|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  «ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  Институт геологии и нефтегазодобычи  Кафедра РЭНГМ | | | | | |
|  | | | | | |
| Научно-исследовательская работа  **Тема: «Оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на Ватьеганском месторождении»** | | | | | |
|  | | | | **РУКОВОДИТЕЛЬ:** |
|  | | | | *д.т.н., профессор*  *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_* Мулявин С.Ф |
|  | | | |  |
|  | | | | **ВЫПОЛНИЛ:** |
|  | | | | |  | | --- | | *студент группы РМм-20-4*  *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_* Экорбор К.К. | |
|  | | |
|  |  |

Тюмень, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

[ВВЕДЕНИЕ............................................................................................................................................3](#_Toc470736891)

[СУЩНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ............................4](#_Toc470736892)

[ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ...........................11](#_Toc470736893)

[КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ...23](#_Toc470736894)

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ.......................................................................24

[ЗАКЛЮЧЕНИЕ](#_Toc470736895)....................................................................................................................................27

[ПРИЛОЖЕНИЕ 1................................................................................................................................28](#_Toc470736896)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2................................................................................................................................29](#_Toc470736897)

[СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ...................................................................................................................30](#_Toc470736898)

# ВВЕДЕНИЕ

Рассматриваем определение конденсатной банки по результатм гидродинамического исследования на скважине в данной работе. Целью данной работы является определение конденсатной банки по результам гидродинамического исследования скаважин. Анализ результатов гидродинамических исследований (ГДИ) газоконденсатных скважин при давлениях ниже давления начала конденсации достаточно сложен. Известно, что после того, как пластовое давление вблизи ствола скважины падает ниже давления начала конденсации, происходит ретроградная конденсация, и часть газа из газообразного состояния переходит в жидкое. Компонентный состав углеводородов газоконденсатной смеси в призабойной зоне изменяется вследствие наличия двухфазной системы и появления конденсатной банки. В результате, в призабойной зоне скважины образуются три или четыре области с различной насыщенностью конденсатом и подвижностью газа.

Эти области, соответствующие переходным процессам, должны отражаться на регистрируемых кривых восстановления давления или кривых снижения давления в виде радиальной составной системы из двух или трех зон на производной данных кривых. В статье определена наиболее подходящая аналитическая модель для проведения оценки параметров пласта, показана возможность распознавания и интерпретации переходных процессов по результатам испытаний разведочных скважин в неразрабатываемом морском газоконденсатном месторождении Венесуэлы. С целью определения условий существования многофазного потока в пласте использованы наиболее часто применяемые методы ГДИ скважин с многофазным флюидом (функция однофазного псевдодавления, функция двухфазного псевдодавления и псевдодавление трехзонной модели). В каждом случае сравнивалось в первую очередь значение абсолютной проницаемости пласта, полученное при исследовании керна и при использовании других видов промыслово-геофизических исследований, а также из стандартного анализа результатов ГДИ (например, проницаемости, скин-эффект и т. д.).

Показана возможность применения результатов, полученных при аналитической интерпретации испытаний скважин в качестве исходных данных для выполнения композиционного моделирования. Данное моделирование позволяет не только обеспечить приемлемое выравнивание на билогарифмическом графике псевдодавления и производной КВД, но и спрогнозировать, как система (в частности конденсатная банка) будет развиваться в будущем и ее влияние на добычу газа и конденсата.

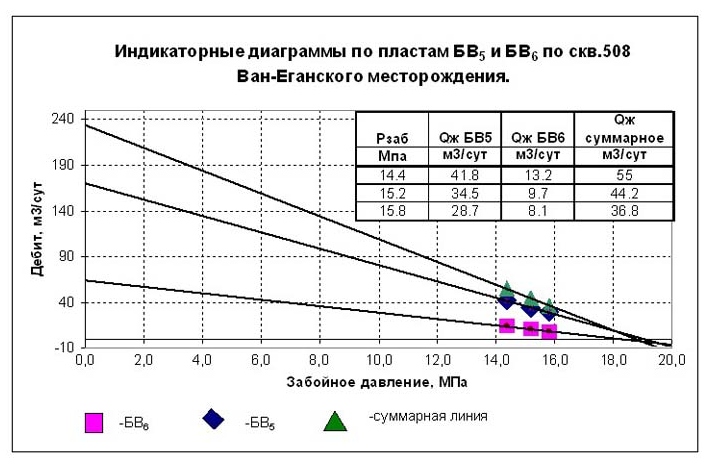
**СУЩНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ**

Для определения эксплуатационных характеристик водяных скважин наряду с геофизическими методами исследований применяют гидродинамические тесты, благодаря которым можно определить дебет колодца и характеристики залегающих водоносных пластов. Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) позволяют выяснить перспективность добывающего воду объекта, причем как работающего, так и законсервированного. **Основной целью исследования залежей и скважин**является получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проек­тирования, анализа, регулирования разработки залежей и экс­плуатации скважин. Исследование начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» ме­сторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и экс­плуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь. ГДИС также проводится для определения технологической эффективности мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти Различные методы ГДИС дают возможность оценить не только характеристики околоскважинных пород, но и параметры удаленных от места бурения зон водоносного пласта. В ходе гидродинамических исследований скважин учитывается расположение их фильтрующей части по отношению к водоносным слоям. Это взаимоотношение характеризует такой показатель, как степень несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия пласта.

Исследования можно подразделить на первичные, текущиеи специальные. **Первичные исследования** проводят на стадии раз­ведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их за­ключается в получении исходных данных, необходимых для под­счета запасов и проектирования разработки. **Текущие исследо­вания** осуществляют в процессе разработки. Их задача состоит в получении сведений для уточнения параметров пласта, при­нятия решений о регулировании процесса разработки, проекти­рования и оптимизации технологических режимов работы сква­жин и др. **Специальные исследования**вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин.

Есть способы исследований при стабильных фильтрующих режимах и нестабильных. К первым относится анализ индикаторной диаграммы, ко вторым такие аналитические методики: кривая возобновления водяного давления; кривая убывания давления; восстановление уровня; график притока; гидропрослушивание.

