

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ФИЗИКО–ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

На правах рукописи

УДК 553.98

Григорьев
Николай Владимирович

Анализ эффективности применения малогабаритных электроцентробежных насосов в хвостовиках скважин с зарезкой бокового ствола

16.04.01 Техническая физика
(Теплофизика в нефтегазовых и строительных технологиях)

Магистерская диссертация
на соискание академической степени магистр

Научный руководитель:
д.т.н., профессор
Шабаров А.Б.

Нормоконтроль:
д.т.н., профессор
Шабаров А.Б.

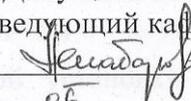
Тюмень, 2016

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
направление «Техническая физика»

КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

Допущено к защите в ГЭК
Заведующий кафедрой ММС


А.Б.Шабаров
« 26 » 06 2016 года

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

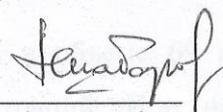
Анализ эффективности применения малогабаритных электроцентробежных насосов в хвостовиках скважин с резкой боковой ствола

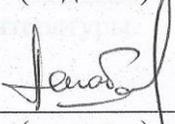
Выполнил:
студент 2 курса 39МТФ147 гр. ОДО
Григорьев Н.В.

Научный руководитель:
д.т.н., профессор
Шабаров А.Б.

Нормоконтроль пройден:
д.т.н., профессор
Шабаров А.Б.


(подпись)


(подпись)


(подпись)

Тюмень, 2016

АННОТАЦИЯ

В магистерской диссертации рассматривается метод интенсификации добычи нефти путем смены типоразмера электроцентробежного насоса с заглублением в хвостовик меньшего диаметра, скважины с зарезкой бокового ствола.

В первой главе подробно рассмотрен объект исследования, на котором был проведен эксперимент Барсуковское месторождение.

Во второй главе рассмотрена и описана конструкция установок электроцентробежных насосов. Подробно описаны все основные составляющие установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и раскрыто их назначение. Показаны преимущества УЭЦН относительно другой установки штангового нефтяного насоса (УШГН).

В третьей главе представлен кандидат, на котором был проведен эксперимент по смене по смене УЭЦН 5 габарита на УЭЦН 2А габарита. Подробно описана работа скважины в течении трех лет после проведения зарезки бокового ствола. Показана зависимость изменения забойного давления от дебита. Описаны результаты проведенного эксперимента.

В четвертой главе произведен расчет экономической эффективности от проведения мероприятия. Показан эффект от проведения мероприятия за год после проведения, он составит 33 384 000 рублей. Срок окупаемости мероприятия составил 67 дней.

Настоящая магистерская диссертация выполнена в объеме 68 печатных листов формата А4, содержит 7 таблиц, 11 иллюстраций. При написании магистерской диссертации использовано 51 источника литературы.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ БАРСУКОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.....	10
1.1. Поисково – разведочное и эксплуатационное бурение.....	18
1.2. Отбор и исследования керна.....	29
1.3. Геофизические исследования скважин в процессе бурения.....	31
1.3.1. Стандартный каротаж.....	32
1.3.2. Боковое каротажное зондирование.....	32
1.3.3. Микрозондирование.....	33
1.3.4. Микробоковой каротаж и микрокавернометрия.....	33
1.3.5. Индукционный каротаж.....	34
1.3.6. Резистивиметрия.....	34
1.3.7. Радиоактивный каротаж.....	35
1.3.8. Акустический каротаж.....	36
1.3.9. Кавернометрия.....	36
1.3.10. Гамма-гамма плотностной каротаж.....	37
1.3.11. Многозондовый нейтронный каротаж.....	37
1.3.12. Газовый каротаж.....	39
1.4. Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин.....	39
1.5. Гидродинамические исследования скважин.....	41
1.6. Лабораторные исследования пластовых флюидов.....	46
2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН.....	48
2.1. Основные узлы УЭЦН.....	48
2.2. Схемы погружного оборудования УЭЦН 5 и 2а габарит.....	51
3. РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕММЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ГЛУБИНАХ ПОГРУЖЕНИЯ И РАЗЛИЧНЫХ НАСОСАХ.....	53
3.1. Результаты эксперимента по смене ЭЦН 5-60-1486 с глубиной спуска 1585 метров на ЭЦН 2а-50-2200 и спуск на глубину 2350 метров.....	55

3.1. Изменение дебита жидкости по скважине 603/39	59
3.2. Изменение дебита нефти по скважине 603/39.....	60
3.3. Изменение дебита газа по скважине 603/39	61
3.4. Изменение забойного давления по скважине 603/39	62
4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	66

ВВЕДЕНИЕ

Россия – самая большая в мире страна с неисчерпаемыми запасами полезных ископаемых и ресурсов. Большинство нефти, газа, металлических руд, леса и других ресурсов хранятся в недрах необъятной территории Сибири. На долю западной части этого региона Ямало-Ненецкого автономного округа и Ханты-Мансийского автономного округа приходится 60 % добычи нефти и 82 % добычи газа в России.

Западная Сибирь – крупнейший нефтегазоносный регион в мире. Открытые в 60-70 годах прошлого века месторождения нефти и газа на территории этого региона, несмотря на сложные погодные условия, непроходимые болота и полную не освоенность этих земель, вводились в эксплуатацию ударными темпами. На первых стадиях разработки с активным бурением, запуском новых скважин, строительством всей необходимой инфраструктуры, добыча нефти, газа и газового конденсата постоянно увеличивалась. Вместе с бурением скважин, строительством промысловых и специальных объектов строились города. В этот период Советским Союзом были вложены колоссальные средства на эту, не имеющую прецедента, всесоюзную стройку. Освоение таких месторождений, как Уренгойское, Ямбургское, Самотлорское, Федоровское стало настоящей легендой и гордостью людей, сделавших это.

На сегодняшний день месторождения, введенные в эксплуатацию в 70-90 годах, такие, как Комсомольское, Самотлорское, Федоровское, и многие другие прошли первые три стадии эксплуатации и находятся на завершающей, что влечет за собой многочисленные сложности и проблемы этого периода разработки.

Главной проблемой месторождений, находящихся в эксплуатации 25-30 лет и более, является высокая выработка запасов. Так, выработка многих месторождений достигает 70 % и выше. Со временем пластовые давления снижаются, к забоям добывающих скважин прорывается пластовая вода, происходит засорение и кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП), затем,

просто истощение работающего пласта скважины. Зачастую продуктивность и рентабельность таких скважин можно хотя бы частично восстановить. Проведение различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) позволяет решить эту проблему. Геологические службы нефтегазодобывающих предприятий и научно-исследовательские институты (НИИ) ведут активную работу по поиску и вовлечению в разработку пропущенных и неразрабатываемых пластов и пропластков меньшей мощности, пересекаемых имеющимися скважинами. Активное проведение таких ГТМ, как: «приобщение», «дострел», «переход на выше лежащий горизонт (ПВЛГ)», «переход на ниже лежащий горизонт (ПНЛГ)» и другие, позволяют вовлечь в разработку ранее незадействованные пласты и пропластки, тем самым восстановить дебиты скважин, снизить обводненность, а в случае с законсервированными и остановленными по нерентабельности скважинами, «оживить» их. Благодаря проведению представленных ГТМ множество законсервированных и не действующих скважин удалось вывести из бездействующего фонда (БД).

Однако, самым эффективным способом для поддержания и снижения темпов падения добычи, который сейчас используется большинством предприятий на старых месторождениях, помимо бурения новых скважин, является геолого-технологическое мероприятие – зарезка бокового ствола (ГТМ ЗБС). В отличие от бурения новых скважин это мероприятие не требует таких огромных затрат, так как работы производятся на имеющемся объекте, и при этом нет необходимости в отсыпке куста, подведении ЛЭП, строительстве трубопровода, как это потребовалось при строительстве и вводе в эксплуатацию новой скважины. К тому же при проведении ГТМ ЗБС длина пробуренного участка будет не слишком велика, а, следовательно, и затраты, в сравнении с бурением новой скважины. При выборе кандидата для проведения этого мероприятия отдел геологического сопровождения бурения скважин руководствуется множеством факторов. Прежде всего, зона вокруг скважины, которую можно вскрыть боковым стволом, должна содержать значительные запасы оставшейся, не вовлеченной в разработку

малоподвижной нефти, извлечение которой после проведения ГТМ ЗБС даст значительный экономический эффект. Зачастую скважина-кандидат является законсервированной, аварийной, с наличием в ней не герметичности эксплуатационной колонны (НЭК) или смятия эксплуатационной колонны, высоко обводненной или просто мало рентабельной.

Однако ЗБС имеет свои значительные минусы, и прежде всего это, быстрое падение пускового дебита и забойного давления. Ожидаемый дебит от проведения мероприятия должен составлять не менее 30 т/сутки по нефти, что не всегда происходит в реальности, зачастую после проведения бурения и кнопочного запуска, скважина не достигает расчетных параметров, или вовсе оказывается «сухой», в таком случае значительные ресурсы, вложенные в бурение, совершенно не оправдываются, и, конечно, принимаются многочисленные попытки получить от этой скважины какую-то нефть. Проводится исследование скважины, определяется причина не достижения, пишется факторный анализ не достижения ожидаемых параметров. После принимается решение по скважине, как правило, это дострел транзитных пластов, или кровельной части эксплуатируемого объекта, проведение ОПЗ, или вовсе консервации скважины. Это происходит по многим причинам: основными являются: не подтверждение остаточных запасов, ошибки при бурении бокового ствола, неверная стратегия при проводке бокового ствола. Те же скважины, которые после проведения ЗБС при запуске в режим показали отличные и даже выходили на фонтан, дебиты быстро снижают, и через несколько месяцев дебит по нефти может упасть в 5-10 раз, приток снижается, динамические уровни снижаются, и несмотря на все еще высокие забойные давления имеющимися электроцентробежными насосами не удается произвести большой отбор жидкости из скважины, приходится переводить установки в периодический режим эксплуатации. Высота столба жидкости над насосом в это время может составлять 200 метров и меньше, что является минимально допустимым. Спуск ЭЦН 5 и 5А габарита с наружным диаметром погружного электродвигателя 103мм и 117мм ниже не представляется возможным так как адаптор имеет внутренний

диаметр 89-114 мм в таком случае реальным решением этой проблемы является спуск ЭЦН меньшего габарита ниже, непосредственно в хвостовик. ЭЦН 2А габарита имеет наружный диаметр 69 мм с кабелем 81 мм, 3 габарита 81мм с кабелем 95 мм, что позволяет спустить установку к забою непосредственно к интервалу перфорации и тем самым создать максимальную депрессию на пласт. Снижение забойного давления, дренирование пласта стабилизирует приток.

С учетом вышеизложенного представленная исследовательская работа посвящена решению задачи нормализации и увеличению добычи нефти на скважинах со снижающимся дебитом спустя некоторое время после проведения зарезки бокового ствола.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Цель: Опытным путем доказать эффективность применения УЭЦН малого габарита в скважинах с малым диаметром хвостовика.

Задачи решаемые в процессе написания магистерской работы:

- 1) Подбор скважины-кандидата для проведения эксперимента.
- 2) Описание и анализ эксперимента по смене типоразмера электроцентробежного насоса с заглублением в хвостовик скважины спустя три года после проведения ЗБС на скважине 603/39 куст Барсуковского месторождения;
- 3) Рассмотрение и сравнение конструкции электроцентробежных насосов 5 и 2А габаритов;
- 4) Решение задачи интенсификации добычи нефти из скважин, имеющих значительный потенциал путем смены глубинного насосного оборудования (ГНО) с заглублением в хвостовик.

Считаю, что решение данных задачи является актуальной для большинства месторождений Западной Сибири, находящихся на завершающих стадиях разработки с большим количеством проведенных ГТМ ЗБС и лечением негерметичности эксплуатационной колонны путем внедрения дополнительных колонн меньшего диаметра.

1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ БАРСУКОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Барсуковское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области вблизи от разрабатываемых месторождений Новопурпейского, Комсомольского и Муравленковского. В 60 километрах к востоку от него проходит трасса газопровода Уренгой-Вынгапур-Челябинск-Новополоцк. Месторождение открыто в 1966 году как газовое, а затем с открытием в нижнемеловых отложениях нефтяных и газовых залежей (1984 г.) переведено в разряд нефтегазоконденсатных.

В физико-географическом отношении Барсуковское месторождение находится на Надым-Пуровской равнине Западно-Сибирской страны. Район работ приурочен к Южно-Надымско-Пуровской провинции лесной зональной области и расположен в междуречье рек Пякупур и Пурпе. В административном отношении месторождение находится в пределах Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Административный центр района п. Тарко-Сале расположен в 125 км к северо-востоку от месторождения, окружной центр г. Салехард – в 500 км к северо-западу. Ближайшие населенные пункты расположены: п. Пуровский – в 130 км к северо-востоку, города Губкинский (с ж/д станцией Пурпе) и Муравленко – в пределах 60-70 км от района работ.

Коренное население состоит в основном из хантов, манси и ненцев. Основное их занятие – промысловая охота, рыбная ловля, звероводство и оленеводство. В настоящее время они трудятся также в нефтедобывающих и геологоразведочных организациях.

Преобладающее место в экономике района Нижнего Приобья по-прежнему занимает нефтегазодобывающая отрасль. Однако в последние годы были созданы новые предприятия по первичной сепарации ШФЛУ, энергетическая, строительная

и лесо- и рыбоперерабатывающая отрасли, а также создаются тепличные и молочные хозяйства.

Месторождение расположено в регионе с достаточно развитой инфраструктурой. В северной части месторождения проходят автодорога и нефтепровод, в восточном направлении на расстоянии порядка 50 км от месторождения проходит железная дорога Новый Уренгой – Сургут. В непосредственной близости от территории месторождения находится насосная станция «Барсуковская», в 30 – 35 км в юго-западном направлении – ЦПС «Муравленковская». Населенные пункты на территории самого месторождения отсутствуют.

Ближайшими крупными разрабатываемыми нефтяными месторождениями являются: Комсомольское, Ново-Пурпейское и Верхне-Пурпейское.

С 1987 г. транспортировка оборудования и необходимых грузов в район работ может осуществляться железнодорожным транспортом (ближайшая железнодорожная станция находится в п. Пурпе на левом берегу р. Пякупур на расстоянии 75 км от района работ), автотранспортом (автодорога проходит по территории месторождения) и воздушным путем до аэропортов Ноябрьск и Тарко-Сале.

Современный статус территории месторождения определяется тем, что угожья площади активно используется для выпаса северных оленей, принадлежащих ТОО «Совхоз Верхне-Пуровский».

Особенности климата рассматриваемого региона обусловлены его северным положением (66 – 67° с.ш.) и связанным с этим незначительным притоком солнечной радиации, а также повышенной циклонической деятельностью и равнинным характером подстилающей поверхности. Влияют на формирование климата многолетняя мерзлота, близость холодного Карского моря и обилие болот. Среднегодовая температура атмосферного воздуха отрицательная (минус 6,7°С). Средняя температура самого холодного месяца (января) – минус 25,0 °С, а самого жаркого (июля) – плюс 15,4 °С.

Среднегодовое количество осадков в районе месторождения составляет 584 мм, при этом сезонное распределение осадков крайне неравномерно. Основная масса осадков наблюдается в теплый период года (с мая по октябрь) при максимуме в сентябре (78 мм).

Барсуковское месторождение нефти (центральная его часть) расположено на водоразделе рек Пурпе и Пякупур. Северная часть месторождения дренируется р. Хальмерьяхой (правый приток р. Пурпе) и ее левым притоком р. Хальмертаркояхой. Южная часть месторождения принадлежит к водосбору р. Етуяхи (левый приток р. Пякупур) и ее правого притока р. Етутаркояхи.

Реки типично равнинные, большинство из них характеризуется средней извилистостью. Долины рек, врезанные на глубину 10 – 40 м, большей частью заболочены, шириной от 300 м до нескольких километров.

Все без исключения водотоки принадлежат к типу рек со смешанным питанием, в котором участвуют талые воды сезонных снегов, жидкие осадки и подземные воды. Основную роль в питании рек получают за счет таяния снегов – более 50 % годового стока. Значительная доля годового стока обеспечивается дождевыми водами – 25 – 35 %. До 15 – 20 % общегодового стока приходится на грунтовые воды. Водный режим рек характеризуется хорошо выраженным весенним половодьем, летне-осенней меженью, летними и осенними паводками, продолжительной зимней меженью.

Степень заозеренности в целом по территории месторождения незначительна. Преобладают небольшие мелководные озера площадью до 0,01 км².

Речная сеть территории Барсуковского месторождения принадлежит бассейну р. Пур, к водосбору р. Пякупур и ее притоков. Все водотоки, попадающие в пределы горного отвода месторождения, относятся к категории малых рек, крупные озера отсутствуют, поэтому использование поверхностных вод в качестве источника водоснабжения проблематично.

Основные запасы пресных подземных вод Западно-Сибирской низменности сосредоточены в первом гидрогеологическом комплексе и приурочены к

континентальным и частично морским отложениям палеоген-четвертичного возраста, представленным песчано-глинистыми разностями.

Исходя из анализа геокриологических и гидрогеологических условий на территории рассматриваемого месторождения выделяются следующие продуктивные водоносные горизонты: надмерзлотный, межмерзлотный и сквозных таликов, развитые в песчаных отложениях четвертичного возраста, атлым-новомихайловской и тавдинской свит. В качестве основного источника хозяйственно-питьевого водоснабжения рекомендуется использовать подземные воды межмерзлотного водоносного горизонта, защищенного от поверхностного загрязнения.

Учитывая хорошую обеспеченность района ресурсами подземных вод, поверхностные водные объекты могут использоваться с соответствующей подготовкой лишь для технического водоснабжения с небольшими объемами водопотребления. Поверхностные воды изученного района имеют достаточно однообразный состав. Это воды гидрокарбонатного типа, гидрокарбонатно-натриевого класса, пресные и ультрапресные. Барсуковское месторождение входит в состав Пуровского экономического района, в котором в результате поисково-разведочных работ на строительные материалы, проводимых Центральной геолого-поисковой партией ТКГРЭ, выявлено несколько месторождений строительных песков и кирпичных глин: Таркосалинское и Нерчинское месторождения кирпичных глин, Еты-Пуровское и Таркосалинское месторождения песка.

Добыча углеводородов на месторождении осуществляется с 1985 г.

Обзорная карта Ямало-Ненецкого автономного округа приведена на рисунке 1.1.

