильного инструмента с большой скоростью либо при сальникообразовании;**
- ошибки в определении пластового давления во вскрываемом пласте;**
- поглощение бурового раствора;**

Признаки раннего обнаружения нефтеводопроявления в процессе вскрытия продуктивных пластов:

Прямые:

- увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях;
- увеличение относительной скорости выходящего из скважины потока бурового раствора при неизменной подаче насосов;
- повышение нефтесодержания в буровом растворе;
- перелив бурового раствора из скважины при отключенных буровых насосах;
- уменьшение плотности выходящего из скважины бурового раствора;

Косвенные:

- увеличение механической скорости бурения;
- снижение давления на буровых насосах;
- поглощение бурового раствора;
- изменение параметров бурового раствора;

Мероприятия по не допущению проявлений:

- **оперативный контроль за объемами бурового раствора в активных емкостях;**
- **оперативный контроль за доливаемым (вытесняемым) объемом бурового раствора во время СПО;**
- **ограничение скорости спуска (подъема) инструмента во время СПО для предотвращения поршневания ;**
- **промывка до полного выравнивания параметров бурового раствора (не менее одного цикла);**
- **соблюдение регламента промежуточных промывок**

Буровой бригаде необходимо постоянно контролировать эти параметры, чтобы своевременно выявить начало проявления и принять меры к недопущению перехода проявления в открытую форму.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте произведены расчёты строительства наклонно-направленной скважины глубиной 1220 (1302 м) на Мишкинском месторождении Удмуртской Республики.

Особое внимание уделено технологии бурения наклонно-направленной скважины. Большое значение уделено требованиям промышленной безопасности и безопасности жизнедеятельности при ведении буровых работ.

Следует отметить что разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами приведет к снижению удельных капиталовложений на создание нефтедобывающих мощностей.



ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА
им. М.С. Гусейнова

Благодарю за внимание!