**Анализ индикаторной диаграммы**

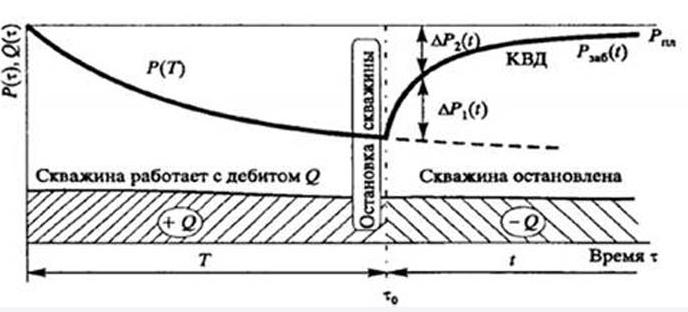


Пример индикаторной диаграммы скважины

Этот метод ГДИ используют для определения оптимального режима работы скважины. Диаграммы строятся исходя из взаимоотношения депрессии, оказываемой на водоносный пласт и изменения от этого ее продуктивности. Данный метод применим на действующих колодцах с высокой производительностью. Предусматривается осуществление замеров обозначенных взаимоотношений при нескольких режимах эксплуатации.

Благодаря анализу ИД определяются такие параметры, как давление в пласте и степень продуктивности действующей скважины. Также этот способ, входящий в гидродинамические исследования скважин, позволяет косвенно определить фильтрационные свойства пород водоносного горизонта. Способность околоскважинных пород к фильтрации не учитываются, если определяется что это несовершенная скважина по характеру или степени вскрытия водоносного пласта.

**Кривая возобновления давления**



Данная аналитическая методика ГДИ применима для колодцев с высокой и стабильной продуктивностью. Метод заключается в регистрации давления после закрытия устья скважины, для чего обсадная труба герметизируется, в результате чего приток жидкости прекращается. Исследуя динамику повышения давления, что происходит в течение длительного периода (от суток до нескольких недель), можно оценить параметры исследуемого пласта не только в приближенных к скважине зонах, но и на удаленных участках. Погрешность в оценки параметров могут внести функционирующие неподалеку колодцы, что ведут отбор из того же водоносного горизонта.

Обратная динамика заполнения полости колодца водой характеризует давление в водоносном слое. Такая методика анализа потенциальной производительности проводится на колодцах с низким давлением пластовой жидкости, что может быть следствием несовершенства скважины как по характеру, так и по степени вскрытия водоносного пласта. Определенную роль при этом играют геофизические свойства фильтрующих пород. Приток воды из горизонта провоцируется тем, что в обсадную трубу нагнетается воздух компрессором, который заставляет жидкость уходить обратно в пласт. Обратная динамика заполнения полости колодца водой характеризует давление в водоносном слое, по которому, при применении такого метода ГДИС, определяется дебет источника.

**Методика гидропрослушивания**

Гидродинамические методы исследования скважин включают в себя и такой способ анализа исследуемых пластов, как гидропрослушивание. Данная методика ГДИС позволяет получить информацию о наличии тектонических деформаций и линий выклинивания (наличии разделяющих водоносный горизонт разграничительных перегородок). Для осуществления такого исследования задействуется несколько соседних скважин, добывающих из одного водоносного горизонта. Когда в одном колодце искусственно изменяют давление, жидкость в другом колодце реагирует на такие явления. По степени этой реакции можно судить о характеристиках пласта и наличии/отсутствии преграждающих препятствий в пространстве между скважинами.

**ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ**

**Анализ эффективности ГРП**

По состоянию на 01.01.2016 г. дополнительная добыча за счет 1075 ГРП на добывающих скважинах месторождения составляет 12957,0 тыс. т или 12,2 тыс. т на одну скважинно-операцию, в том числе по объектам:

1. Объект АВ1-3 – 2192,1 тыс. т или 6,52 тыс. т/скв., в т. ч.:

а) по эксплуатационным скважинам – 1830,3 тыс. т или 6,31 тыс. т/скв.;

б) при переводе – 70,2 тыс. т или 11,7 тыс. т/скв.;

в) на фонде из бурения – 268,9 тыс. т или 7,7 тыс. т/скв.;

г) при ОРЭ – 22,8 тыс. т или 4,6 тыс. т/скв.

1. Объект АВ6 – 0,05 тыс. т (1 ГРП на эксплуатационном фонде).
2. Объект АВ71 – 13,9 тыс. т или 1,7 тыс. т/скв. на эксплуатационном фонде.
3. Объект АВ72 – 0,02 тыс. т (1 ГРП на эксплуатационном фонде).
4. Объект АВ8 – 393,4 тыс. т или 11,2 тыс. т/скв. в т. ч.:

а) по эксплуатационным скважинам – 390,8 тыс. т или 12,2 тыс. т/скв.;

б) при приобщении – 0,5 тыс. т (1 ГРП);

в) при переводе – 2,0 тыс. т или 1 тыс. т/скв.

1. Объект БВ1-2 – 117,0 тыс. т или 3,8 тыс. т/скв. в т. ч.:

а) по эксплуатационным скважинам – 108,3 тыс. т или 3,7 тыс. т/скв.;

б) при переводе – 0,01 тыс. т (1 ГРП);

в) при бурении вторых стволов – 8,7 тыс. т (1 ГРП).

1. Объект БВ61 – 158,8 тыс. т или 19,8 тыс. т/скв. в т. ч.:

а) по эксплуатационным скважинам – 0 тыс. т;

б) при переводе – 87,3 тыс. т или 29,1 тыс. т/скв.;

в) при ОРЭ – 1,4 тыс. т (1 ГРП);

г) при бурении вторых стволов – 70,1 тыс. т или 35 тыс. т/скв.