Разведанные и утвержденные запасы углеводородов Барсуковского месторождения распределены по 37 продуктивным пластам. Причем углеводородная продукция пластов представлена в виде нефти с попутным

(растворенным) газом и природного газа с наличием или отсутствием газового конденсата.

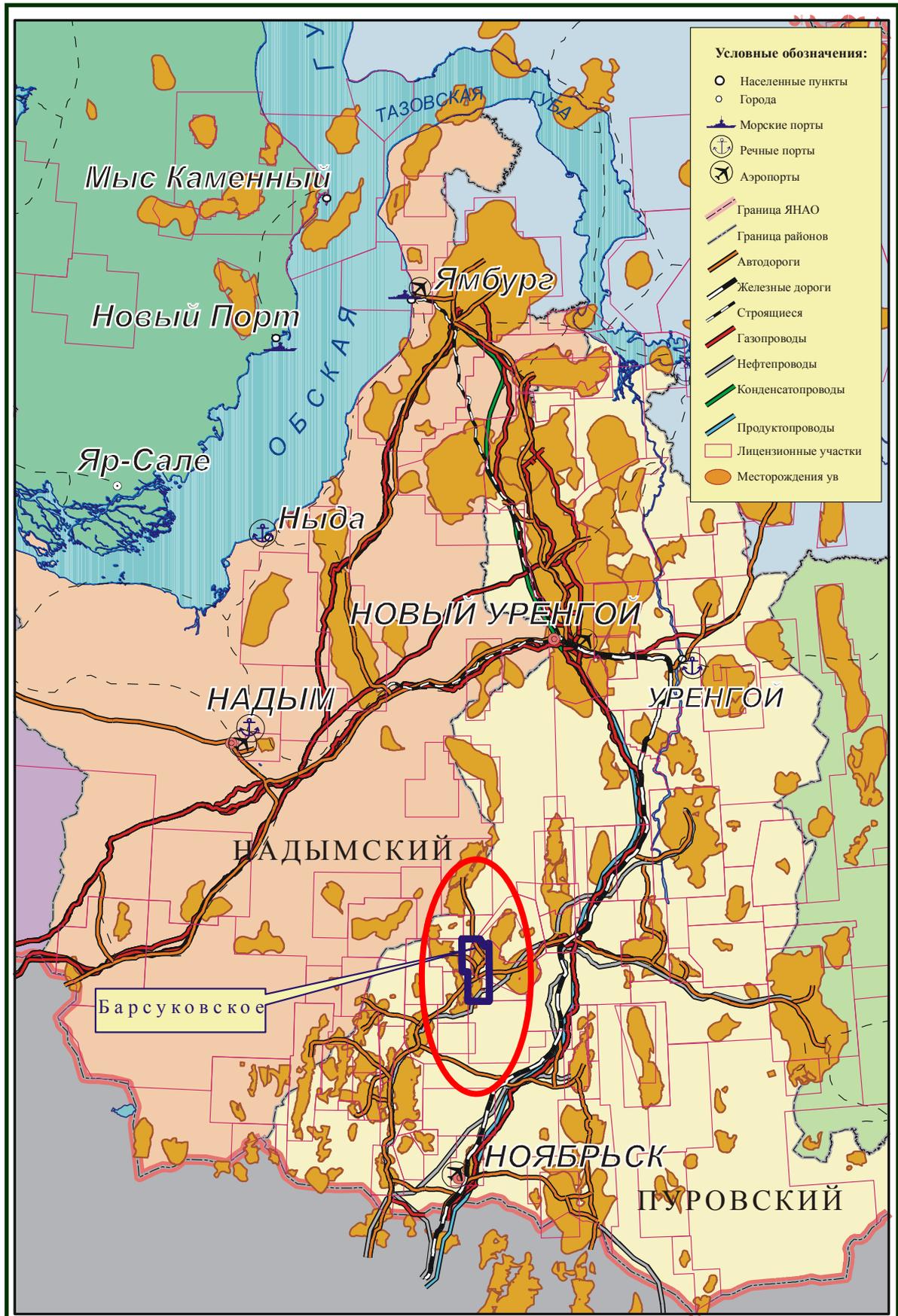


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Ямало-Ненецкого автономного округа

Необходимо отметить, что тектоническими разломами продуктивная площадь месторождения делится на семь блоков. Нумерация блоков представлена на рисунке 1.2.

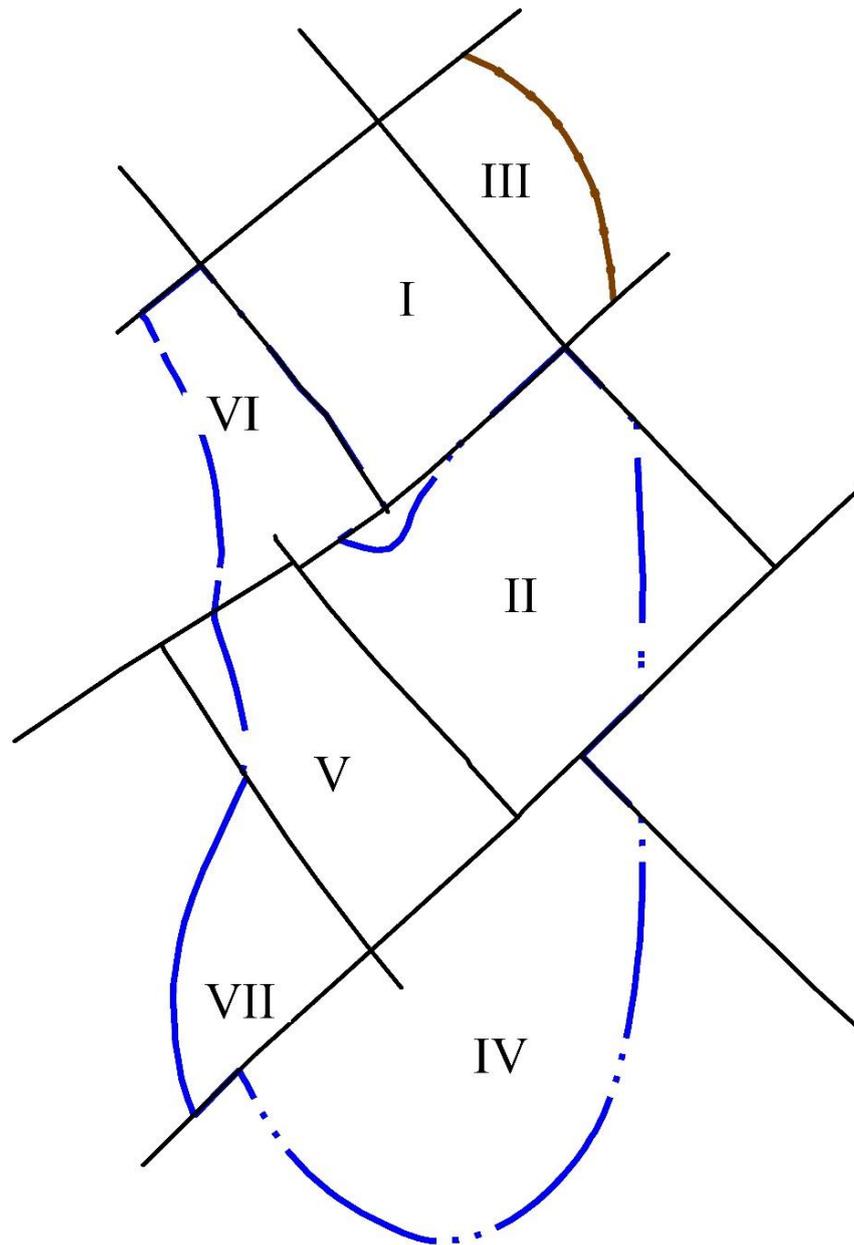


Рисунок 1.2 – Нумерация блоков месторождения

Пякупурское поднятие, с которым связано Барсуковское месторождение, выявлено и оконтурено площадными сейсморазведочными работами 1963 – 1965 гг.

Поисково-разведочные работы на Комсомольской площади велись в два этапа. На первом этапе проводились работы на поиски и разведку залежей газа в сеноманских отложениях. В 1966 году составлен «Проект на бурение поисковых и разведочных скважин», основной работой которого явилось изучение перспектив нефтегазоносности сеноманских отложений. Проектом предусматривалось бурение одиннадцати скважин, в том числе трех поисковых, общим метражом 11000 м. Во второй половине 1966 года первой поисковой скважиной 1 была открыта сеноманская газовая залежь Комсомольского месторождения. В 1967 году составлен проект промышленной разведки, предусматривающий бурение 32 скважин общим метражом 31000 м.

В 1969 году по материалам бурения 29 скважин, в том числе по 20 скважинам, вскрывшим продуктивную часть сеномана, был произведен подсчет запасов газа.

На Комсомольском месторождении бурение на нижнемеловые и юрские отложения было начато в 1970 году попутно с доразведкой сеноманской залежи. В 1971 году были пробурены скважины 4р и 23р на Комсомольском и Новокомсомольском-1 поднятиях.

В период 1979–1983 гг. на территории Комсомольского газового месторождения проведены детальные сейсмические исследования МОГТ. По результатам выполненных работ были построены структурные карты по опорным отражающим горизонтам «Б» и «Г», на которых было детализировано строение Комсомольского поднятия.

Проведенные в 1979-1983 гг. детализационные сейсмические работы в значительной степени уточнили структурный план Комсомольской площади. В ее пределах выявлены Новокомсомольское-1, Новокомсомольское-2, Комсомольское и Пякупуровское локальные поднятия. Выявленные залежи нефти в нижнемеловых

отложениях в пределах Комсомольского локального поднятия отнесены к Барсуковскому месторождению.

После проведенных детальных сейсмических исследований бурение на нижележащие горизонты было возобновлено. На проведение поисково-разведочных работ в нижнемеловых и юрских отложениях в 1981 году был составлен «Геологический проект поискового бурения на Комсомольской площади» [1]. В целом поисково-разведочные работы по поискам и разведке залежей нефти в нижнемеловых и юрских отложениях на Барсуковском месторождении проводились без проектов на поисковые и разведочные работы. Объемы буровых работ определялись, в основном, годовым планом работ экспедиций, разбуривающих площадь.

В пределах Барсуковского месторождения из числа запроектированных скважин намечалось бурение одной скважины, заложенной в северной части собственно Комсомольского поднятия.

1.1. Поисково – разведочное и эксплуатационное бурение

Промышленная нефтегазоносность нижнемеловых отложений Барсуковского месторождения доказана в 1984 году результатами бурения и испытания четырех поисковых скважин 6, 9, 122 и 124 и двух разведочных скважин 126р и 127р.

1985 год характеризуется наиболее интенсивным разбуриванием Барсуковского месторождения, всего было пробурено 18 разведочных скважин, в процессе разбуривания месторождения было установлено, что залежи нефти и газа по нижним горизонтам меловых отложений связаны, в основном, со сводовыми частями поднятий, осложняющими складку, и по отдельным продуктивным пластам разделяются на ряд мелких залежей.

При испытании разведочных скважин 119р, 120р, 121р, 132р, 135р и 442р, пробуренных в 1985 году, промышленные притоки безводной нефти получены из продуктивных пластов БС₁₃, БС₁₂, БС₁₁², БС₈ и ПК₁₉. В скважинах 121р, 135р, 428р

получены притоки газа и газоконденсатной смеси из продуктивных пластов БС₁₄, БС₁₂, БС₈, БС₇, АС₁₀ и ПК₁₉.

В 1986 году на месторождении пробурено четыре скважины 136р, 141р, 413р и 417р с целью уточнения геологического строения и контуров залежей продуктивных пластов ПК₁₇, ПК₁₉ и БС₈.

Безводные притоки нефти получены при испытании продуктивных пластов ПК₁₉ и ПК₂₀ в скважине 141р. Притоки газоконденсатной смеси – при испытании пластов ПК₁₇, БС₈ и БС₁₂, смешанные притоки воды, нефти и газа – при испытании пластов БС₁₁, БС₁₀², БС₁₀⁰ и БС₇. При испытании скважины 413р промышленные притоки безводной нефти получены из продуктивных пластов БС₁₂ и АС₁₀. Скважины 136р и 417р по аптским и неокомским горизонтам по ГИС характеризуются как водонасыщенные.

В начале 1987 года в присводовой части северного купола заложена скважина 446р с целью разведки залежей углеводородов в пластах ПК₁₆, ПК₁₉, АС₁₁ и БС₃. Скважина закончена бурением в готерив – барремских отложениях. На основании результатов комплексной интерпретации к испытанию рекомендованы пласты БС₈, БС₇², ПК₁₉₋₂₀ и ПК₁₇ как продуктивные, пласт БС₇² – как возможно продуктивный. Испытано десять объектов, в результате газ получен из продуктивных пластов БС₈ и ПК₁₇, промышленный приток нефти с незначительным содержанием газа – из продуктивного пласта ПК₁₉₋₂₀, промышленный приток безводной нефти дебитом 15,8 м³/сут при динамическом уровне 500 м – из пласта ПК₁₈¹, притоки пластовой воды – из пластов БС₇², БС₄. Испытания скважины 446р позволили уточнить строение ранее выявленных залежей, положение контуров нефтеносности по пластам БС₈, ПК₁₈¹, контур газоносности по пласту ПК₁₇ и доказать испытанием промышленную нефтеносность пласта ПК₁₈¹.

На эффективность геологоразведочных работ существенно повлияло то, что работы на месторождении проводились несколькими экспедициями (Ноябрьской, Таркосалинской, Восточно-Таркосалинской).

Основным недостатком геологоразведочных работ, проведенных в период 1970 – 1987 гг. явилось низкое качество проведенных испытаний. Анализ результатов испытания показывает, что по 19 объектам результаты испытания не соответствуют данным интерпретации ГИС, также и низкий вынос керна из продуктивных пластов группы ПК.

В 1988 году по материалам бурения 31 скважины были подсчитаны запасы нефти, газа и конденсата по 15 объектам.

Подробные сведения о скважинах, пробуренных в пределах месторождения в период с 1970 по 1987год, представлены в предыдущем подсчете запасов [2].

В период 1988 – 1996 гг. на Барсуковском месторождении в связи с необходимостью доразведки месторождения было пробурено 27 поисково-разведочных скважин общим метражом 68991 м (таблица 1.1).

Поисково-разведочные работы осуществлялись двумя организациями – Южно-Таркосалинской НГРЭ объединения «Пурнефтегазгеология» и Северной НРЭ входящей в состав ПГО «Удмуртгеология».

В 1988 году на месторождении в соответствии с годовым планом работ пробурены четыре скважины: 447р, 450р, 451р и 454р.

Скважина 447р пробурена в сводовой части северного купола с целью разведки залежей углеводородов в нижнемеловых отложениях. В скважине опробовано 29 объектов по 24 пластам. Промышленные притоки газа получены из 13 объектов, пластов BC_{12}^1 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2 (совместно с BC_{11}^1), BC_{10}^1 , BC_9 , BC_7^1 , BC_3^2 , BC_1^1 , BC_0 , притоки газоконденсата из пластов BC_8 , BC_4 , $ПК_{19-20}$ (верхний интервал) и $ПК_{17}$, из шести объектов, пластов BC_{12}^2 , BC_{12}^1 (совместно с BC_{12}^2), AC_{12} , AC_{10} , $ПК_{19-20}$ (средний интервал), $ПК_{18}^0$ получены смешанные притоки нефти и газа. При опробовании пласта BC_{10}^2 получен смешанный приток газа и воды. Промышленные притоки безводной нефти получены при опробовании пластов BC_3^1 , AC_{11}^2 , смешанные притоки нефти и воды – при опробовании пластов AC_{11}^2 (дострел), $ПК_{19-20}$ (нижний интервал) и $ПК_{18}^2$ и приток пластовой воды из пласта BC_7^2 . По результатам интерпретации ГИС и испытания скважины 447р доказана

промышленная нефтегазоносность пластов БС₉, БС₄, БС₃², БС₃¹, БС₁¹, БС₀, АС₁₂, АС₁₁² и ПК₁₈⁰.

Таблица 1.1

Распределение объемов поисково-разведочного бурения по годам

Дата окончания бурения	Номер скважины	Фактический забой скважины, м	Количество скважин	Общий метраж, м
1988	447	2605		
	450	1770		
	451	2700		
	454	1770	4	8845
1989	202	3100		
	458	2600		
	466	2600	3	8300
1990	157	1770		
	457	1780		
	459	2600		
	460	2709	4	8859
1991	201	3200		
	461	2700		
	462	1753		
	465	2400		
	6Н-П*	2854	5	12907
1992	9Н-П*	2710		
	455	2600	2	5310
1993	7Н-П*	2700		
	8Н-П*	2740		
	13	2700		

	456	2600	4	10740
1994	10	2710		
	15	2700	2	5410
1995	14	2710	1	2710
1996	17	3030	1	3030
2000	23	2880	1	2880
Всего			27	68991
Примечание: * – скважины, которые ранее относились к Новопурпейскому месторождению.				

Скважина 450р, расположенная юго–западнее скважины 130р, пробурена в присводовой части северного купола месторождения с целью разведки залежей пластов ПК₁₆₋₂₀. Испытаны пласты ПК₁₉₋₂₀, ПК₁₈¹, ПК₁₈⁰ и ПК₁₇ (семь объектов). В пласте ПК₁₉₋₂₀ испытаны три объекта, в результате из первого объекта получен смешанный приток нефти и воды, из двух объектов – промышленные притоки безводной нефти. Из пластов ПК₁₈¹ и ПК₁₈⁰ получен приток пластовой воды без признаков нефти. Пласт ПК₁₈⁰ по материалам ГИС характеризуется как нефтенасыщенный. Промышленный приток газа получен при опробовании пласта ПК₁₇. Данные позволили уточнить строение залежей, положение ГНК и ВНК по залежи пласта ПК₁₇ и ВНК по залежи пласта ПК₁₉₋₂₀.