1. Объект БВ62 – 0,3 тыс. т/скв. (1 ГРП).
2. Объект БВ71 – 151,8 тыс. т или 8,4 тыс. т/скв. в т. ч.:

а) по эксплуатационным скважинам – 53,0 тыс. т или 8,8 тыс. т/скв.;

б) при приобщении – 55,5 тыс. т или 9,3 тыс. т/скв.;

в) при переводе – 36,2 тыс. т или 9,1 тыс. т/скв.;

г) при бурении вторых стволов – 7,0 тыс. т или 3,5 тыс. т/скв.

1. Объект БВ10+Ач – 0,004 тыс. т (1 ГРП при переводе);
2. Объект ЮВ1 – 9929,7 тыс. т или 15,6 тыс. т/скв., в т. ч.:

а) по эксплуатационным скважинам – 1515,8 тыс. т или 9,4 тыс. т/скв.;

б) при переводе – 222,2 тыс. т или 11,7 тыс. т/скв.;

в) на фонде из бурения – 8187,8 тыс. т или 18,0 тыс. т/скв.;

г) при ОРЭ – 3,8 тыс. т (1 ГРП).

**Объект АВ1-3**

По состоянию на 01.01.2016 г. на объекте АВ1-3 выполнена 351 операция ГРП, в эксплуатацию введены 349 скважин. Первый ГРП на объекте АВ1-3 выполнен в 1994 г., в 2006 г. наблюдается значительное увеличение количества обработок до 50 ед. с постепенным снижением до 5 обработок в 2011 г. В 2014 г. объем ГРП достиг 65 ед., в 2015 г. – 48 ед. В целом, количество обработок на объекте не велико в сравнении с фондом скважин на объекте, что обусловлено близким расположением водонасыщенных пластов и невыраженными глинистыми перемычками, рисунок 2.5.

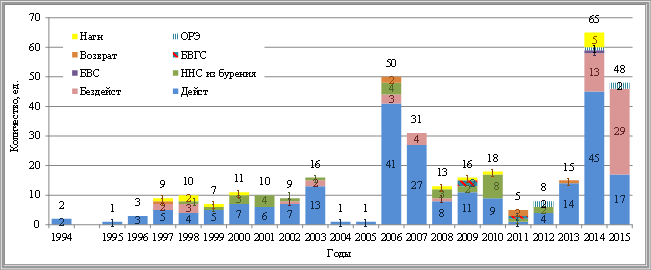


Рисунок 2.5 – Распределение объемов ГРП по годам. Объект АВ1-3

Доля добытой нефти за счет ГРП на объекте не превышает 6 % от общей добычи (рисунок 2.6) и составляет 2192 тыс. т или 6,52 тыс. т на скважину, из них:

- на эксплуатационном фонде 1830,3 тыс. т или 6,31 тыс. т/скв;

- на фонде из бурения 268,9 тыс. т или 7,68 тыс. т/скв;

- при переводах 70,2 тыс. т или 11,7 тыс. т/скв;

- при ОРЭ 22,8 тыс. т или 4,6 тыс. т/скв.

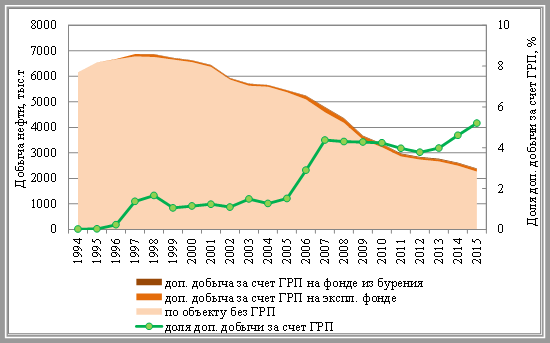


Рисунок 2.6 – Динамика изменения дополнительной добычи нефти по годам. Объект АВ1-3

Охват фонда методом ГРП составляет на 01.01.2016 г. 10,9 % (рисунок 2.7).

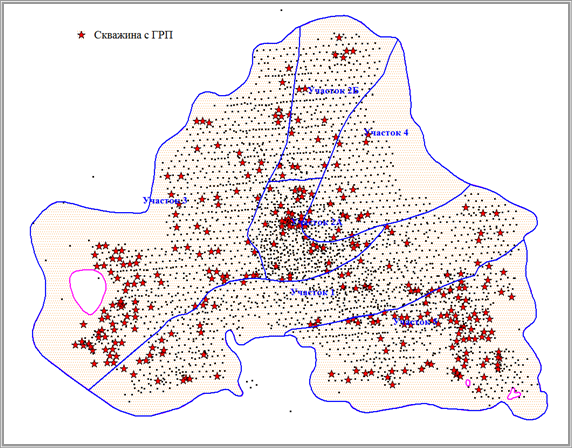


Рисунок 2.7 – Расположение скважин с ГРП на объекте АВ1-3

**Эксплуатационный фонд**

На эксплуатационном фонде выполнено 290 обработок ГРП, что составляет 83 % от общего количества ГРП на объекте. Дополнительная добыча нефти составила 1830,3 тыс. т или 6,31 тыс. т/скв. из них:

- на действующем фонде 1694,1 тыс. т или 7,3 тыс. т/скв. при 232 операциях;

- на бездействующем фонде 136,2 тыс. т или 2,3 тыс. т/скв. при 58 операциях.

До 2013 г. ФЕС скважин находятся на одном уровне, в 2014-2015 гг. наблюдается увеличение характеристик пластов. Так, в 2014 г. эффективная толщина пласта составила 19,5 м, в 2015 г. – 19,2 м, максимальная средняя эффективная толщина за прошлые периоды достигала 14,4 м, песчанистость в 2014-2015 гг. составляла 0,55 доли ед., в предыдущие периоды – 0,42 доли ед. На бездействующем фонде заметно различие в проницаемости пластов: до 2014 г. средняя проницаемость не превышала 60\*10-3 мкм2, в 2014 г. составила 166\*10-3 мкм2, в 2015 г. – 133\*10-3 мкм2.

Средняя масса проппанта, применяемая на объекте, составила 13,4 т, минимальные значения наблюдаются при обработках в период 1994-1999 гг. – 6,6 т, максимальные в период 2006-2010 гг. – 18,7 т. Средняя удельная масса проппанта составляет 0,87 т/м, в период 2014-2015 гг. – 0,76 т/м.

Основным отличием обработок последних лет является существенное увеличение базовой обводненности до ГРП и дебита жидкости. Так, в начальный период применения метода базовая обводненность на скважинах не превышала 10 %, в 2014 г. обводненность составила 96 %, в 2015 г. – 97,5 %. Применение ГРП на таких скважинах стало возможно благодаря нестандартным подходам при выполнении обработок как на стадии ПЗР (сопутствующие ГРП мероприятия), так и непосредственно при ГРП: РИР НЭК спуском 102 э/к (эксплуатационной колонны), РИР существующих интервалов пласта, ГРП на линейном геле и др. Подробнее эффективность данных мероприятий будет рассмотрена ниже.

Ухудшение базовых эксплуатационных показателей привело к снижению приростов дебита нефти. В период до 2010 г. по действующему фонду средний начальный прирост превышал 7 т/сут, при обработках 2014 г. прирост составлял 3,1 т/сут, в 2015 г. – 4,0 т/сут. На бездействующем фонде прирост по годам отличается незначительно: максимальные значения прироста были достигнуты в 2006-2010 гг. – 5,6 т/сут, за последние 2 года прирост составил 3,2 т/сут.

На рисунке (рисунок 2.8) показано распределение скважин по диапазонам начального и среднегодового приростов дебита жидкости и нефти. Около четверти скважин (24 %) имеют начальный прирост менее 1 т/сут, по среднегодовому приросту доля таких скважин незначительно увеличивается до 27,6 %. Отметим также заметную долю скважин с начальным приростом свыше 10 т/сут – 21 %, по показателю среднегодового прироста таких скважин 13,4 %. Отрицательный прирост дебита жидкости получен, чаще всего, при РИР НЭК спуском 102 э/к. Начальные приросты дебита жидкости распределены равномерно по выделенным диапазонам.

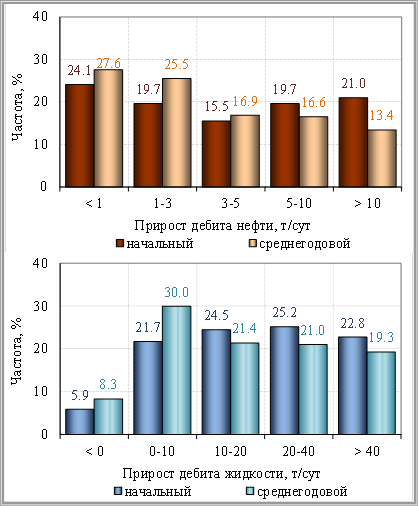


Рисунок 2.8 – Распределение эксплуатационного фонда скважин по диапазонам начального и среднегодового приростов дебитов нефти и жидкости после ГРП. Объект АВ1-3

Входные показатели дебитов после ГРП по диапазонам эффективных толщин пласта приведены на рисунке (рисунок 2.9). Из рисунка видно, что с увеличением эффективной толщины пласта увеличивается дебит жидкости, дебит нефти, напротив, снижается. Отметим, что доля скважин с ГРП, выполненных в 2014-2015 гг. увеличивается в диапазонах с выраженной эффективной мощностью пластов. В диапазоне менее 11 м доля скважин с ГРП в 2014-2015 гг. составила 18 %, в диапазоне от 11 до 16 м – 31 %, в диапазоне 16-22 м – 40 %, при мощности более 22 м – 68 %. Этим объясняется более высокая обводненность продукции.

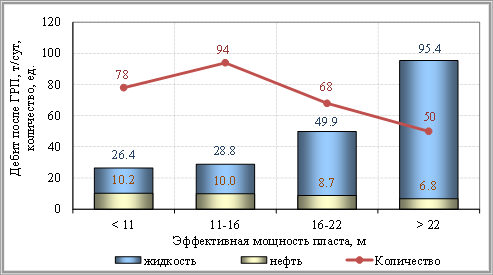


Рисунок 2.9 – Распределение дебитов жидкости и нефти после ГРП по диапазонам эффективной мощности пластов. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

Динамику работы скважин при различной мощности пластов можно проследить на рисунке (рисунок 2.10). При сравнимых значениях базового дебита нефти, в группе скважин свыше 16 м наблюдается значительно более высокая обводненность – свыше 80 %. После ГРП обводненность таких скважин снижается, что обусловлено сопутствующими ГРП мероприятиями по изоляции высокообводненных интервалов.

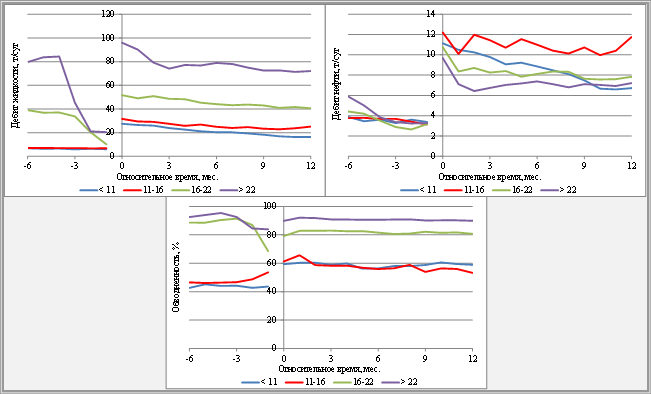


Рисунок 2.10 – Приведенные дебиты жидкости, нефти и обводненность на дату ГРП с разделением по диапазонам эффективной мощности пласта. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

В связи с большим количеством обработок в 2014-2015 гг. и для учета текущей стадии разработки объекта дополнительно построены графики распределений, зависимости и приведенные дебиты за 2014-2015 гг. Распределения по эффективной мощности пласта за последние 2 года приведены на рисунке (рисунок 2.11). Из рисунка следует, что высокие дебиты жидкости и нефти получены при мощности пласта свыше 19 м.