Скважина 451р пробурена в сводовой части южного купола, севернее скважины 120р, с целью доразведки пластов БС₁₃, БС₁₂. Опробовано 8 пластов (13 объектов): БС₁₃, БС₁₂², БС₁₁², БС₁₀¹, БС₁₀⁰, АС₁₂, АС₁₁², АС₁₀. В скважине проводилось отдельное испытание интервалов с различным характером насыщения пластов БС₁₂², БС₁₁² и БС₁₀¹. Промышленные притоки газа получены при испытании пластов АС₁₂, АС₁₁², смешанные притоки нефти и газа – при испытании пластов БС₁₂², БС₁₁², БС₁₀¹ и АС₁₀. Безводный приток нефти получен при испытании нижележащего интервала пласта БС₁₂², смешанный приток нефти и

воды – при испытании пластов БС₁₃ и БС₁₁² совместно с верхним интервалом, а также после дострела АС₁₂. При испытании пласта БС₁₀⁰ и нижележащего интервала пласта БС₁₀¹ получен приток пластовой воды без признаков нефти. Результаты испытания позволили уточнить структурный план южной части месторождения, положение контуров нефтеносности по пластам БС₁₂² и БС₁₃.

Скважина 454р пробурена в сводовой части северного купола, северо-восточнее скважины 135р, с целью разведки залежей углеводородов в пластах ПК₁₆₋₂₀. Всего в скважине опробовано 12 объектов, пласты ПК₁₉₋₂₀, ПК₁₈², ПК₁₈¹, ПК₁₈⁰, ПК₁₇, ПК₁₆ и ПК₁₅. В продуктивном пласте ПК₁₉₋₂₀ опробовано четыре объекта, различающиеся характером насыщения. Промышленный приток газоконденсата получен из верхней части пласта, приток нефти с незначительным содержанием газа – из среднего интервала перфорации и смешанный приток нефти и воды – из нижележащего интервала перфорации. При опробовании верхней части пласта ПК₁₈² получен приток газоконденсатной смеси, из нижележащего интервала – приток газа с незначительным содержанием нефти и воды. При опробовании пластов ПК₁₈¹, ПК₁₈⁰, ПК₁₇, ПК₁₆ получены притоки газоконденсата, при опробовании пласта ПК₁₅ получен приток газа. По результатам интерпретации ГИС выявлена продуктивность и испытанием подтверждена промышленная газоносность в пластах ПК₁₆ и ПК₁₅.

Таким образом, результаты бурения и испытания скважин, пробуренных в 1988 году, позволили существенно уточнить структурный план месторождения, особенно северной его части, положение контуров нефтегазоносности ранее выявленных залежей, выявить по материалам ГИС и подтвердить испытанием нефтегазоносность новых объектов.

В 1989 году на месторождении пробурены скважины 202р, 458р, 466р.

Скважина 458р пробурена в присводовой части северного купола с целью разведки залежей углеводородов в нижнемеловых отложениях. Испытано восемь объектов, пласты БС₁₂¹, БС₈, ПК₁₈¹, ПК₁₈⁰, ПК₁₇. При испытании пластов БС₁₂¹, БС₈, ПК₁₈¹, ПК₁₈⁰ получены притоки пластовой воды без признаков нефти, результаты

испытания пласта БС₁₂¹ не соответствует данным интерпретации ГИС (по материалам ГИС выделено 4 м нефтенасыщенного коллектора). При опробовании пласта ПК₁₇ получен приток безводной нефти. Результаты интерпретации ГИС и испытания скважины 458р позволили уточнить структурный план и положение контуров нефтеносности ранее выявленных залежей.

Скважина 466р заложена в сводовой части северного купола, северо-западнее скважины 458р с целью разведки залежей углеводородов в меловых отложениях. Опробовано 14 пластов, в том числе пласт ПК₁₈¹ испытан совместно с ПК₁₈². Приток безводной нефти получен при опробовании пласта БС₁¹, при опробовании пласта АС₁₁¹ – приток нефти и воды, источником обводнения продукции является затрубная циркуляция снизу. Испытанием пластов БС₁₁¹, БС₁₀¹, БС₉, БС₇¹, БС₄, БС₂, АС₁₀ уточнен характер насыщения, определенный по материалам ГИС как водонасыщенный. Противоречивые данные получены в результате испытания пластов БС₁₂¹ и БС₇², пласты по ГИС характеризуются как продуктивные. При опробовании пласта ПК₁₆ получен приток газа с незначительным содержанием конденсата.

По результатам интерпретации ГИС и испытания скважин, пробуренных в 1989 году, были внесены изменения в структурные построения, по пластам БС₁₀¹, БС₉ и ПК₁₆ уточнились контуры нефтегазоносности. Доказана испытанием промышленная нефтеносность пласта АС₁₁¹.

В 1990 году на месторождении согласно годовому плану работ пробурены четыре скважины: 157р, 457р, 459р, 460р.

Скважина 157р пробурена в присводовой части северного купола, юго-западнее скважины 9р с целью разведки залежей углеводородов в апт-альбских отложениях (пласты ПК₁₆ – ПК₂₀). Скважина ликвидирована по техническим причинам. Испытания не проводились, по результатам интерпретации ГИС пласты ПК₁₉₋₂₀, ПК₁₇ характеризуются как продуктивные.

Скважина 457р пробурена в сводовой части северного купола, северо-западнее скважины 138р, с целью разведки залежей углеводородов в пластах ПК₁₆

– ПК₂₀. При испытании скважины притоки безводной нефти получены из четырех объектов, пластов ПК₁₉₋₂₀ и ПК₁₈¹, приток пластовой воды с пленкой нефти – из пласта ПК₁₈⁰, приток газа – из пласта ПК₁₇.

Скважина 459р пробурена в присводовой части северного купола, западнее скважины 447р, с целью разведки залежей углеводородов в меловых отложениях. Испытано 17 пластов и песчаная линза над ПК₁₉₋₂₀ (27 объектов). Промышленные притоки газа получены при опробовании пластов БС₉, БС₈, БС₇¹, БС₄, БС₁₁, БС₀, ПК₁₈⁰ и ПК₁₇, притоки безводной нефти – при опробовании пластов БС₁₀¹, БС₇², БС₆, ПК₁₉₋₂₀, и ПК₁₇, притоки нефти и воды – при опробовании пластов БС₃², АС₁₀, и ПК₁₈², приток пластовой воды – при опробовании пласта БС₁₃. Два объекта испытания оказались ”сухими” – это пласт БС₁₀⁰ и песчаная линза, расположенная над пластом ПК₁₉₋₂₀. По результатам испытания на месторождении была доказана газоносность пласта БС₇¹ и подтверждена промышленная нефтеносность пласта БС₆.

Разведочная скважина 460р пробурена в северной сводовой части структуры, юго–восточнее скважины 451р, с целью разведки залежей углеводородов в нижнемеловых отложениях. На основании результатов комплексной интерпретации, к испытанию с целью определения характера насыщения, коллекторских свойств и уточнения положения ВНК рекомендованы к испытанию четыре объекта в пределах пластов БС₁₃ и БС₁₂². В результате испытания из пласта БС₁₃ получен смешанный приток нефти с водой, из пласта БС₁₂² – промышленный приток нефти и газа. Результаты испытания и интерпретации позволили уточнить строение ранее выявленных залежей, существенно расширить контуры нефтеносности по пластам БС₁₃ и БС₁₂².

В 1991 году на Барсуковском месторождении пробурены скважины 201р, 461р, 462, 465р и 6р н-п.

Поисковая скважина 201р пробурена в северной части Барсуковского месторождения, восточнее скважины 129р, с целью поиска залежей нефти в юрских отложениях. К испытанию было намечено 16 объектов в пределах юрских

отложений (восемь объектов), ачимовской пачки, БС₁₄, БС₁₃, БС₄ и ПК₁₉. По результатам испытания нефтенасыщенных объектов не обнаружено.

Скважина 461р заложена в сводовой части южного купола, юго-восточнее скважины 120р, с целью разведки залежей углеводородов в нижнемеловых отложениях. Скважина закончена бурением в отложениях валанжинского яруса. Испытано 6 пластов: БС₁₄, БС₁₂² (испытана водонасыщенная часть пласта), БС₁₂¹, БС₁₁¹, БС₁₀¹, БС₁₁, при опробовании получены притоки пластовой воды, за исключением пласта БС₁₁, где получена вода с пленкой нефти.

Скважина 462р пробурена в присводовой части северного купола, западнее скважины 458р, с целью разведки залежей углеводородов в пластах ПК₁₇, ПК₁₈, ПК₁₉₋₂₀. В результате опробования пласта ПК₁₉₋₂₀ получен фонтан нефти.

Скважина 465р пробурена в присводовой части северного купола, северо-восточнее скважины 132р, с целью разведки залежей углеводородов в пластах БС₂₋₃, ПК₁₇ – ПК₁₉. При испытании скважины притоки безводной нефти получены из продуктивного пласта ПК₁₉₋₂₀, нефти с водой – из пласта БС₈, приток газа – из пласта ПК₁₇. Пласты АС₁₀, ПК₁₈² и ПК₁₈¹ по результатам интерпретации ГИС и испытания характеризуются как водонасыщенные, ПК₁₈⁰ испытан в водонасыщенной части пласта. Результаты испытания позволили уточнить строение залежи ПК₁₉₋₂₀ и контур газоносности по пласту ПК₁₇.

Скважина брн-п пробурена на валанжинский горизонт в седловине между Новопурпейским и Барсуковским месторождениями, юго-западнее скважины 120р, с целью разведки залежей нефти в нижнемеловых отложениях (пласты БС₁₂², БС₆, БС₁). Годовым планом работ предусматривался отбор керн из трех интервалов, фактически в скважине отобрано керн из пяти интервалов. По материалам керн пласты БС₁¹ и БС₁₂² характеризуются как нефтенасыщенные, по материалам интерпретации ГИС пласт БС₁¹ определен как водонасыщенный. Был испытан пласт БС₁₂², в результате получен приток безводной нефти, что позволило существенно расширить контур нефтеносности по пласту БС₁₂².

В 1992 году в соответствии с годовым планом работ на Барсуковском месторождении пробурены скважины 9рн-п и 455р.

Скважина 9рн-п заложена в седловине между Новопурпейским и Барсуковским месторождениями, севернее скважины 120р, с целью разведки залежей нефти в пластах БС₁₃ и БС₁₂. Скважина закончена бурением в отложениях валанжинского возраста. В скважине испытано два объекта – пласты БС₁₂² и БС₁₁². Безводный приток нефти получен из пласта БС₁₂², приток пластовой воды – из пласта БС₁₁². На основании данных, полученных в результате испытания скважины 9рн-п, уточнилось строение продуктивных пластов и контур нефтеносности пласта БС₁₂².

Скважина 455р пробурена на северном склоне северного купола, севернее скважины 9рн-к, с целью разведки залежей углеводородов в меловых отложениях. Опробовано восемь пластов, в результате испытаний безводные притоки промышленной нефти получены из пластов ПК₁₈¹ и ПК₁₈⁰ совместно с ПК₁₈¹, смешанные притоки нефти и воды – из пластов БС₁₃, БС₁₂¹, приток пластовой воды с пленкой нефти – из пласта БС₁₀¹, приток газоконденсата – из пласта ПК₁₇. По пластам БС₈, БС₇² результаты испытания не соответствуют данным интерпретации ГИС, по данным ГИС пласты характеризуются как продуктивные.

Результаты интерпретации ГИС и испытания скважин, пробуренных в 1992 году, позволили уточнить геологическое строение и контуров нефтеносности продуктивных пластов БС₁₂², БС₁₂¹, БС₁₀¹ и ПК₁₈¹.

В 1993 году на месторождении пробурены скважины 7рн-п, 8рн-п, 13р и 456р.

Скважина 7р н-п была заложена для бурения на Валанжинский горизонт в седловине между Барсуковским и Новопурпейским месторождениями с целью разведки залежей нефти пластов БС₁₃ и БС₁₂. По результатам комплексной интерпретации пласт БС₁₂² выделен как продуктивный, БС₁₂¹ – возможно продуктивный. Керна, отобранный в интервалах пласта БС₁₂² с выпотами нефти. В скважине опробованы пласты БС₁₂² и БС₁₂¹, в обоих случаях получен приток

минерализованной воды. Скважина ликвидирована по геологическим причинам, как выполнившая свое геологическое назначение.

Скважина 8рн-п пробурена на Валанжинский горизонт на западном склоне южного купола с целью разведки залежи нефти в пласте БС₁₂. Опробовано, согласно рекомендации, к испытанию три объекта, пласты БС₁₅ и БС₁₂. При испытании пласта БС₁₂² получен приток минерализованной воды с пленкой нефти, при испытании пласта БС₁₃ – приток минерализованной воды.

Разведочная скважина 13р пробурена на восточном склоне южного купола Барсуковского месторождения, северо-восточнее скважины 120р, с целью разведки залежей нефти в нижнемеловых отложениях. Проектом предусматривался отбор керн из интервалов 2605 – 2625 м и 2650 – 2665 м (пласты БС₁₂² и БС₁₃) и испытание двух объектов в пласте БС₁₂². Из интервала пластов БС₁₂¹ и БС₁₂², поднят песчаник с запахом нефти. При опробовании пласта БС₁₂² получен промышленный приток нефти и газа. При испытании нефтеносность пласта БС₁₃ не установлена.

Скважина 456р пробурена в присводовой части северного купола, южнее скважины 138р, с целью разведки залежей углеводородов в валанжинских отложениях. Опробовано семь пластов. Притоки пластовой воды получены из пластов БС₁₂², БС₁₁¹ и БС₁₀¹. Результаты испытаний пластов БС₁₂² и БС₁₀¹ не соответствуют данным интерпретации ГИС, по ГИС пласты в этой скважине характеризуются как продуктивные. При испытании пласта АС₈ получен смешанный приток нефти, воды и газа, пласта ПК₁₉₋₂₀ – смешанный приток нефти и газа, пласта ПК₁₈² – промышленный приток безводной нефти, пласта ПК₁₈¹ – приток газа.

По результатам интерпретации ГИС и испытания скважин, пробуренных в 1993 году, уточнен структурный план месторождения, значительно расширился контур нефтеносности залежи пласта БС₁₂² в южной части месторождения, выделена по ГИС и доказана испытанием промышленная нефтегазоносность пласта АС₈ в северной части месторождения.

В период 1994 – 1996 гг. на месторождении пробурены на западном, юго-восточном и восточном склонах южного купола скважины 10р, 15р, 14р с целью разведки залежей нефти в нижнемеловых отложениях и скважина 17р – с целью уточнения границы залежи пласта БС₁₂, поиска залежей в ачимовской пачке, в пласте БС₁₃ и выяснения перспектив нефтегазоносности в верхнеюрских и среднеюрских отложениях.

В скважинах 10р и 15р по данным испытаний пласт БС₁₂² продуктивный, в скважине 14р пласты БС₁₂², БС₁₂¹ и БС₁₁² – водонасыщенные.

В скважине 17р керн поднят из интервала пластов Ю₀, ачимовской пачки, БС₁₃, и БС₁₂ и опробованы ачимовские отложения. По данным ГИС, кернового материала и испытания скважины 17р признаков нефтеносности не установлено.

Данные по скважинам, пробуренным в период 1994 – 1996 годы позволили уточнить геологическое строение, положение контуров нефтеносности залежи пласта БС₁₂² в южной части Барсуковского месторождения.

Полученные материалы в результате бурения, геолого-геофизические исследования и опробования скважин, пробуренных в период 1988 – 1996 гг. позволили доказать промышленную нефтегазоносность еще в 16 продуктивных пластах БС₉, БС₇¹, БС₆, БС₄, БС₃², БС₃¹, БС₁¹, БС₀, АС₁₂⁰, АС₁₁², АС₁₁¹, АС₈, ПК₁₈¹, ПК₁₈⁰, ПК₁₆, ПК₁₅ и выделить как продуктивные по материалам ГИС пласты БС₁₂⁰, БС₅, БС₂ и ПК₂₂. Существенно уточнить геологическое строение продуктивных пластов, закономерности их распространения и залегания, особенности строения залежей и положение контуров нефтеносности и газоносности.

1.2. Отбор и исследования керна

Для изучения физико-механических свойств, литолого-минералогического состава, коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности и других параметров продуктивных пластов в разрезе Барсуковского месторождения предусматривался отбор керна, обеспечивающих получение обоснованных величин подсчетных

параметров. Всего на месторождении пройдено с отбором керна 92 скважины, в том числе 46 добывающих скважин.

Отбор керна на месторождении производился колонковым снарядом «Недра», КТД-4. После подъема и укладки керна в ящики производился промер длины каждого образца, его макро описание. Более полное исследование керна с уточнением его литологии было проведено в лабораториях ЦЛ «Главтюменьгеологии» и «СибНИИНП».

Фактическая суммарная проходка с отбором керна по отдельным скважинам изменяется от 6,7 м (скважина 3384) до 215 м (скважина 466р) и в целом по площади составляет 4883,3 м. Суммарный вынос по всей площади составил 2794 м. Линейный вынос керна по отдельным скважинам составил от 1,3 м (скважина 3090) до 116,45 м (скважина 466р). Процент выноса керна к общей глубине пробуренных скважин фактически равен 1,2 %, а к проходке с отбором керна – 57,2 %.

По всем скважинам проведено сопоставление глубин отбора керна с каротажем в интервалах продуктивных пластов, т.к. наблюдается несоответствие в связи с промером бурового инструмента.

Увязка керна с каротажем проведена с использованием программы «ARM». Для первичной увязки керна с каротажем в разрезе выбирались прослой пород, однозначно опознаваемых как по керну, так и по каротажу (карбонатные прослой, песчаники и аргиллиты значительной толщины). После увязки этих реперов, керн данного интервала автоматически смещался на определенное количество метров вверх или вниз по разрезу. Смещение интервалов отбора керна относительно глубин по ГИС составляет до 12 м вниз и вверх по разрезу.

Затем была выполнена детальная увязка керна с материалами ГИС. На основе литологического описания и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) образцов послойно привязывался к интервалам в соответствии с их характеристиками по ГИС, с целью построения связей КЕРН – ГИС (Кп, апс).

Общий вынос керна из продуктивных пластов составляет 1912 м, т.е. 56,7 % от общей проходки, в том числе из проницаемой части вынесено 798,1 м, из

газонасыщенной части – 110,6 м, из нефтенасыщенной части разреза – 282,7 м, из водонасыщенной – 404,8 м. Больше количество керн поднято из пластов: ПК₁₉₋₂₀ (327,3 м), БС₁₂² (201,2 м), БС₈ (167,3 м), БС₁₀¹ (148,8 м). Низкий вынос керн отмечается в пластах БС₁₂⁰ (2,4 м), БС₂ (4 м), БС₀ (5,8 м), АС₁₁² (6 м). Пласты АС₈, АС₉, АС₁₂⁰, ПК₂₂ вообще керном не охарактеризованы. Из 37 рассматриваемых объектов охарактеризовано керном 34. Наиболее изученными являются пласты ПК₁₉₋₂₀, БС₈, БС₁₀¹, БС₁₂².

1.3. Геофизические исследования скважин в процессе бурения

В соответствии с действующей на момент проведения работ «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах» на Барсуковском месторождении выполнены следующие виды исследований:

- стандартный каротаж;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- микрозондирование (МКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- микробоковой каротаж (МБК);
- индукционный каротаж (ИК);
- резистивиметрия;
- радиоактивный каротаж (РК);
- акустический каротаж (АК);
- кавернометрия (КВ) и микрокавернометрия (МКВ);
- инклинометрия;
- термометрия;
- цементомерия;
- газовый каротаж.

1.3.1. Стандартный каротаж

Стандартный каротаж проводился во всех скважинах в масштабе глубин 1:500 тремя зондами: подошвенным градиент-зондом А2,0М0,5N, кровельным градиент-зондом N0,5M2,0A, потенциал-зондом N6,0M0,5A с записью кривой ПС. ПС записывалась как одновременно, так и разновремененно с записью КС. Основной масштаб записи КС – 2,5 Омм/см, ПС – 12,5 мВ/см или 25 мВ/см. Скорость регистрации 2000-2500 м/час. Запись диаграмм осуществлялась аппаратурой КСП-1, КСП-2, АБКТ, Э-1 на станциях ЛКС-7, ЛКН-7В, АКС-Л-7, АКС-7, ОКС-Л-64. Качество материалов стандартного каротажа хорошее.

1.3.2. Боковое каротажное зондирование

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводилось в продуктивной части разреза почти во всех скважинах подошвенными градиент зондами размерами А0 = 0,45 м, 1,05 м, 2,25 м, 4,25 м, 8,5 м и кровельным зондом с А0 = 2,25 м. Кровельный градиент-зонд часто записывался в масштабе глубин 1:500, основные зонды БКЗ записывались в масштабе глубин 1:200. БКЗ проводилось аппаратурой КСП-1, КСП-2, АБКТ, Э-1. В интервале БКЗ записывалась диаграмма ПС. Основной масштаб записи диаграмм КС-2,5 Омм/см, масштаб записи ПС – 12,5 мВ/см. Скорость записи составляла 2000-2500 м/ч.

Качество материала в основном хорошее. Причины удовлетворительного качества диаграмм отдельных зондов в завышении или занижении значений КС. Если отличие составляло более 20 %, то материал браковался. Плохое качество материалов по скважине 4р. Здесь промежуточный каротаж в интервале 1600-2300 м был записан на обычном пресном растворе, а окончательный каротаж в интервале 2300-2600 м записывался на соленом растворе. В связи с этим, интерпретация по этой скважине проводилась условная.

1.3.3. Микрозондирование

Микрозондирование (МКЗ) проводилось микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М аппаратурой МДО, МДО-3 в интервале проведения БКЗ. Запись зондами одновременная в масштабе глубин 1:200, масштаб записи кривых 2,5 Омм/см. Скорость регистрации кривых составляла 1000-1300 м/час. В скважине 4р скорость регистрации составляла 700 м/час. Материалы, в основном, хорошего качества. Снижено качество до удовлетворительного в скважинах 4р на глубине ниже 2300 м запись сделана на соленом растворе, в связи с чем, показания КС против прослоев низкие и выделение коллекторов затруднено, 9р, 122р, 123р, 124р, 138р, 428р (интервал 2402-2702 м), 437р, 438р (интервал 2328-2711 м), в которых качество материала снижено за счет нестабильности работы аппаратуры или отсутствия контрольного перекрытия. Не выполнено МКЗ в скважине 135р, забракованы материалы по скважинам 134р и 419р.

1.3.4. Микробоковой каротаж и микрокавернометрия

Микробоковой каротаж и микрокавернометрия (МБК) и (МКВ) проводились в большинстве разведочных скважин, а также в части эксплуатационных скважин, таких как 506, 821, 1406, 2030, 3018, 3048, 3182, 3221, 3224, 3293. Не выполнены исследования в скважинах 4р, 6р, 119р, 7р, 119р, 202р. Запись проводилась аппаратурой МБКУ, МБК, АБКТ. Запись кривых МБК и МКВ осуществлялась одновременно. Скорость записи 1000-1500 м/час. Масштабы записи микробокового метода 2,5 Омм/см, микрокаверномера – 2 см/см. Качество материала в основном хорошее.

Забракован материал МБК по скважине 129 (интервал 1930-2642 м), 134 – брак МКВ из-за неверной настройки прибора. Качество оценено как удовлетворительное в скважине 123 (интервал 2000-2740 м) из-за нестабильности работы лентопротяжного механизма, скважине 134 (интервал 1590-2710 м), а также в скважине 433 (интервал 2030-2504 м) у кривой МБК отсутствует контрольное

перекрытие, в скважине 419 (интервал 1134-2334) из-за повторяемости основной и контрольной записей в коллекторах. В скважине 421 (интервал 2220-2560 м) у кривой МКВ дробный масштаб записи, в скважине 428 (интервал 1046-2495 м) кривая МБК завышена по сопротивлению на 10 %, в скважине 437 (интервал 1302-2468 м) завышена скорость записи.

Кривые МБК и МКВ использовались только качественно при выделении эффективных толщин коллекторов.

1.3.5. Индукционный каротаж

Индукционный каротаж (ИК) проводился во всех скважинах в интервале БКЗ. Запись кривых ИК проводилась аппаратурой АИК-М, АИК, ИК-2-ОКС, АИК-3, АИК-5, ПИК -1М. Скорость записи 1800-2500 м/час. Масштаб регистрации кривых ИК 10 или 20 мСм/м/см. В скважине 138 масштаб регистрации кривой ИК составляет 17 мСм/м/см. Качество материалов ИК, в основном хорошее.

В скважине 4р индукционный каротаж в интервале 1355-3272 м записан на соленом растворе, масштаб записи этой кривой не соответствует указанному в заголовке тексту. Качество кривой ИК оценено как удовлетворительное в скважине 141 (интервал 2200-2620 м) – нулевая линия смещена на 20 мСм/м, в скважине 446 (интервал 1091-2394 м) из-за нестабильности работы прибора.

Правильность установления масштаба записи и нулевой линии на диаграммах ИК проверялась путем сопоставления значений удельных сопротивлений, определенных по БКЗ и по данным ИК.

1.3.6. Резистивиметрия

Резистивиметрия проводилась в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200 с целью определения удельного сопротивления глинистого раствора. Запись проводилась аппаратурой АБКТ, КСП-1, КСП-2, РС. Масштаб записи 0,5-1 Ом/см, скорость регистрации 2000-2500 м/час. В скважинах 10, 15, 129, 136, 453 резистивиметрия не проводилась. В скважинах 9р (интервал 1100-2370 м), 132

(интервал 1089-2256 м), 427 (интервал 1191-2546 м и 2494-2691 м), 428 (интервал 2374-2681 м), 437 (интервал 1300-2466 м), 438 (интервал 1500-2405 м) нет замера сопротивления бурового раствора лабораторным резистивиметром.

Качество материалов резистивиметрии низкое, так как часто масштаб записи не соответствует действительному, поэтому он проверялся и уточнялся в ходе интерпретации по водоносным пластам.

1.3.7. Радиоактивный каротаж

Радиоактивный каротаж (РК) выполнялся во всех скважинах. В скважинах бр, бр, 7, 8, 9р, 9р, 10, 13, 14, 15, 17, 127, 130, 132, 157, 201, 202, 413, 419, 421, 424, 427, 428, 438, 442, 446, 447, 450, 451, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 465, 466 сделаны записи НГК и ГК. В скважинах 119, 120, 121, 122, 126, 127, 129, 134, 136, 138, 141 поисково-разведочного фонда и в эксплуатационных скважинах записаны диаграммы НКТ и ГК.

Запись РК проводилась как в открытом, так и в закрытом стволе в масштабе глубин 1:200 со скоростью 250-400 м/час в интервале БКЗ и в масштабе глубин 1:500 со скоростью 500-600 м/час по всему разрезу скважины. Запись РК проводилась аппаратурой ДРСТ-1, ДРСТ-3, СРК. Размер зондов НГК – 60 см, НКТ – 50 см.

В качестве индикатора в канале ГК применялись кристаллы NaJ(Tl) (размером 40 × 40 и 40 × 80), для канала НКТ-50 – кристаллы ЛДНМ (размером 30×60); источник нейтронов плутониево-бериллиевый (Pu-Be), мощностью более 9×10^6 нейтрон в секунду. Скорость регистрации при постоянном времени интегрирующей ячейки 3 с. составляет 180-450 м/час, а при постоянном времени интегрирующей ячейки равной 6 с.- 220-300 м/час.

Масштаб записи кривых ГК – 1 мкр/час на 1 см, кривых НКТ и НГК – 0,1 – 0,4 усл. ед. на 1 см.

Качество материалов РК в основном хорошее. Забракованы материалы НГК по скважине 123 из-за нестабильной работы лентопотяжного механизма, в

скважине 135 из-за записи без дублируемого блика. Снижено качество до удовлетворительного в скважинах 4, 129, 136, 421, 427, 438, 446, 447.

1.3.8. Акустический каротаж

Акустический каротаж (АК) проводился в скважинах бр, бр, 7, 8, 9р, 10, 13, 14, 15, 17, 120, 121, 122, 124, 127, 129, 130, 136, 138, 201, 413, 419, 421, 424, 427, 428, 442, 446, 447, 450, 451, 454, 455, 456, 557, 458, 459, 460, 461, 465, 466, 506, 1406, 3134, 3293. Запись кривых АК осуществлялась аппаратурой СПАК-4, СПАК-6. Масштаб записи кривых Т1 и Т2 – 50 мкс/м/см, Т – 20, 25 мкс/м, а кривых А1 и А2 – 0,75-1 мВ/см, $\log A1/A2$ – 2-4 дБ/см. Скорость записи акустического каротажа составляет 1000-2500 м/час.

Для количественной обработки АК непригодны материалы по скважине 442, так как на кривой ΔT отмечаются ложные аномалии («броски»), иногда выходящие за пределы интервала $\Delta T_{\min} - \Delta T_{\max}$. Эти аномалии вызваны проскальзыванием циклов. В скважинах 6Н-К, 419, 446, 447 не проводился контрольный замер в «свободной колонне». Материалы по этим скважинам приняты к количественной интерпретации диаграмм АК с исправлением систематического смещения «нуля» записи ΔT , которое проведено по модальному значению ΔT в чистых коллекторах.

В скважинах бр, 121, 123, 130, 419, 421, 427, 442, 455 качество материалов АК оценено как удовлетворительное.

1.3.9. Кавернометрия

Кавернометрия (КВ) проводилась в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи кривых – 2 см/см. Замеры проводились аппаратурой СКП-1, СКО-2 со скоростью регистрации диаграмм 800-1800 м/час.

Материал, в основном хорошего и удовлетворительного качества.

Исправление производилось по плотным карбонатным породам, которые имеют номинальный диаметр.

1.3.10. Гамма-гамма плотностной каротаж

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П) выполнен в скважинах 157р, 201р, 451р, 454р, 455р, 456р, 457р, 458р, 459р, 460р, 461р, 466р разведочного фонда и 506, 1406, 3071, 3293 эксплуатационного фонда в масштабе глубин 1:200. Исследования проводились аппаратурой СГПУ-2, СГП-2-АГАТ. Скорость записи 120-400 м/час при постоянном времени интегрирующей ячейки – 3,6 с. Для регистрации рассеянного гамма излучения использовались сцинтилляционные счетчики, состоящие из фотоумножителей ФЭУ-74А и кристаллов NaJ(Tl) размером 25×40 мм для большого зонда и 25×30 мм для малого. Для записи применялись цезиевые источники. Масштаб записи кривой объемной плотности гамма-квантов равен 0,01-0,05 г/см³/см. Качество замеров хорошее.

1.3.11. Многозондовый нейтронный каротаж

Многозондовый нейтронный каротаж (МНК) проводился в скважинах 157, 428, 447, 451, 454, 455, 456, 458, 459, 460, 465, 466 аппаратурой СРК, МНК-1, МНК-2.

В качестве детектора тепловых нейтронов использовались пропорциональные гелиевые счетчики СНМ-56. Скорость регистрации при постоянной времени интегрирующей ячейки 6 с. составляет 300 м/час. Масштаб записи кривой большого зонда (БЗ) 1500 имп/мин/см, кривой малого зонда (МЗ) – 1000 имп/мин/см. Качество материалов хорошее, исключение составляет скважина 460, в которой качество снижено до удовлетворительного.

Инклинометрия проводилась почти во всех скважинах, кроме скважин 120, 129 по всему стволу через 25 м инклинометрами типа КИТ, ИТ. Качество замеров хорошее.

Термометрия проводилась в отдельных скважинах с целью определения глубины цементного кольца (ОЦК) за обсадной колонной аппаратурой ТЭГ-36, Т-5, ТЭГ-60. Масштаб глубин 1:500. Масштаб записи 0,5°С/см. Скорость регистрации 900-1500 м/час. Качество материала, в основном, хорошее.

Термические исследования с целью определения геотермического градиента проводились в скважине 9р.

Основным недостатком материалов термометрии является несоответствие указанных масштабов записи температур фактическим, что установлено по точечным замерам температур термометром при испытании. Расхождение температур составляет 10°C. Другой причиной расхождения температур является расхождение в глубинах, которое составляет порядка 30 м.

Цементометрия включала акустическую цементометрию (АКЦ) и цементометрию по плотности цементного камня (ЦМТУ).

АКЦ проводилась с целью определения качества цементного кольца за обсадной колонной в большинстве скважин. Регистрация параметров Ак, Ап, Тп проводилась аппаратурой АКЦ-4, СПАК-6.

Качество материалов в целом хорошее. Снижено качество до удовлетворительного в скважинах 6р, 135, 136, 413, 446 из-за нестабильного масштаба записи.

ЦМТУ проводилась прибором ЦМТУ-1. В качестве источника гамма-излучения использовался цезий-137, мощностью 0,253 Кюри мГ – эквивалент радия в скважине 4р.

Для контроля качества цементирования обсадных колонн в скважинах 446, 447 была выполнена скважинная гамма-дефектометрия-толщинометрия (СГДТ), позволяющая определить наличие цементного камня за колонной, его плотность, полноту и равномерность заполнения затрубного пространства цементным камнем, среднюю по периметру толщину стенки обсадных труб, дефекты, связанные с механическими или химическими воздействиями, эффективность и последствия перфорации, местоположение муфт, центрирующих фонарей и пакеров. Использовалась аппаратура СГДТ-3. Качество материалов – хорошее.

1.3.12. Газовый каротаж

Газовый каротаж проводился в скважинах 119, 120, 129, 135, 138, 141. Записаны кривые суммарных газопоказаний, кривые компонентного состава газа. Запись производилась на станции АГКС-4АЦ, использовался поплавковый дегазатор, хромотермограф типа ХГ-1Г. Масштаб записи кривой суммарных газопоказаний 0,1 %/см, а кривых компонентного состава – 10 %/см.

Кроме того, в скважине 141 проведен детальный механический каротаж.

В скважине 442 записаны кривые восстановления давления прибором ОПН-140.

Предварительная оценка качества материалов ГИС осуществлялась при подготовке оперативного заключения по скважине в сервисной геофизической компании. Проверка материалов велась в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах» [3, 4].

Окончательная оценка пригодности материалов ГИС для количественного определения подсчетных параметров коллекторов устанавливалась на этапе комплексной интерпретации. При необходимости масштабы регистрации кривых уточнялись.

1.4. Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин

Охват фонда скважин Барсуковского месторождения потокометрическими исследованиями и мероприятиями по контролю технического состояния эксплуатационных колонн (почти всегда проводимыми одновременно) представлен на рисунке 1.3 (скважины, охваченные мероприятиями, выделены красным, не охваченные синим) и таблице 1.2.

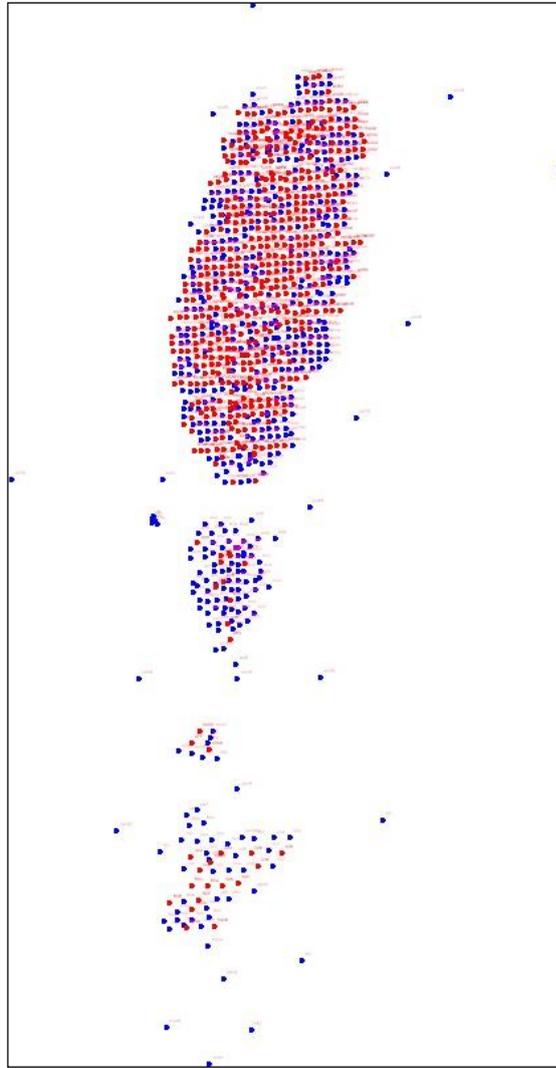


Рисунок 1.3 – Охват скважин Барсуковского месторождения потокометрическими исследованиями и исследованиями технического состояния скважин

Как видно из таблицы 1.2, в 1997-2007 гг. исследовательскими работами было охвачено 498 скважин или почти половина всего пробуренного фонда.

Недостаточен объем исследований по контролю текущего характера насыщения коллекторов месторождения (было проведено всего 4 ИННК).