Рисунок 2.11 – Распределение дебитов жидкости и нефти после ГРП по диапазонам эффективной мощности пластов по операциям 2014-2015 гг. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

Приведенные дебиты жидкости и нефти с разделением по диапазонам эффективных толщин по скважинам, запущенным в 2014-2015 гг., представлены на рисунке (рисунок 2.12), темпы падения дебитов за 12 месяцев после ГРП обобщены в таблице (таблица 2.1). Более высокие дебиты нефти после обработок скважин с эффективной толщиной в диапазоне 19-24 м обусловлены низкими значениями ВНФ – 3,1 ед., по скважинам с толщиной более 24 м ВНФ составил 5 ед.

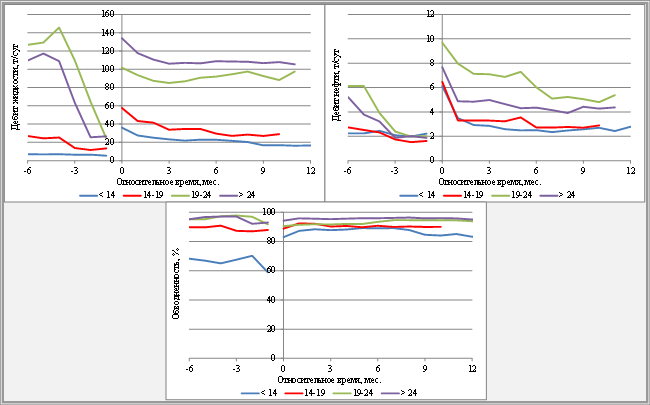


Рисунок 2.12 – Приведенные дебиты жидкости, нефти и обводненность на дату ГРП с разделением по диапазонам эффективной мощности пласта по операциям 2014-2015 гг. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

Таблица 2.1 – Темпы падения дебитов жидкости и нефти по диапазонам эффективной мощности пластов по операциям 2014-2015 гг. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Эффективная мощность, м** | **Количество  скважин, ед.** | **Темп падения** | | | |
| **Дебит нефти** | | **Дебит жидкости** | |
| **т/сут/мес.** | **%** | **т/сут/мес.** | **%** |
| < 14 | 29 | 0,31 | 60 | 1,64 | 55 |
| 14-19 | 27 | 0,33 | 55 | 2,38 | 50 |
| 19-24 | 23 | 0,36 | 45 | 0,35 | 4 |
| > 24 | 25 | 0,28 | 43 | 2,38 | 21 |
| Всего | 104 | 0,32 | 51 | 1,78 | 27 |

В абсолютном выражении темп падения дебита нефти за 12 месяцев слабо различается в выделенных диапазонах и составляет в среднем 0,32 т/сут/мес., в диапазоне более 24 м при темпе снижения 0,28 т/сут/мес. относительное падение составляет 43 % от входного значения, в то время как в диапазонах менее 19 м относительное падение достигает 55 % и более. В условиях более выраженных толщин получены меньшие темпы падения дебита жидкости. Так, в диапазоне 19-24 м наблюдается наименьшее снижение дебита жидкости после ГРП – 0,35 т/сут/мес. или 4 % при среднем значении 1,78 т/сут/мес. или 27 %.

На рисунке (рисунок 2.13) приведено распределение дебитов жидкости и нефти по диапазонам масс проппанта. При использовании проппанта массой свыше 10 т наблюдается увеличение дебита жидкости. Данный эффект обусловлен вкладом скважин с ГРП, введенных в 2014-2015 гг.

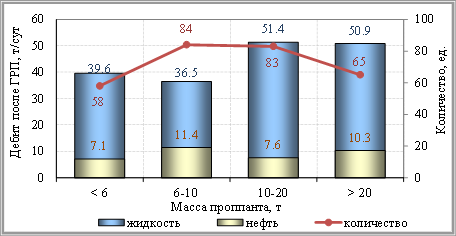


Рисунок 2.13 – Распределение дебитов жидкости и нефти после ГРП по диапазонам массы проппанта. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

Динамика работы скважин при различных использованных массах проппанта приведена на рисунке (рисунок 2.14).

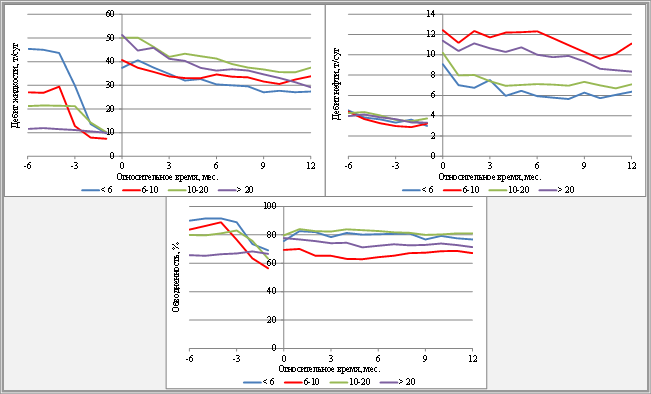


Рисунок 2.14 – Приведенные дебиты жидкости, нефти и обводненность на дату ГРП с разделением по диапазонам массы проппанта. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

При операциях 2014-2015 гг. применение массы проппанта более 5 т приводит к увеличению дебита жидкости после ГРП, в диапазонах масс от 5 до 16 т получены также более высокие дебиты нефти (рисунок 2.15).

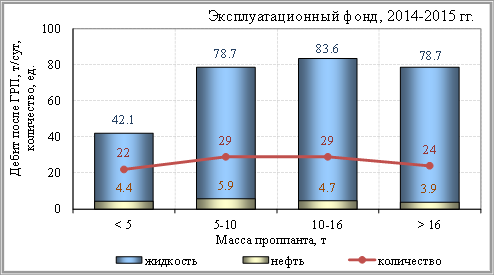


Рисунок 2.15 – Распределение дебитов жидкости и нефти после ГРП по диапазонам массы проппанта по операциям 2014-2015 гг. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

Приведенные дебиты жидкости и нефти с разделением по диапазонам масс проппанта по скважинам, запущенным в 2014-2015 гг., представлены на рисунке (рисунок 2.16), темпы падения дебитов за 12 месяцев после ГРП обобщены в таблице (таблица 2.2).