Сведения об объемах исследований по контролю за разработкой Барсуковского месторождения в 1997-2007 гг

Добывающие		Нагнетательные		Определение текущей нефтенасыщенности (наблюдательные)		Количество определение технического состояния скважин и определение профиля притока (приемистости)	Всего
Кол-во скважин	Кол-во исследований	Кол-во скважин	Кол-во исследований	Кол-во скважин	Кол-во исследований		
341	540	157	441	4	4	981	984

1.5. Гидродинамические исследования скважин

Охват пластов Барсуковского месторождения гидродинамическими исследованиями (построение и анализ КВД, КВУ, КПД и ИД) на протяжении всего периода разработки месторождения представлен в таблице 1.3. Охват пластов теми же исследованиями за анализируемый период (2005-2007 гг.) представлен на рисунке 1.4.

Наиболее охваченным гидродинамическими исследованиями объектом разработки является пласт: ПК₁₉₋₂₀ (таблица 1.3 и рисунок 1.5).

На рисунке 1.4 представлена динамика проведения ГДИС и охват фонда скважин этими исследованиями.

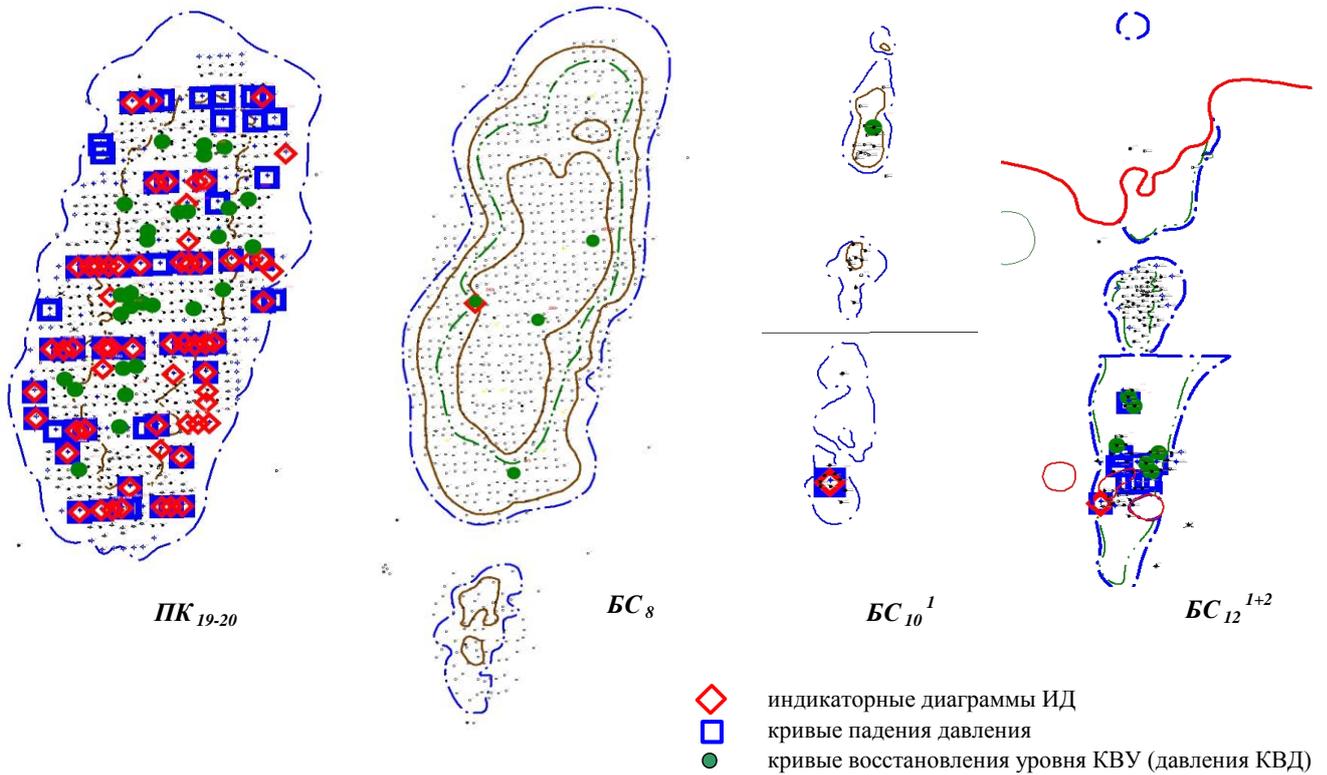


Рисунок 1.4 – Охват основных объектов разработки гидродинамическими исследованиями 2005-2007 гг

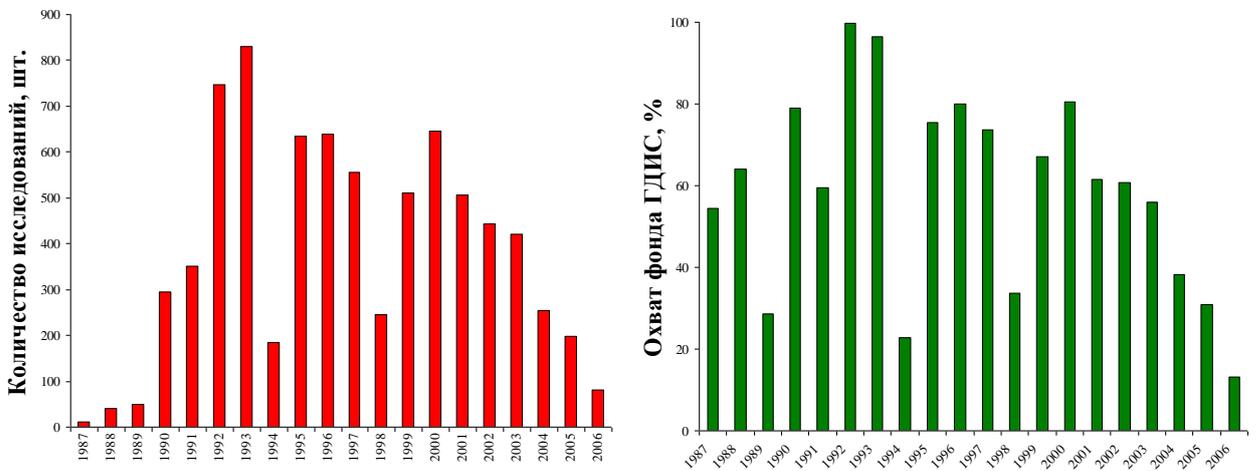


Рисунок 1.5 – Охват фонда скважин Барсуковского месторождения гидродинамическими исследованиями

Как видно из рисунка 1.4, наибольшая частота исследований наблюдалась в 1993 году (когда наблюдался 100 %-й охват фонда) постепенно снижаясь к 2006 году (исследованиями было охвачено 13 % фонда).

Состояние изученности пластов месторождения методами ГДИ

Пласт	Количество исследований			Количество кондиционных исследований			Итого кондиционных исследований		
	КВД (КВУ)	КПД	ИД	КВД (КВУ)	КПД	ИД	Кол-во	%	
ПК ₁₇	6								
ПК ₁₈ ⁰	23								
ПК ₁₈ ¹									
ПК ₁₈ ²									
ПК ₁₉₋₂₀	3303	2226	1842						
ПК ₂₂	4								
АС ₁₀	15								
БС ₅	1								
БС ₇ ²	2								
БС ₈	11								
БС ₁₀ ¹	19	6							
БС ₁₁ ²	7								
БС ₁₂ ⁰	91	23	15						
БС ₁₂ ¹									
БС ₁₂ ²									
БС ₁₃	9								
БС ₁₄	4								

С целью анализа качества интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин Барсуковского месторождения исходная информация была выборочно переинтерпретирована. В таблицах 1.4 и 1.5 представлены результаты интерпретации соответствующими сервисными службами (в т.ч. ООО «СИАМ

мастер» в 200 – 2007 гг.) и авторами представленного ПТД. На рисунках 2.6.3-2.6.4 представлена исходная информация для интерпретации и результаты ее проведения. При расчетах геолого-технологических характеристик использована методология, описанная в [5].

Таблица 1.4

Сопоставление результатов интерпретации выборочных данных ГДИС на неустановившихся режимах эксплуатации сервисными службами и авторами ПТД

Скважина/ пласт	Вид исследования	Дата исследования	Геолого- технологическая характеристика	Результаты обработки		Отношение (2)/(1)
				Сервисной службой (1)	Авторами ПТД (2)	
1006/БС ₁₂	КПД	2003	Проницаемость, мкм ²	0,152	0,266	1,7
			Приемистость, м ³ /(сут·МПа)	2,56	13,80	5,4
1500/ПК _{19- 20}	КПД	2004	Проницаемость, мкм ²	0,287	0,066	0,2
			Приемистость, м ³ /(сут·МПа)	4,73	19,72	4,2
3448/ПК _{19- 20}	КПД	2004	Проницаемость, мкм ²	0,520	0,076	0,1
			Приемистость, м ³ /(сут·МПа)	4,78	26,56	5,6
4059/ПК _{19- 20}	КВУ	2006	Проницаемость, мкм ²		0,121	
			Продуктивность, м ³ /(сут·МПа)		35,88	

Сопоставление результатов интерпретации данных ГДИС на установившихся режимах эксплуатации сервисными службами и авторами ПТД

Скважина/ пласт	Вид исследования	Дата исследования	Геолого- технологическая характеристика	Результаты обработки		Отношение (2)/(1)
				Сервисной службой (1)	Авторами ПТД (2)	
454/ ПК ₁₉₋₂₀	Снятие ИД	1988	Проницаемость, мкм ²		0,531	
			Продуктивность, (м ³ /сут)/МПа	3,9	4,4	1,1
13/ БС ₁₂	Снятие ИД	1994	Проницаемость, мкм ²		0,060	
			Продуктивность, (м ³ /сут)/МПа	26,5	26,5	1,0
460/ БС ₁₂	Снятие ИД	1992	Проницаемость, мкм ²		0,073	
			Продуктивность, (м ³ /сут)/МПа	18,0	18,4	1,0
135/ ПК ₁₉₋₂₀	Снятие ИД	1986	Проницаемость, мкм ²		0,237	
			Продуктивность, (м ³ /сут)/МПа	26,0	16,7	0,6
141/ ПК ₁₉₋₂₀	Снятие ИД	1986	Проницаемость, мкм ²		0,206	
			Продуктивность, (м ³ /сут)/МПа	19,0	27,3	1,4

4059/ ПК ₁₉₋₂₀	Снятие ИД	2006	Проницаемость, мкм ²		0,132	
			Продуктивность, (м ³ /сут)/МПа	41,5	66,7	1,6

Как видно из таблиц 1.4 и 1.5, разница между расчетными показателями в целом не значительна.

1.6 Лабораторные исследования пластовых флюидов

Наибольшее количество глубинных проб отобрано по пластам ПК₁₉₋₂₀, БС₁₁¹⁺², БС₁₂¹ и БС₁₂². Из пласта БС₁₂² глубинные пробы и физико-химические свойства поверхностной нефти анализировались по нефтяной залежи, по газонефтяной залежи пробы пластового газа и конденсата отбирались с устья скважины 447р. Залежи пластов БС₁₀², БС₁₃ и БС₁₄ представлены только поверхностными пробами. В 2003 году были отобраны и проанализированы 2 пробы пластовых флюидов из скважин 506 и 510 пласта БС₁₀¹.

Исследования отобранных проб были выполнены Центральной лабораторией Главтюменьгеологии, институтом СибНИИНП, Гомельским филиалом института УкрГИПРОНИИнефть, нефтехимической лабораторией ГГП «Удмуртгеология» и ООО «Реагент». Исследования проводились в соответствии с требованиями отраслевых стандартов ОСТ 39-112-80 или ОСТ 153-39.2-048-2003 [6,7]. Изучение физических свойств глубинных проб нефти проводилось стандартным (однократным) и дифференциальным (ступенчатым) способами разгазирования.

Физико-химические свойства конденсата определялись в Центральной лаборатории Главтюменьгеологии по стандартной методике.

При расчёте средних значений параметров, характеризующих нефть, газ и конденсат, проводилась отбраковка некачественных проб. Наиболее характерными причинами отбраковки глубинных проб являются:

- отбор при забойном давлении ниже давления насыщения или близком ему;

- отбор проб на глубине значительно выше интервала перфорации;
- потеря растворённого газа вследствие разгерметизации пробоотборника в процессе транспортировки;
- отбор проб в эксплуатационных скважинах на участках залежей со сниженным пластовым давлением.

2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УЭЦН

Большинство месторождений нефти России в настоящее время находится на завершающих стадиях эксплуатации, характеризующийся форсированным отбором жидкости из добывающих скважин, высокой обводенностью и огромными объемами закачки жидкости в систему ППД. Установка штангового глубинного нефтяного насоса (УШГН) не может обеспечить требуемый отбор жидкости из скважин ввиду конструктивных и технических ограничений, так же ШГН имеет значительное ограничение по глубине спуска, что делает его неэффективным. Этим проблем лишена установка электроцентробежный насос (УЭЦН). Широкий диапазон производительностей от 10 до 1500 м³/сут и напорных характеристик от 500 до 3000 метров, позволяет применять установки на высокодебитных скважинах, со значительной глубиной спуска. Поэтому большинство нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири практически полностью перешли от УШГН к УЭЦН. Так по Цеху Добычи Нефти и Газа №1 ЦДНГ №1 предприятия ООО «РОСНЕФТЬ-Пурнефтегаз» действующий фонд составляет 577 скважин из них УШГН 15 установок, УЭЦН 518 установок, 44 скважины работают фонтанным способом эксплуатации.

При помощи УЭЦН добывается 80 % нефти в России.

В общем и целом УЭЦН – обычный насосный агрегат, только тонкий и длинный. И умеет работать в среде отличающейся своей агрессивностью под большим давлением и температурой, присутствующим в ней механизмам. Состоит он из погружного насосного агрегата (электродвигатель с гидрозащитой + насос), кабельной линии, колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного оборудования (трансформатора и станции управления)

2.1. Основные узлы УЭЦН

1. ЭЦН (электроцентробежный насос) – ключевой элемент установки, который собственно и осуществляет подъем жидкости из скважины на поверхность. Состоит он из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней

(направляющих аппаратов) и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в стальной корпус. Основные характеристики ЭЦН – это дебит и напор, поэтому в названии каждого насоса присутствуют эти параметры. Например, ЭЦН-60-1200 перекачивает 60 м³/сут жидкости с напором 1200 метров.

2. ПЭД (погружной электродвигатель) – второй по важности элемент. Представляет собой асинхронный или вентильный электродвигатель, заполненный специальным маслом.

3. Протектор (или гидрозащита) – элемент, расположенный между электродвигателем насосом или газосепаратором. Отделяет электродвигатель, заполненный маслом от насоса и газосепаратора заполненных пластовой жидкостью и при этом передает вращение от двигателя к насосу.

4. Кабель, с помощью кабеля к погружному электродвигателю подводится электроэнергия. Кабель бронированный. Как правило кабель плоский (КПБК), с сечение жил 16мм² или 24мм². Вдоль установки жилы кабеля дополнительно находятся в свинцовой защите, что предотвращает его перегрев.

Дополнительное оборудование:

5. Газосепаратор – используется для снижения количества газа на входе в насос. Если необходимости в снижении количества газа нет, то используется простой входной модуль, через который в насос поступает скважинная жидкость.

6. ТМС – термоманометрическая система. Градусник и манометр в одном лице. Выдает на поверхность данные о температуре и давлении той среды, в которой работает спущенный в скважину ЭЦН.

Вся эта установка собирается непосредственно при ее спуске в скважину. Собирается последовательно снизу-вверх, не забывая про кабель, который пристегивается к самой установке и к НКТ, на которых все это и висит, специальными металлическими поясами (клямсами). На поверхности кабель запитывается на устанавливаемые вблизи куста повышающий трансформатор (ТМПН) и станцию управления.

Помимо уже перечисленных узлов в колонне насосно-компрессорных труб над электроцентробежным насосом устанавливаются обратный и сливной клапаны.

7. Обратный клапан (ШОК – шариковый обратный клапан) Он не позволяет жидкости сливаться вниз при остановках насоса. Во время работы насоса обратный клапан находится в открытом положении под действием давления снизу.

Над обратным клапаном монтируется сливной клапан (КС), который используется для спуска жидкости из НКТ перед подъемом насоса из скважины.

Электроцентробежные погружные насосы имеют значительные преимущества перед глубинными штанговыми насосами:

- Относительная простота наземного оборудования;
- Возможность отбора жидкости из скважин до 1500 м³/сут;
- Возможность использовать их на скважинах с глубиной более 3500 метров;
- Высокий (от 500 суток до 2-3 лет и более) межремонтный период работы ЭЦН, при соблюдении режимов эксплуатации и обслуживании.
- Возможность проведения исследований в скважинах без подъема насосного оборудования;
- Менее трудоемкие методы удаления парафина со стенок насосно-компрессорных труб.

Электроцентробежные погружные насосы могут применяться в глубоких и наклонных нефтяных скважинах (и даже скважинах с горизонтальным окончанием), в сильно обводненных скважинах, с высокой минерализацией пластовых вод, для подъема соляных и кислотных растворов. Кроме того, разработаны и выпускаются электроцентробежные насосы для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких горизонтов в одной скважине со 146 мм и 168 мм обсадными колоннами, а также компоновках отдельно раздельной добычи (ОРЗД). Иногда электроцентробежные насосы применяются также для закачки минерализованной пластовой воды в нефтяной пласт с целью поддержания пластового давления (насосы перевертыши).

2.2. Схемы погружного оборудования УЭЦН 5 и 2а габарит

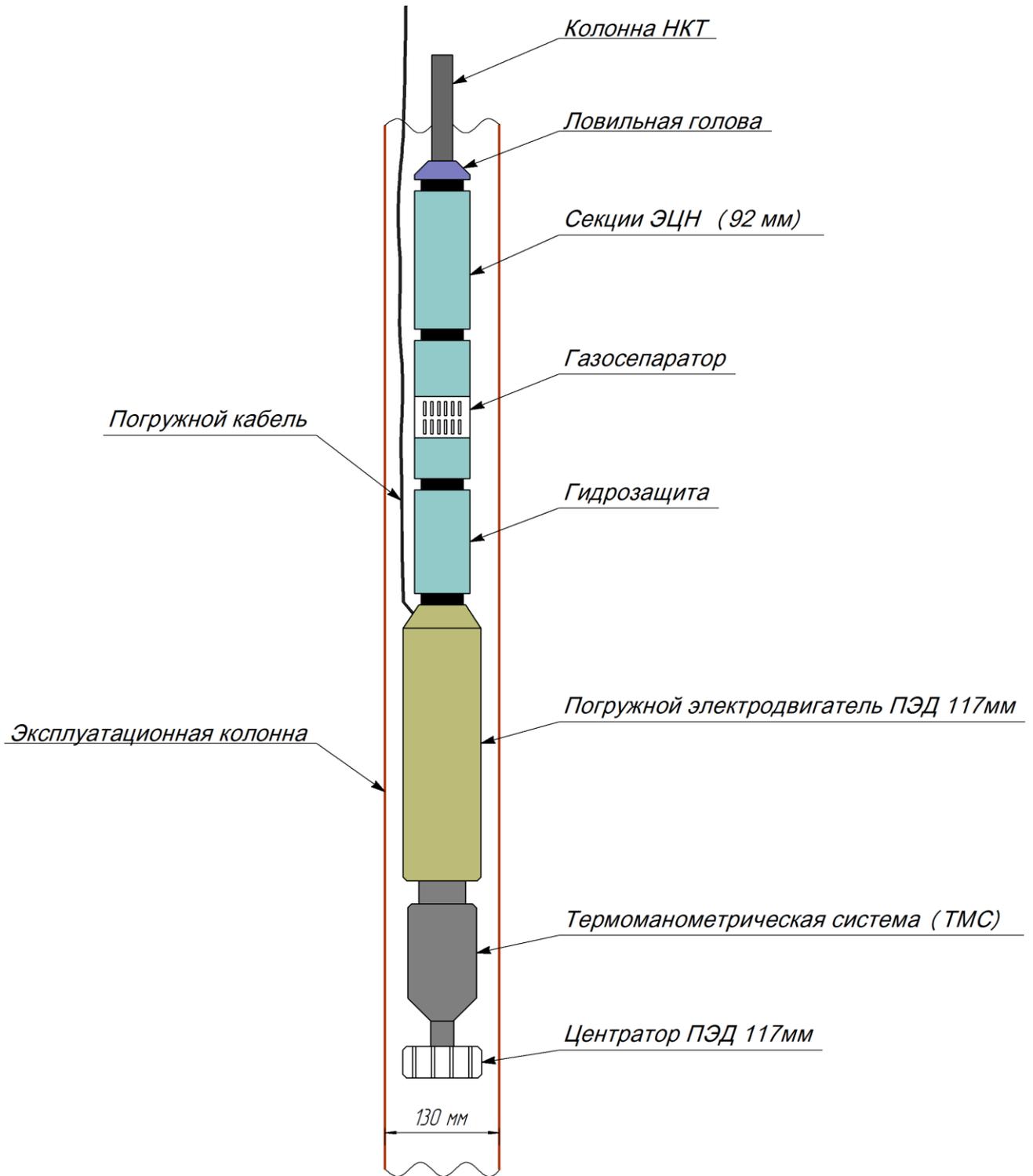


Рисунок 2.1 – Электроцентробежный насос 5 габарита

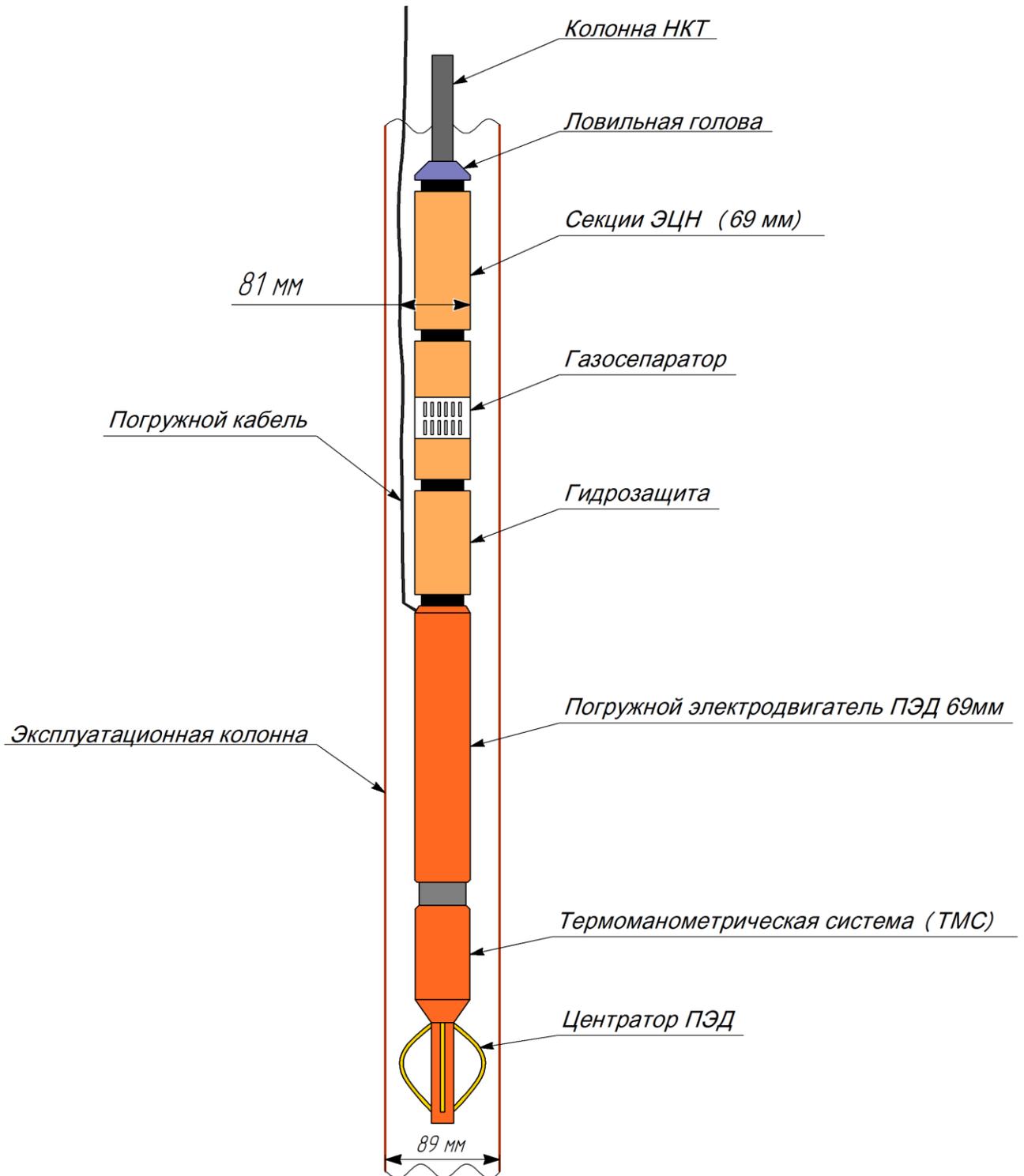


Рисунок 2.2 – Электроцентробежный насос 2А габарита

3. РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ГЛУБИНАХ ПОГРУЖЕНИЯ И РАЗЛИЧНЫХ НАСОСАХ

Динамический уровень – это уровень жидкости в скважине от устья до «зеркала» жидкости.

Формула расчета динамического уровня через датчик давления на приеме насоса и затрубного давления:

$$H_{\text{динамический}} = H_{\text{спуска насоса}} - \frac{(P_{\text{прием насоса Атм.}} - P_{\text{затрубное Атм.}}) \cdot 10}{\rho_{\text{нефти}}}$$

Расчет динамического уровня по скважине 603/39 Барсуковского месторождение при работе ЭЦН 5-60-1500 и глубине спуска 1575 метров.

$$H_{\text{динамический}} = 1575 - \frac{(62 - 34) \cdot 10}{0,91} = 1290 \text{ м}$$

По уровнемеру уровень определялся 1315 метров.

Расчет динамического уровня по скважине 603/39 Барсуковского месторождение при работе ЭЦН 2А-50-2200 и глубине спуска 2350 метров.

$$H_{\text{динамический}} = 2350 - \frac{(89 - 34) \cdot 10}{0,91} = 1745 \text{ м}$$

По уровнемеру уровень определялся 1700 метров.

Так же динамический уровень может быть определен путем замера по средствам уровнемера.

Расчет целевого забойного давления через давления датчика на приеме насоса:

$P_{\text{целевое забойное}} = \rho G H$, где ρ – плотность нефти, G – ускорение свободного падения, H – высота столба жидкости.

$H = H_{\text{верхних дыр перфорации}} - H_{\text{динамический уровень}}$.

$P_{\text{целевое забойное}}$ при работе ЭЦН 5-60-1500, глубине спуска 1575 метров, расходе жидкости 14,6 м³ и динамическом уровне 1315 метров.

Глубина до верхних дыр перфорации равна 2775 метрам.

$P_{\text{целевое забойное}} = 0,91 \times 9,8 \times (2775\text{м} - 1315\text{м}) = 131 \text{ Атм.}$

Р целевое забойное при работе ЭЦН 2А-50-2200, глубине спуска 2350 метров, расходе жидкости 42 м3 и динамическом уровне 1700 метров.

Глубина до верхних дыр перфорации равна 2775 метрам.

Р целевое забойное = $0,91 \times 9,8 \times (2775\text{м} - 1700\text{м}) = 91 \text{ Атм.}$

3.1. Результаты эксперимента по смене ЭЦН 5-60-1486 с глубиной спуска 1585 метров на ЭЦН 2А-50-2200 и спуск на глубину 2350 метров

На фоне постоянного падения добычи, снижения рентабельности эксплуатации месторождений всеми нефтегазодобывающими предприятиями проводятся многочисленные геолого-технологические мероприятия направленные на замедление падения добычи. Большинство мероприятий являются геологическими и связаны с вовлечением в разработку ранее не задействованных или слабо дренируемых пропластков. ГТМ делятся на два вида: ГТМ на поддержание базовой добычи. Это те мероприятия в процессе проведения которых происходит вовлечение в разработку незначительных запасов, а лишь восстанавливаются потери и стабилизируется темп отбора. К ним относятся ГТМ дострел, ГТМ перестрел, ГТМ ремонтно-изоляционные работы (ГТМ РИР), ГТМ обработка призабойной зоны (ГТМ ОПЗ), ГТМ ликвидация аварии. (ГТМ ЛА) ГТМ интенсификация добычи нефти (ГТМ ИДН), а также ГТМ планово-предупредительный ремонт (ГТМ ППР).

К ГТМ на рост добычи относятся такие мощные ГТМ, как ГТМ ввод новых скважин (ГТМ ВНС), ГТМ зарезка бокового ствола (ГТМ ЗБС), ГТМ гидроразрыв пласта (ГТМ ГРП), ГТМ Приобщение, ГТМ переход на выше лежащий горизонт (ГТМ ПВЛГ), ГТМ переход на нижележащий горизонт (ГТМ ПНЛГ), ГТМ вывод из бездействия (ГТМ ВБД), в процессе проведения этих мероприятий в разработку вовлекаются значительные дополнительные запасы.

Кандидатом для проведения эксперимента была выбрана скважина 603 куст 39 Барсуковского месторождения.

Скважина 603 куст 39 Барсуковского месторождения после проведения ГТМ ЗБС с переходом с основного объекта разработки Барсуковского месторождения ПК19-20 на пласт БС12 БС13, по причине обводненности и нерентабельности, была запущена кнопочным запуском 04.04.2013г. На второй день после кнопочного запуска, и отбора раствора глушения наблюдалась отсутствие подачи по НКТ ввиду большого содержания газа на приеме насоса. ЭЦН был отключен. Скважина

перешла на фонтан по затрубному пространству малообводненной нефтью. По НКТ подачи нет. В режим была запущена 08.04.2013 с параметрами:

Дебит жидкости: 37м³/сут.

Дебит нефти: 24,7 т/сут.

Обводненность: 20,8%.

Дебит газа: 48302 м³/сут.

Забойное давление: 152 Атм.

На протяжении 12 месяцев скважина стабильно фонтанировала малообводненной нефтью со значительным содержанием попутного нефтяного газа. В течении всего времени фонтанирования наблюдалось снижение затрубного давления, снижение забойного давления, снижение дебита скважины по жидкости, по нефти и газу. Запуск УЭЦН и попытки добиться подачи по НКТ не увенчались успехом.

21.05.2014 произошло прекращение фонтанирования скважины и падение затрубного давления до линейного. Был произведен запуск в работу УЭЦН, по НКТ появилась подача с периодическим фонтанированием по затрубному пространству скважины. Дебит по жидкости скважины вырос. ЭЦН работал в постоянном режиме. С работающей установкой так же наблюдалось падение давления на приеме насоса, падение забойного давления, снижение дебита скважины.

14.01.2015 установка была переведена в периодический режим эксплуатации по причине снижения динамического уровня до критичной отметки в 250 метров над приемом насоса. Произошло значительное снижение дебита скважины. В течении года скважина работала с приблизительными параметрами: дебит по жидкости варьировался 15-20 м³/сут. Уровень столба жидкости над ЭЦН не позволял запустить установку в постоянный режим работы и получить прирост.

19.04.2016 скважина была остановлена для проведения геолого-технического мероприятия интенсификация добычи нефти (ГТМ ИДН), путем спуска на большую глубину в хвостовик внутренним диаметром 89 мм электроцентробежного насоса меньшего габарита 2А, с наружным диаметром

69мм. с кабелем 81 мм. После проведения работ по шаблонированию хвостовика, был произведен монтаж и спуск УЭЦН 2А габарита номинальной производительностью 50 м³/сут. с напором 2200 м на глубину 2350 метров.

Кнопочный запуск установки состоялся 27.04.2016 после запуска наблюдалась уверенная подача. В режим скважина была запущена 03.05.2016 с параметрами:

Дебит жидкости: 42 м³/сут.

Дебит нефти: 27,39 т/сут.

Обводненность: 7,2%.

Дебит газа: 8244 м³/сут.

Р забойное: 89 Атм.

Чистый прирост от проведения мероприятия по нефти составил: 16,4 т/сут. Примечательно то, что на протяжении 3 лет обводненность скважины существенно не менялась. В настоящее время установка эксплуатируется в постоянном режиме.

Таблица 3.1

Основные показатели работы скважины 603/39 Барсуковского месторождения после проведения ГТМ ЗБС в 2013 году

Дата	Q _ж м ³ /сут	Q _н т/сут	Q _{газ} м ³ /сут.	Р забойное Атм.
май.13	37	24,7	48302	154
июн.13	37	24,7	47301	154
июл.13	37	24,7	44355	153
авг.13	38	27,9	46187	152
сен.13	39	28	47305	151
окт.13	38	28,5	48605	151
ноя.13	39	29,9	50101	151
дек.13	37	26,3	49301	150
январь.14	37	27,3	48302	150

Продолжение таблицы 3.1

фев.14	37	28,3	42300	150
мар.14	36	27,1	40115	149
апр.14	35	27	41305	149
май.14	36	27,5	27204	155
июн.14	30	23	25405	150
июл.14	29	22,5	22703	149
авг.14	29	23	17103	145
сен.14	28	22	17305	144
окт.14	27	21,8	18003	142
ноя.14	26	22	18808	140
дек.14	25	21,6	17022	139
январ.15	24	21	16113	138
фев.15	21	15,8	15601	138
мар.15	20	15	14110	136
апр.15	18	14	10305	135
май.15	15	10,1	6613	134
июн.15	15	10,1	6503	133
июл.15	14	10	6308	132
авг.15	14	10	7100	130
сен.15	14	10,1	4060	130
окт.15	15	10,2	5063	129
ноя.15	16	11,17	4097	129
дек.15	15	11,1	5020	129
январ.16	15	11,1	7052	130
фев.16	15	11	2461	130
мар.16	15	11	2563	130
апр.16	14,6	10,98	2461	130

Продолжение таблицы 3.1

май.16	42	27,39	2641	89
июн.16	45	28,5	2856	87

Изменение основных показателей работы скважины за последние 3 года приведено в главах 3.1 – 3.3.

3.1. Изменение дебита жидкости по скважине 603/39

В течение трех лет после проведения ГТМ ЗБС наблюдалась динамика снижения дебита жидкости, что наглядно можно увидеть на рисунке 3.1. После проведения мероприятия дебит жидкости значительно вырос.

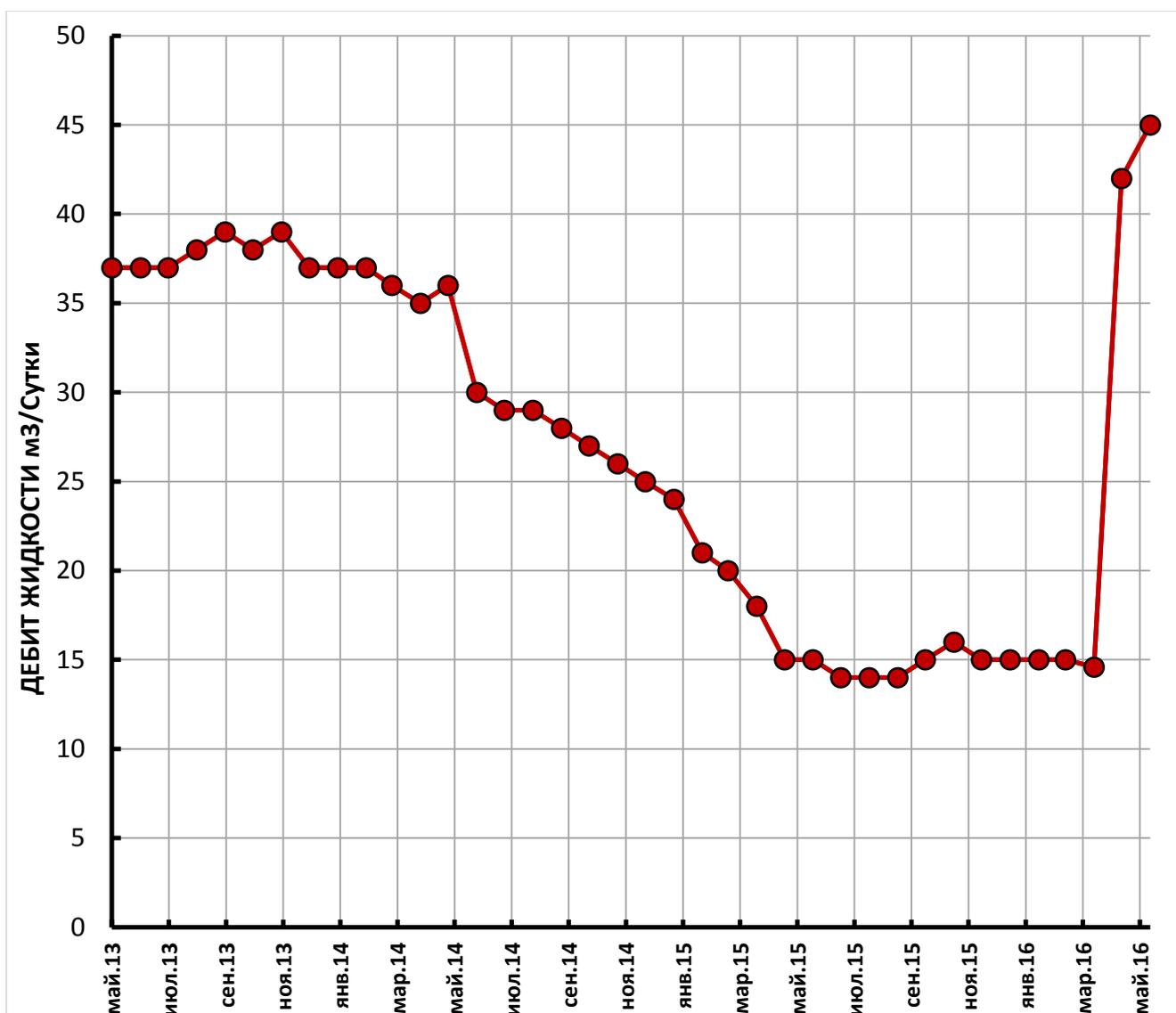


Рисунок 3.1 – Изменение дебита жидкости

3.2. Изменение дебита нефти по скважине 603/39

Одновременно со снижением дебита жидкости без роста обводненности снижался и дебит нефти, что отражено на рисунке 3.2. После проведения геолого-технического мероприятия произошел значительный рост дебита нефти.