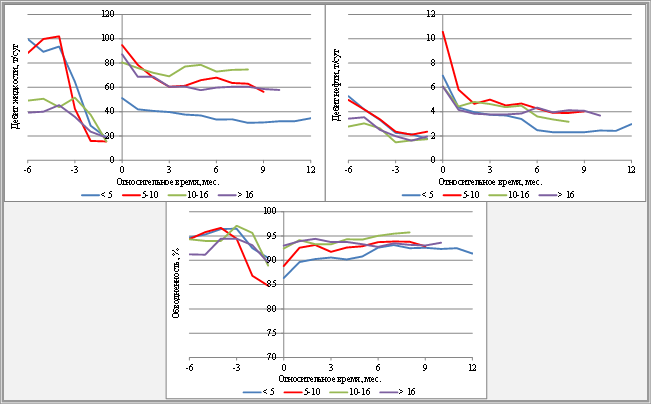


Рисунок 2.16 – Приведенные дебиты жидкости, нефти и обводненность на дату ГРП с разделением по диапазонам массы проппанта по операциям 2014-2015 гг. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

Таблица 2.2– Темпы падения дебитов жидкости и нефти за 10 месяцев по диапазонам масс проппанта по операциям 2014-2015 гг. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Масса проппанта, т** | **Количество скважин, ед.** | **Темп падения** | | | |
| **Дебит нефти** | | **Дебит жидкости** | |
| **т/сут/мес.** | **%** | **т/сут/мес.** | **%** |
| < 5 | 22 | 0,47 | 67 | 2,00 | 39 |
| 5-10 | 29 | 0,66 | 62 | 3,84 | 40 |
| 10-16 | 29 | 0,26 | 43 | 0,74 | 9 |
| > 16 | 24 | 0,20 | 33 | 2,86 | 33 |
| Всего | 104 | 0,32 | 51 | 1,78 | 27 |

В диапазоне 5-10 т наблюдаются более высокие входные дебиты нефти, однако, через 2 месяца дебиты снижаются до уровня дебитов скважин из других диапазонов.

Более стабильные дебиты нефти получены при использовании проппанта массой более 16 т, темп падения за 10 месяцев составил 0,20 т/сут/мес. или 33 % (таблица 2.2). Темп падения дебита жидкости в диапазоне 10-16 составил 0,74 т/сут/мес. или 9 % при средних значениях 1,78 т/сут/мес. или 27 %.

Распределение удельных дебитов жидкости и нефти по диапазонам удельной массы проппанта за всю историю проведения ГРП на эксплуатационном фонде показано на рисунке (рисунок 2.17). По опыту ГРП 2014-2015 гг. оптимальная удельная масса проппанта лежит в пределах 0,3-1,0 т/м (рисунок 2.18).

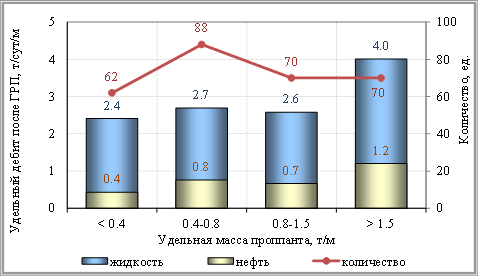


Рисунок 2.17 – Распределение удельных дебитов жидкости и нефти после ГРП по диапазонам удельной массы проппанта. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3



Рисунок 2.18 – Распределение удельных дебитов жидкости и нефти после ГРП по диапазонам удельной массы проппанта по обработкам 2014-2015 гг. Эксплуатационный фонд. Объект АВ1-3

Высокие дебиты жидкости получены при эффективной толщине от 18 до 30 м, максимальный дебит нефти получен при ВНФ менее 2 ед. и накопленной добыче нефти менее 40 тыс. т (рисунок 2.19). Выраженных зависимостей эксплуатационных показателей от других параметров не обнаружено.

**Недостатки технологии ГРП:**

* Основным недостатком является использование дополнительного оборудования для ГРП, что влечет некоторое увеличение стоимости работ;
* Относительно низкая концентрация проппанта на забое, ввиду отсутствия оборудования в России, способного создавать высокие концентрации на устье (до 2500 кг/м3);
* Зависимость расхода азота от глубины скважины, что влечет удорожание операции;
* Создание необходимых давлений обработки требует повышения прочности обсадной колонны и НКТ;
* Пены не используют в пластах с высоким пластовым давлением и большой проницаемостью, а также в трещиноватых коллекторах;
* Сложности в регулировании качества пены, так как скорость потока, вязкость, несущая способность и фильтрация зависят от давления и скорости нагнетания жидкости и газа;
* азотно-пенные ГРП имеют более жесткие требования по технике безопасности.

**КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ**

Одними из важнейших критериев подбора скважин-кандидатов под проведение ГРП являются обводненность продукции и риск прорыва трещины ГРП по вертикали в водонасыщенные пропластки и по латерали в промытую зону пласта. С выработкой запасов доля потенциальных скважин-кандидатов на объекте АВ1-3 сокращается, однако в 2014-2015 гг. произошло резкое увеличение количества обработок. Выполнение изоляционных работ на этапе ПЗР перед ГРП позволило применить метод ГРП на скважинах с предельной обводненностью – более 90 %. Использование жидкостей ГРП на линейном и нефтяном гелях, на основе ПАВ позволило выполнять обработки на скважинах со слабовыраженными глинистыми перемычками.

**ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ**

Рассмотрим основные геологические характеристики, технологические параметры и эксплуатационные показатели скважин с разделением по мероприятиям на этапах ПЗР и ГРП (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Сравнение геологических характеристик пласта, технологических параметров и показателей эффективности ГРП в 2014-2015 гг. по эксплуатационному фонду скважин с разделением по мероприятиям на этапах ПЗР и ГРП. Объект АВ1-3

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Стд. ПЗР+Стд. ГРП** | **Нестд. ПЗР+Стд. ГРП** | **Стд. ПЗР+Нестд. ГРП** | **Нестд. ПЗР+Нестд. ГРП** | **Всего** |
| Количество | 30 | 40 | 19 | 15 | 104 |
| Геологические характеристики | | | | | |
| Эффективная толщина, м | 15,9 | 21,7 | 17,0 | 17,6 | 18,6 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 10,8 | 16,2 | 10,4 | 13,8 | 13,3 |
| Пористость, доли ед. | 0,20 | 0,21 | 0,21 | 0,20 | 0,21 |
| Проницаемость, \*10-3 мкм2 | 108,1 | 150,5 | 138,7 | 129,2 | 132,9 |
| Песчанистость, доли ед. | 0,46 | 0,64 | 0,49 | 0,54 | 0,55 |
| Нефтенасыщенность, доли ед. | 0,51 | 0,53 | 0,52 | 0,53 | 0,52 |
| Расчлененность, ед. | 6,7 | 6,7 | 7,1 | 6,0 | 6,7 |
| Технологические параметры | | | | | |
| Масса проппанта, т | 11,5 | 10,9 | 12,1 | 13,4 | 11,7 |
| Удельная масса, т/м | 0,72 | 0,51 | 0,71 | 0,76 | 0,63 |
| Максимальная концентрация, кг/м3 | 757 | 775 | 684 | 597 | 727 |
| Темп закачки, м3/мин | 2,3 | 2,4 | 2,6 | 2,4 | 2,4 |
| Эксплуатационные показатели | | | | | |
| Дебит жидкости за 3 месяца до ГРП, т/сут | 11,0 | 145,5 | 5,6 | 31,2 | 71,6 |
| Дебит нефти за 3 месяца до ГРП, т/сут | 2,0 | 4,0 | 1,8 | 0,8 | 2,8 |
| Обводненность за 3 месяца до ГРП,% | 81,9 | 97,3 | 67,4 | 97,3 | 96,1 |
| Дебит жидкости за 3 мес. после ГРП, т/сут | 46,6 | 101,5 | 54,8 | 68,1 | 72,3 |
| Дебит нефти за 3 мес. после ГРП, т/сут | 4,3 | 5,8 | 4,5 | 3,4 | 4,8 |
| Обводненность за 3 месяца после ГРП,% | 90,7 | 94,3 | 91,8 | 95,0 | 93,4 |
| Начальный прирост дебита жидкости, т/сут | 40,1 | -0,3 | 50,9 | 61,9 | 29,6 |
| Начальный прирост дебита нефти, т/сут | 3,2 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Доп. добыча жидкости за 12 мес., тыс. т | 213,2 | -66,9 | 74,6 | 102,9 | 323,9 |
| Доп. добыча нефти за 12 мес., тыс. т | 16,3 | 27,8 | 10,6 | 7,4 | 61,9 |
| Среднегодовой прирост дебита жидк., т/сут | 25,0 | -6,4 | 17,5 | 44,6 | 12,6 |
| Среднегодовой прирост дебита нефти, т/сут | 1,9 | 2,6 | 2,5 | 3,2 | 2,4 |
| Дополнительная добыча жидкости, тыс. т | 216,1 | 160,2 | 68,4 | 104,1 | 548,7 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. т | 19,1 | 37,6 | 12,2 | 7,6 | 76,4 |
| Средняя доп. добыча жидкости, тыс. т/скв. | 7,2 | 4,0 | 3,6 | 6,9 | 5,3 |
| Средняя доп. добыча нефти, тыс. т/скв. | 0,64 | 0,94 | 0,64 | 0,50 | 0,73 |
| Отработанное время за 12 мес., сут | 284 | 263 | 224 | 154 | 246 |

Из таблицы видно, что обработки со стандартными ПЗР и по стандартной технологии ГРП (Стд. ПЗР+Стд. ГРП) составляют всего 29 % от общего количества обработок на объекте за рассматриваемый период.

В группах скважин, в которых применялись нестандартные ПЗР (Нестд. ПЗР+Стд. ГРП и Нестд. ПЗР+Нестд. ГРП) наблюдаются более выраженные эффективная и эффективная нефтенасыщенная мощности пласта, а также предельно высокая базовая обводненность продукции – 97,3 %. Кроме того в группе «Нестд. ПЗР+Стд. ГРП» базовый дебит жидкости составил 145,5 т/сут. После обработок обводненность продукции в данных группах снижается: на 3 % в группе «Нестд. ПЗР+Стд. ГРП» и на 2,3 % в группе «Нестд. ПЗР+Нестд. ГРП».

Начальное пластовое давление в залежах объекта АВ1-3 – 19 МПа, давление насыщения нефти газом – 7,3 МПа. Текущее давление пласта АВ1-2 в зоне отбора (16,9 МПа) составляет 88,9 % от начального, а среднее (17,4 МПа) – 91,6 %. По пласту АВ3 пластовое давление в зоне отбора составляет 17,4 МПа. В последние годы пластовое давление в зоне отбора ниже начального на 3,3-4,4 Мпа.

Перепад давлений между забоями нагнетательных и добывающих скважин по пласту АВ1-2 составил 21,5 МПа при среднем забойном давлении нагнетательных и добывающих скважин 30,4 МПа и 8,8 МПа соответственно.

Наибольшие потери давления вдоль технологической цепочки «забой – забой» по пласту приходятся на призабойные зоны нагнетательных скважин (50 % общего перепада). На втором месте (27 %) стоят потери в призабойных зонах добывающих скважин, на третьем (23 %) – потери в пласте на удалении от локальных воронок депрессии и репрессии.

Начальные геологические запасы нефти объекта составляют 625867 тыс. т, начальные извлекаемые запасы – 220665 тыс. т. Утвержденный КИН – 0,353. В разбуренной части объекта начальные геологические запасы нефти оценены в количестве 578535 тыс. т, начальные извлекаемые запасы нефти в количестве 204214 тыс. т.