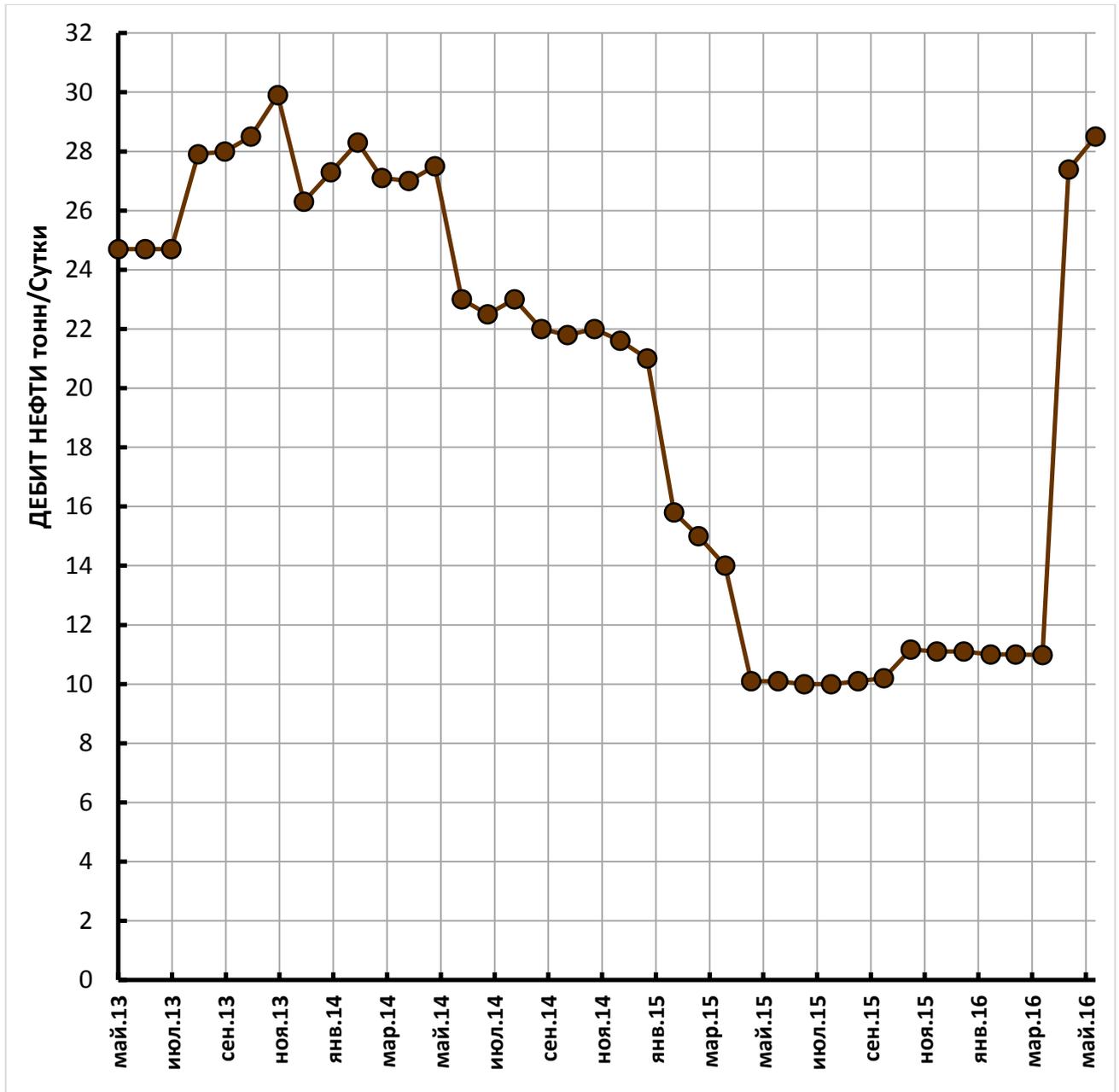


Рисунок 3.2 – Изменение дебита нефти

3.3. Изменение дебита газа по скважине 603/39

На протяжении всего времени эксплуатации скважины дебит газа снижался, что вызвало прекращение фонтанирования скважины через затрубное пространство.

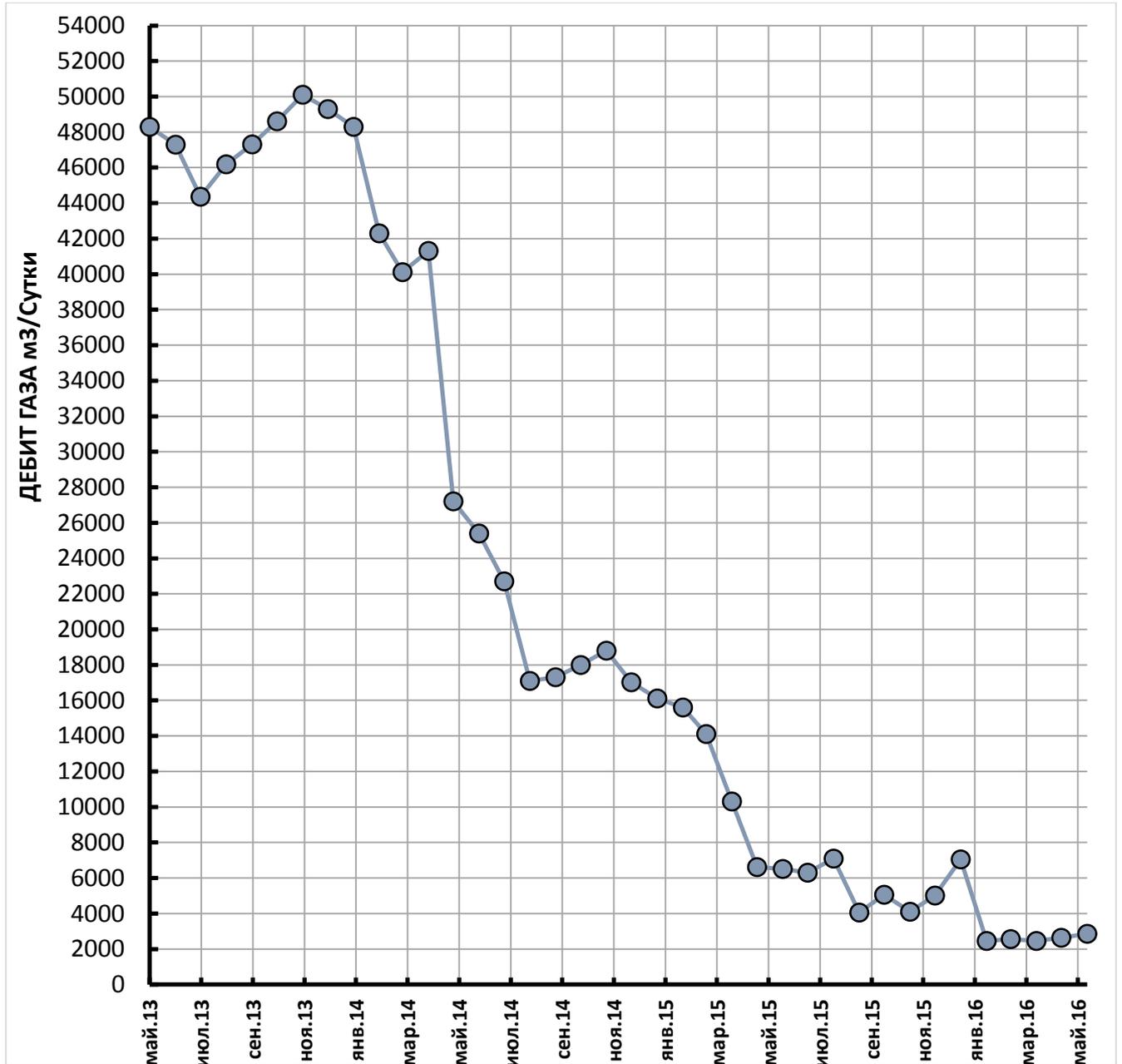


Рисунок 3.3 – Изменение дебита газа

3.4. Изменение забойного давления по скважине 603/39

После проведения ГТМ ЗБС в течение трех лет наблюдалось снижение забойного давления. Проведение ГТМ ИДН позволило добиться снижения забойного давления до 89 Атм.

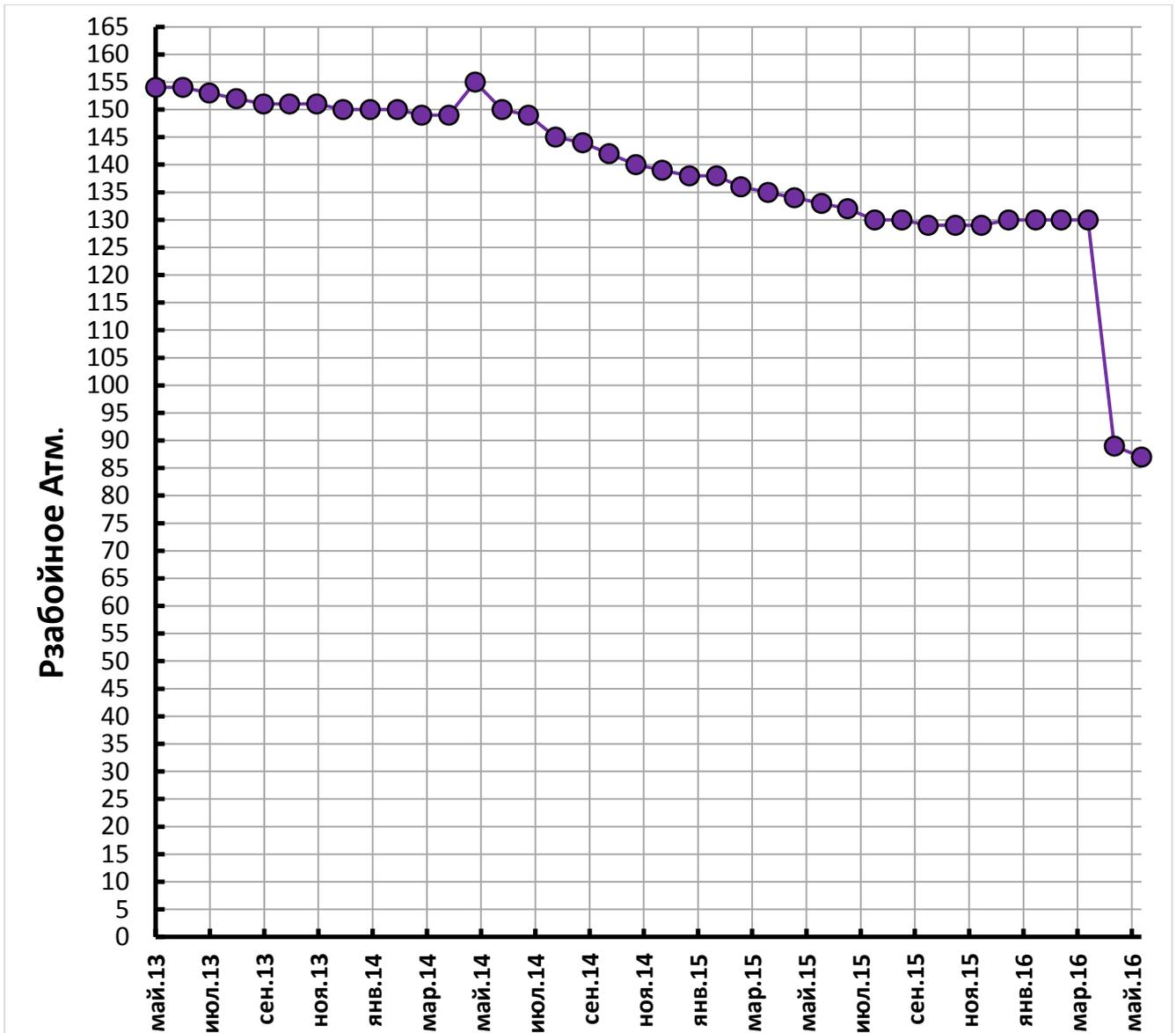


Рисунок 3.4 – Изменение забойного давления

Проведение смены УЭЦН 5-60-1486 на УЭЦН 2А-50-2200 с заглублением с 1575 метров на 2350 метров позволило увеличить отбор жидкости с 14,6 м³/сут. до 42 м³/сут. Прирост по нефти составил 16,4 т/сутки. Также удалось снизить забойное давление со 130 до 89 Атм. Это стабилизировало приток скважины.

4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

В период глобальной экономической нестабильности главным показателем любого мероприятия является экономическая рентабельность, и обоснованность. По скважине 603 куст 39 Барсуковского месторождения был проведен расчет экономической эффективности, который показал положительный эффект.

Затраты и потери на проведение мероприятия за первый год составили 7 440 000 рублей. Они сложились из:

1. Остановка скважины и ее простой на ремонте на 103 часа, в следствии потеря по нефти 47,1 тонна – 321 000 рублей чистой прибыли.

2. Затраты на постановку бригады подземного ремонта скважины (ПРС) 670 000 рублей.

3. Увеличение стоимости обслуживания УЭЦН на 19 500 рублей сутки.

4. Затраты на транспортировку и подготовку большего объема жидкости 300 000 рублей в год.

5. Прочие затраты 100 000 рублей в год.

6. Чистые потери и затраты за первый год после проведения мероприятия составили 7 440 000 рублей.

7. Дополнительная добыча составила 5986 тонн в год, чистая прибыль от реализации этой нефти 40 824 000 рублей.

Исходя из этого срок полной окупаемости составил 67 дней.

Чистая прибыль за первый год равна 33 384 000 рублей, что является отличным показателем и доказывает эффективность проведения мероприятия.

Экономический эффект при цене на нефть 22 000 рублей за 1 тонну

ПРИРОСТ и ДОХОД			ПОТЕРИ ЗА ГОД		
	тонны	рубли		тонны	рубли
Доп. Добыча сутки	16,4.	361 800	1. Простой скважины на ремонте 103 часа	47,1	1 036 000
Доп. Добыча год	5986	131 692 000	2. Затраты на постановку бригады ПРС	-	670 000
			3. Увеличение стоимости суток услуг	-	19 500 x 365 сут.
			4. Затраты на доп. подготовку.	-	300 000
			5. Прочие расходы	-	100 000
			Общие дополнительные расходы за год и потери	-	9 220 000
ПРИРОСТ и ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ			ЧИСТЫЕ ПОТЕРИ ЗА ГОД		
	тонны	рубли		тонны	рубли
Доп. Добыча сутки	16,4	112 000	1. Простой скважины на ремонте 103 часа	47,1	$1\,036\,000 \times 0,31 = 321\,000$
Доп. Добыча год	5986	40 824 000	2. Затраты на постановку бригады ПРС	-	670 000
			3. Увеличение стоимости суток услуг	-	19 500 x 365 сут.
			4. Затраты на доп. подготовку.	-	300 000
			5. Прочие расходы	-	100 000
			Чистые потери за год	-	7 440 000
<i>40824000</i>	<i>365</i>				
<i>7 440 000</i>	<i>67</i>	<i>Срок полной окупаемости составил: 67 дней.</i>			
<i>33 384 000</i>		<i>Чистая прибыль за год составила: 33 384 000 рублей.</i>			

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) В магистерской диссертации рассмотрен метод интенсификации добычи на скважинах с дополнительной колонной меньшего диаметра путем внедрения малогабаритного электроцентробежного насоса с заглублением в хвостовик. Представленный метод позволяет значительно увеличить отбор жидкости, понизить забойное давление тем самым стабилизировать приток скважины.

2) Применение метода на скважине 603 куст 39 Барсуковского месторождения дало прирост по жидкости с 14,6 м³/сутки. до 42 м³/сутки на 27,4 м³/сутки, по нефти с 10,98 тонн/сутки до 27,39 тонны/сутки на 16,4 тонны/сутки, также удалось добиться снижения забойного давления со 130 Атм. до 89 Атм, все это опытным путем доказывает эффективность применения технологии.

3) В процессе работы глубоко изучены составляющие, конструкция и принцип действия электроцентробежных насосов самого распространенного 5 и самого редкого 2А габаритов.

Проведенный экономический расчет проведения мероприятия показал, то, что срок окупаемости составил 67 суток. Чистая прибыль за первый год эксплуатации составила более 33 млн. рублей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Скважинные насосные установки для добычи нефти:/ Учебное издание Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2002. – 824 с.
2. Каплан Л.С. Скважинные центробежные насосы для добычи обводненной нефти. Учебное пособие. – Уфа: Изд-во Уфимского нефт. Института. – 1986. – 71 с.
3. Протасов В.Н. Повышение надежности оборудования скважин при насосном способе добычи нефти //Обзорная информация. Сер. Машины и нефтяное оборудование. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1986. – Вып. 4. – 71 с.
4. Дождиков Б.А. Опыт эксплуатации и ремонт УЭЦН в ТПП «Когалымнефтегаз». – Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 1998. – №3. – С. 13-14.
5. Уразаков К.Р., Багаутдинов Н.Я., Атнабаев З.М. и др. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири. – М.: ВНИИОНГ. – 1997. – 56 с.
6. Шумилов В.А., Сельцов И.А., Махиня Т.И. и др. Пути улучшения использования фонда скважин на месторождениях Западной Сибири // Обзоры инф. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1989. – 67 с.

7. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин. – М.: Недра. – 1993. – 169 с.
8. Проект разработки Барсуковского месторождения: Утв. ООО «РН-Пурнефтегаз», 2011. – 375 с.
9. Кибирев Е.А. Опыт эксплуатации и ремонты УЭЦН в ЦБПО НПО ОА «Юганскнефтегаз». – Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 1998. – №3. – С. 17-20.
10. Кошелев В.А., Шильман А.Х. Новое оборудование ООО «Борец» для интенсификации добычи нефти // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2002. – №11. – С. 16-17.
11. Ю. Маркелов Д.В. Опыт эксплуатации отечественного и импортного оборудования УЭЦН в ОАО «Юганскнефтегаз» // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2000. – №3. – С. 16-19.
12. Аптакаев Г.А. Опыт эксплуатации электропогружных установок в НГДУ «Лянтрнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 1998. – №3. – С. 16-17.
13. Вагапов С.Ю., Жулаев В.П., Лягов А.В. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти / Учебное пособие под ред. Ю.Г. Матвеева. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2003. – 167 с.
14. Шерстюк А.Н., Анникова Ю.Н., Ермолаева Т.А. и др. Режим работы погружного центробежного насоса для добычи нефти // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2005. – №8. – С. 18-20.
15. Шерстюк А.Н., Петрова С.В., Хамидов Ш.М. Критерий эффективности ступени погружного нефтяного насоса // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2005. – №3. – С. 32.
16. Шерстюк А.Н., Трулев А.В., Ермолаева Т.А. и др. Особенности характеристик погружных центробежных нефтяных насосов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2003. – №1. – С. 20-21.

17. Скважинные насосные установки для добычи нефти: Учебное пособие / Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2002. – 824 с.

18. Дроздов А.Н., Бахир С.Ю. Особенности эксплуатации погружных насосных и насосно-эжекторных систем на Талинском месторождении // Нефтепромысловое дело. – 1997. – №3. – С. 9-16.

19. Мищенко И.Т. Технология и техника добычи нефти. Теоретические основы подъема жидкости из скважин. – М.: Недра. – 1980. – 200 с.

20. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра. – 1983. – 230с.

21. Нагула Б.Д. Определение давления на приеме ЭЦН в условиях работы насоса с повышенным газосодержанием // Нефтепромысловое дело. – 1977. – №12. – С. 40-43.

22. Мартиросян В.Б., Нагула В.Д., Белогорцев Г.П. Распределение давления в затрубном пространстве при механизированном способе эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. – 1986. – №5. – С. 56-58.

23. Гусейнов Ф.А., Расулов А.М., Гасанов Т.М. Повышение эффективности зарезки и бурения второго ствола в добывающих скважинах. – М.: – ВНИИОЭНГ. – 1985. – 48 с.

24. Бронзов А. Истоки технологий строительства горизонтальных скважин / А. Бронзов, В. Кульчицкий, А. Калинин // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 8-12.

25. Федорычев В.А. Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1982. – 52 с.

26. Клименченко М.Г., Микерин Б.П. Восстановление бездействующих скважин методом зарезки второго ствола. – М.: Недра. – 1965. – 89 с.

27. Юсупов И.Г. Восстановление бездействующих скважин зарезкой вторых стволов в ОАО «Татнефть» / И.Г. Юсупов, Р.Г. Габдуллин, М.Ф. Асадуллин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 2. – С. 53-56.

28. Фомин А.В. Состояние и перспективы развития нефтяной промышленности России // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 1. – С. 6-9.

29. Гибадуллин Н.З. Опыт строительства горизонтальных скважин на месторождениях АНК «Башнефть» / Н.З. Гибадуллин, Р.Х. Юмашев // Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 3-4. – С. 11-12.

30. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: Недра. – 2002. – 255 с.

31. Кудинов В.И. Горизонтальное бурение и резка боковых горизонтальных стволов в нерентабельных скважинах ОАО «Удмуртнефть» Текст. /В.И. Кудинов, В.А. Савелов, Е.И. Богомольный // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 5. – С. 17-20.

32. Афанасьев С.В. Бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов в ОАО «Удмуртнефть» // Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ. – 1998. – № 3-4. – С. 16-18.

33. Шайхутдинов Р.Т. Бурение горизонтальных скважин из эксплуатационных колонн диаметром 146 мм / Р.Т. Шайхутдинов, В.Е. Бирюков, В.Г. Тимошин // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 6. – С. 19-20.

34. Гауф В.А. Разработка технологий реконструкции малодебитных скважин сооружением боковых стволов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15: защищена 19.07.2004: утверждена 09.11.2004 / Гауф Владимир Андреевич. – Тюмень, 2004. – 188 с.

35. Богданов В.Л. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении / В.Л. Богданов, Н.Я. Медведев, В.П. Ерохин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 8. – С. 30-42.

36. Якшибеков Я. Строительство горизонтальных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» // Бурение и нефть. – 2004. – № 6. – С. 20-23.

37. Гасанов А.П. Восстановление аварийных скважин: Справочник.1. – М.: • Нелoa. – 1983. – 156 с.

38. Учебное пособие. – М.: Недра. – 1987. – 279 с.
39. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. – 50 с.
40. . 2281371 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Отклонитель / Тихонов О.В.; заявитель и патентообладатель ООО «БИТТЕХНИКА». 2005102454/03; заявл. 01.02.05; опубл. 10.08.06, Бюл. № 22.
41. Арутюнов Б.И. Зарезка и бурение вторых стволов в эксплуатационных скважинах. – Баку: АЗНЕФТЕИЗДАТ. – 1956. – 71 с.
42. Пат. 2148697 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Отклонитель клиновой / Тихонов О.В., Богомазов Л.Д., Трапезников С.Г.; заявитель и патентообладатель ООО «БИТТЕХНИКА». № 98114551/03; заявл. 20.07.98; опубл. 10.05.2000, Бюл. № 13.
43. А.с. 1435743 СССР, МПК4 E21B 7/08. Стационарный отклонитель / Е.Л. Барсук (СССР). – №4162112/03; заявл. 16.12.86; опубл. 07.11.88, Бюл. №41.
44. . 2166058 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Клиновой отклонитель / Тихонов О.В., Трапезников С.Г.; заявитель и патентообладатель ООО «БИТТЕХНИКА». № 99111931/03; заявл. 01.06.99; опубл. 27.03.01, Бюл. № 12.
45. Пат. 2289670 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Извлекаемый отклонитель / Тихонов О.В.; заявитель и патентообладатель ООО «БИТТЕХНИКА». № 2005116407/03; заявл. 30.05.05; опубл. 20.12.06, Бюл. № 35.
46. Пат. 2311522 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Гидравлический отклонитель / Тихонов О.В.; заявитель и патентообладатель ООО «БИТТЕХНИКА». №2006117285/03; заявл. 19.05.06; опубл. 27.11.07, Бюл. № 33.
47. . 5113938 United States, МПК4 E21B 7/08. Whipstock / Charley H. Clayton, P.O. Drawer O.; заявитель и патентообладатель Charley H. Clayton, P.O. Drawer O. № 696592; заявл. 07.05.91; опубл. 19.05.92, Бюл. № 35.

48. Самигуллин В.Х. Результаты эксплуатации комплекса инструмента «КГБ» для забуривания боковых стволов за один рейс / В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 25-27.

49. Ишбаев Г.Г. Комплексы инструментов для вырезания обсадных колонн / Г.Г. Ишбаев, А. Соломатин // Бурение и нефть. – 2005. – № 6. – С. 36-38.

50. Тихонов О.В. Оборудование и инструмент для зарезки боковых стволов / О.В. Тихонов, М. Рыбальченко // Технология ТЭК. – 2006. – № 3. – С. 46-47.

51. Богомазов Л. Зарезка боковых стволов. Сроки зарезки: выбор технологии // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 4. – С. 58-59.

Отчет о проверке [Вернуться в кабинет](#)

Уважаемый пользователь!

Обращаем ваше внимание, что система Антиплагиат отвечает на вопрос, является ли тот или иной фрагмент текста заимствованным или нет. Ответ на вопрос, является ли заимствованный фрагмент именно плагиатом, а не законной цитатой, система оставляет на ваше усмотрение. Также важно отметить, что система находит источник заимствования, но не определяет, является ли он первоисточником.

Информация о документе:

Имя исходного файла: Григорьев Н.В..docx
 Имя компании: ТюмГУ
 Тип документа: Прочее
 Имя документа: Григорьев Н.В..docx
 Дата проверки: 24.06.2016 14:23
 Модули поиска: Диссертации и авторефераты РГБ, Интернет (Антиплагиат), Научные статьи Elibrary, Коллекция юридических документов, ТюмГУ, Цитирования

Текстовые

статистики:

Индекс читаемости: обычный
 Неизвестные слова: в пределах нормы
 Макс. длина слова: в пределах нормы
 Большие слова: в пределах нормы

Тип отчета: Улучшенный [О типах отчетов](#)

<input checked="" type="checkbox"/>	Источник	Ссылка на источник	Коллекция/модуль поиска	Доля в отчете	Доля в тексте
<input checked="" type="checkbox"/>	[1] Мухаметшин, Алмаз Ад...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004630000/rsl01004630...	Диссертации и авторефераты РГБ	4.33%	4.33%
<input checked="" type="checkbox"/>	[2] Совершенствование те...	http://earthpapers.net/sovershenstvovanie-tehnologii-zarezki...	Интернет (Антиплагиат)	0.18%	4.32%
<input checked="" type="checkbox"/>	[3] Понятие интерпретаци...	http://mylektsii.ru/1-25477.html	Интернет (Антиплагиат)	4.06%	4.06%
<input checked="" type="checkbox"/>	[4] Атнабаев, Зуфар Магд...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003314000/rsl01003314...	Диссертации и авторефераты РГБ	3.36%	3.52%
<input checked="" type="checkbox"/>	[5] Совершенствование эк...	http://earthpapers.net/sovershenstvovanie-ekspluatatsii-skva...	Интернет (Антиплагиат)	0.07%	3.52%
<input checked="" type="checkbox"/>	[6] Электроцентробежные ...	http://www.referatya.ru/catalog/detail/70189	Интернет (Антиплагиат)	0%	2.31%
<input checked="" type="checkbox"/>	[7] Здольник, Сергей Евг...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004120000/rsl01004120...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	2.07%
<input checked="" type="checkbox"/>	[8] Зарипов, Радик Ринат...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005508000/rsl01005508...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.23%	1.36%
<input checked="" type="checkbox"/>	[9] Сборник научных труд...	http://elibrary.ru/item.asp?id=20887502	Научные статьи Elibrary	0.05%	1.32%
<input checked="" type="checkbox"/>	[10] КЛАССИФИКАЦИЯ КЛИНЬЕ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=16547425	Научные статьи Elibrary	0%	1.27%
<input checked="" type="checkbox"/>	[11] Повышение эффективно...	http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-ekspluatatsi...	Интернет (Антиплагиат)	0%	1.19%
<input checked="" type="checkbox"/>	[12] Разработка и соверше...	http://earthpapers.net/razrabotka-i-sovershenstvovanie-tehni...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.9%
<input checked="" type="checkbox"/>	[13] ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ГЕНЕР...	http://online.lexpro.ru/document/24763861	Коллекция юридических документов	0.9%	0.9%
<input checked="" type="checkbox"/>	[14] Панов, Константин Ев...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002935000/rsl01002935...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.89%
<input checked="" type="checkbox"/>	[15] 42 Насосные штанги, ...	http://litcey.ru/fizika/46709/index.html?page=6	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.84%
<input checked="" type="checkbox"/>	[16] Российская экономика...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23951004	Научные статьи Elibrary	0%	0.83%
<input checked="" type="checkbox"/>	[17] Разработка и соверше...	http://earthpapers.net/razrabotka-i-sovershenstvovanie-tehno...	Интернет (Антиплагиат)	0.02%	0.74%
<input checked="" type="checkbox"/>	[18] Шостак, Андрей Валер...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005422000/rsl01005422...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.68%
<input checked="" type="checkbox"/>	[19] Повышение эффективно...	http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-ekspluatatsi...	Интернет (Антиплагиат)	0.03%	0.66%
<input checked="" type="checkbox"/>	[20] Гауф, Владимир Андре...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002627000/rsl01002627...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.65%
<input checked="" type="checkbox"/>	[21] Гилязов, Раиль Масал...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002636000/rsl01002636...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.63%
<input checked="" type="checkbox"/>	[22] Материалы 41-й научн...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23416075	Научные статьи Elibrary	0%	0.63%
<input checked="" type="checkbox"/>	[23] Методика исследовани...	http://elibrary.ru/item.asp?id=17722236	Научные статьи Elibrary	0%	0.61%
<input checked="" type="checkbox"/>	[24] 13М6	http://runef.ru/upload/iblock/962/962842c563771972f16cf5ecf...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.61%
<input checked="" type="checkbox"/>	[25] Проблемы геологии и ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23424550	Научные статьи Elibrary	0.42%	0.58%
<input checked="" type="checkbox"/>	[26] Совершенствование си...	http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2ac68b5d43b885...	Интернет (Антиплагиат)	0.22%	0.54%

✓	[27] Рамазанов, Габибян С...	http://dlib.rsl.ru/rsl0100000000/rsl0100028800/rsl01000288...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.52%
✓	[28] Глиязов, Раиль Масал...	http://dlib.rsl.ru/rsl0100000000/rsl01000221000/rsl01000221...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.5%
✓	[29] Хакимзянов, Ильгизар...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005091000/rsl01005091...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.03%	0.47%
✓	[30] Токарева, Татьяна Ва...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005404000/rsl01005404...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.45%
✓	[31] Гидродинамические ме...	http://otherreferats.allbest.ru/geology/00046820_1.html	Интернет (Антиплагиат)	0.43%	0.43%
✓	[32] Обоснования модерниз...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24339882	Научные статьи Elibrary	0.42%	0.42%
✓	[33] Дроздов, Александр Н...	http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000201000/rsl01000201...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.4%
✓	[34] Жарикова, Наиля Хали...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004325000/rsl01004325...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.38%	0.38%
✓	[35] Краткая геолого-геоф...	http://ifreestore.net/2823/#1	Интернет (Антиплагиат)	0.16%	0.38%
✓	[36] Климов, Михаил Юрьев...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004647000/rsl01004647...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.13%	0.35%
✓	[37] ОСОБЕННОСТИ ПРАВОВОГ...		ТюмГУ	0.11%	0.34%
✓	[38] диплом титова.docx		ТюмГУ	0%	0.34%
✓	[39] Расходы федерального...		ТюмГУ	0%	0.34%
✓	[40] БАНКОВСКАЯ СИСТЕМА Р...		ТюмГУ	0%	0.34%
✓	[41] ОСОБЕННОСТИ АДМИНИСТ...		ТюмГУ	0%	0.34%
✓	[42] Правовое регулирован...		ТюмГУ	0%	0.34%
✓	[43] ВКР.doc		ТюмГУ	0%	0.34%
✓	[44] 2012 нуктулов.docx		ТюмГУ	0.05%	0.33%
✓	[45] Кранев, Дмитрий Юрье...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004420000/rsl01004420...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.3%
✓	[46] Еленец, Александр Ал...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006505000/rsl01006505...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.28%
✓	[47] Разработка методики ...	http://earthpapers.net/razrabotka-metodiki-prognoza-effektiv...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.28%
✓	[48] Генералов, Иван Викт...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002751000/rsl01002751...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.27%
✓	[49] Повышение эффективно...	http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-ekspluatatsi...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.27%
✓	[50] Технология и техника...	http://elibrary.ru/item.asp?id=17869507	Научные статьи Elibrary	0%	0.27%
✓	[51] Проблема защиты дете...		ТюмГУ	0%	0.27%
✓	[52] Геофизические исслед...	http://refvip.ru/ref_1fb6a13442be0c690649b80238174f0b.html	Интернет (Антиплагиат)	0.25%	0.25%
✓	[53] ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНС...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23538749	Научные статьи Elibrary	0%	0.23%
✓	[54] Построение геологиче...	http://revolution.allbest.ru/geology/00304492_0.html#2	Интернет (Антиплагиат)	0.14%	0.21%
✓	[55] Технологические и эк...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11582346	Научные статьи Elibrary	0%	0.2%
✓	[56] Источник 56		Цитирования	0.17%	0.17%
✓	[57] МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=15569700	Научные статьи Elibrary	0.17%	0.17%
✓	[58] Анализ разработки не...	http://elibrary.ru/item.asp?id=17422551	Научные статьи Elibrary	0%	0.15%
✓	[59] ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЗВУК...	http://elibrary.ru/item.asp?id=15263227	Научные статьи Elibrary	0%	0.14%
✓	[60] Технология строитель...	http://elibrary.ru/item.asp?id=17690315	Научные статьи Elibrary	0%	0.14%
✓	[61] Основные направления...	http://elibrary.ru/item.asp?id=16548100	Научные статьи Elibrary	0%	0.13%
✓	[62] Экономическая эффект...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23138287	Научные статьи Elibrary	0%	0.12%
✓	[63] Промысловые исследов...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11676281	Научные статьи Elibrary	0%	0.1%
✓	[64] Маклаков 5 * Кatalo...	http://gostiru.ru/art/107347/3	Интернет (Антиплагиат)	0.1%	0.1%
✓	[65] Разработка методики ...	http://earthpapers.net/razrabotka-metodiki-ratsionalnogo-rez...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.09%
✓	[66] Дипломная: "Повышени...	http://westud.ru/work/269793/Povyshenie-effektivnosti-eksplu...	Интернет (Антиплагиат)	0.06%	0.08%
✓	[67] Бакуев, Олег Вениами...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002624000/rsl01002624...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.08%	0.08%
✓	[68] Кулапова, Мария Вяче...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004706000/rsl01004706...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.06%	0.06%

Пересчитать Другие действия Печать

Оригинальные блоки: 83.4%
 Заимствованные блоки: 15.53%
 Заимствование из "белых" источников: 1.07%
 Итоговая оценка оригинальности: **84.47%**