Объект является основным на месторождении по площади нефтеносности и количеству начальных геологических и извлекаемых запасов, характеризуется повышенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Разработку объекта осложняет неравномерное распределение фильтрационно-емкостных свойств, как по площади, так и по разрезу объекта. Анализ геолого-геофизических данных по скважинам свидетельствует, что практически повсеместно в пределах пласта АВ1-2 (основной пласт объекта) присутствует глинистый прослой, что позволяет условно разделить его на две пачки: АВ1 и АВ2. Фильтрационные свойства верхней пачки несколько ниже, чем у пачки АВ2. Пласт АВ3 также характеризуется более низкими ФЕС, что понижает степень его влияния на добычу продукции при разработке «единым фильтром». Таким образом, центральная часть объекта (по разрезу) имеет более высокую степень выработки запасов нефти. Учитывая масштабность и сложность гелогического строения объекта разработки, более детальная оценка выработки запасов нефти проведена по выделенным участкам геолого-промыслового анализа.

Динамичное обводнение скважин обусловлено наличием водонасыщенной тодщины в нижней части пласта. Водонефтяная зона занимает 88 % площади нефтеносности объекта.

Залежи пласта АВ3 невелики по размерам, по всей площади подстилаются подошвенной водой, характеризуются небольшими нефтенасыщенными толщинами и невысокой расчлененностью нефтенасыщенной части. Отмеченная совокупность условий залегания нефти обуславливает высокую входную обводненность с начала эксплуатации, повышенный водонефтяной фактор, сравнительно низкие текущие показатели выработки запасов при значительной обводненности добываемой продукции.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По состоянию на 01.01.2016 г. на объекте АВ1-3 выполнена 351 операция ГРП, в эксплуатацию введено 349 скважин. Доля добытой нефти за счет ГРП на объекте не превышает 6 % от общей добычи и составляет 2192 тыс. т или 6,52 тыс. т на скважину, из них:

* на эксплуатационном фонде 1830,3 тыс. т или 6,31 тыс. т/скв.
* на фонде из бурения 268,9 тыс. т или 7,68 тыс. т/скв.
* при переводе 70,2 тыс. т или 11,7 тыс. т/скв.
* при ОРЭ 22,8 тыс. т или 4,6 тыс. т/скв.

Охват фонда методом ГРП составляет на 01.01.2016 г. 10,9 %

На эксплуатационном фонде выполнено 290 обработок ГРП, что составляет 83 % от общего количества ГРП на объекте. Дополнительная добыча нефти составила 1830,3 тыс. т или 6,31 тыс. т/скв. из них:

* на действующем фонде 1694,1 тыс. т или 7,3 тыс. т/скв. при 232 операциях;
* на бездействующем фонде 136,2 тыс. т или 2,3 тыс. т/скв. при 58 операциях.

Наблюдается увеличение количества обработок на эксплуатационном фонде в 2014-2015 гг. – 58 и 46 ед. соответственно. По результатам обработок 2014-2015 гг. более высокие дебиты жидкости и нефти получены при эффективной толщине пласта свыше 19 м. В этом же диапазоне зафиксированы меньшие темпы падения дебитов жидкости и нефти после ГРП.

Рекомендуется применять массы проппанта свыше 5 т при отсутствии риска прорыва трещины ГРП в водонасыщенные пропластки. При закачке проппанта менее 5 т через 7 месяцев после ГРП происходит снижение дебита нефти до базовых показателей до ГРП. Рекомендуемая удельная масса проппанта от 0,3 до 1 т/м.

Максимальные дебиты нефти после ГРП получены при ВНФ менее 2 ед. и накопленной добыче нефти менее 40 тыс. т.

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПЛАН МАГИСТРАНТА**

**по выполнению научно-исследовательской работы №2**

ФИО: Экорбор Келвин Кофи

Индивидуальный рабочий план магистранта по НИР №2 (форма)

|  |  |
| --- | --- |
| **Дата** | **Основные виды деятельности** |
| 30.04.2021 | * 1. Сущность и основные аспекты применения технологии |
| 03.05.2021 | * 1. Преимущества и недостатки исследуемой технологии |
| 08.05.2021 | * 1. Критерии выбора объекта для применения исследуемой технологии |
| 18.05.2021 | * 1. Влияние геолого-технологических факторов на эффективность применения исследуемой технологии |

Научный руководитель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Мулявин С.Ф.

Магистрант \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Экорбор К.К.

# ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**ОТЗЫВ**

о результатах выполнения научно-исследовательской работы №2 студента группы РМм-20-4 Экорбор К.К.

В ходе выполнения научно-исследовательской работы, пройденной на базе университета, студент установил основные принципы действия технологии, выявил преимущества и недостатки исследуемой технологии, определил область применения технологии и анализировал геолого-технологические факторы, влияющие на эффективность применения технологии.

Подготовленная научно-исследовательская работа полностью соответствует всем требованиям, изложенным в образовательных стандартах, и заявленной теме исследования в целом, работа заслуживает оценки «отлично».

Научный руководитель магистерской диссертации

д.т.н., профессор Мулявин С.Ф. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнения к проекту разработки Ватьеганского месторождения» (протокол №4790 ЦКР Роснедр от 22.12.2009 г.)
2. Оперативный подсчет запасов и ТЭО КИН Ватьеганского месторождения 2008г.
3. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов A.B. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М. ВИНИТИ, 2004, 520 с.
4. Oil and Gas Journal. 2007. Nov. 5. № 12.
5. Конопляник А.А. Россия на формирующемся евроазиатском энергетическом пространстве: проблемы, конкуренции. М.: 2004. С. 590.
6. Сургучев Л.М. Увеличение нефтеотдачи пластов: статус и перспективы. Материалы II Международного научного симпозиума. М.: 2009. С. 62 – 69.
7. Oil and Gas Journal. 2010. Аpril 19. № 14. Р. 41 – 53.
8. Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. –2006, №6.
9. Зарубежный опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов// интернет ресурса[: http://www.neftepro.ru](http://www.neftepro.ru/)
10. Крянев Д., Жданов С. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и зарубежном // Бурение и Нефть. – февраль 2011.
11. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта // интернет ресурса: [http://petros.ru](http://petros.ru/)
12. http://www.neftepro.ru/publ/25-1-0-57