

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

На правах рукописи

**ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ
СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ЦЕЛЬЮ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Специальность: 2525.01 – “Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений”

Отрасль науки: Технические науки

Соискатель: **Ханалиев Вугар Балоглан оглы**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора философии

Баку – 2021

Диссертационная работа выполнена на кафедре «Нефтегазовый инжиниринг» в Азербайджанском Государственном Университете Нефти и Промышленности (АГУНП).

Научный руководитель: Доктор технических наук, профессор
Самедов Тофиг Аловсат оглы

Официальные аппоненты: Доктор технических наук, профессор
Расулов Сакит Рауф оглы

Доктор философии по технике,
доцент
Казымов Шукюрали Паша оглы

Доктор философии по технике
Казымов Буньяд Зинхар оглы

Диссертационный совет ED 2.03 Высшей Аттестационной Комиссии при Президенте Азербайджанской Республики, действующий на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Председатель диссертационного совета:

Доктор технических наук,
членкор НАНА, профессор
Салаватов Тулпархан Шарабудинович

Ученый секретарь диссертационного
совета:

Кандидат технических наук,
доцент

Шмончева Елена Евгеньевна
Председатель научного семинара: Доктор технических наук,
профессор

Сулейманов Ариф Алекпер оглы

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень изученности темы.

По сравнению с новыми разведанными месторождениями, старые месторождения, разрабатываемые на режиме истощения, имеют ряд своих особенностей. Эти особенности приведены ниже:

– В большинстве эксплуатационных скважин применяют глубинно-насосный способ, и продукция большинства скважин характеризуется высокой обводненностью;

– Дебит нефти в таких скважинах значительно ниже дебита воды;

– Большинство скважин обводняются раньше времени, и требуется либо изоляция пластовых вод, либо ограничение потоков воды, поступающих в скважину вместе с нефтью;

– Обводнение скважин увеличивает интенсивность пескопроявления в них;

– Часто образуются песчаные пробки, и увеличивается количество ремонтных работ, связанных с этим;

– В этом случае требуется определение эффективной частоты ремонтных работ;

– По истечении времени дебит нефти снижается, дебит воды увеличивается и в результате себестоимость нефти растет.

Своевременное выявление перечисленных нежелательных явлений и проведение необходимых технико-технологических мероприятий с целью повышения эффективности процессов разработки таких месторождений считается одной из особо актуальных научно-практических задач.

При возникновении таких ситуаций с целью интенсификации добычи нефтяных месторождений применяют воздействие на призабойную зону различными способами, реализуются мероприятия по предотвращению обводнения и каждый раз возникает необходимость назначения нового оптимального технологического режима скважины. При назначении оптимального технологического режима глубинно-насосных скважин они, в основном, исследуются на

установившемся режиме и снимаются индикаторные диаграммы и регулировочные кривые. В соответствии с этим, с точки зрения повышения эффективности методов промысловых исследований, во время проведения исследований рабочего режима скважин не изменяют основные показатели эксплуатации, а наиболее целесообразным считается проведение их путем добавления постоянного расхода жидкости в затрубное пространство, основанное на новом подходе; потому что изменение режима скважины требует остановки станка-качалки, что обуславливает тот факт, что показатели эксплуатации после периода проведения исследований не восстанавливаются до значений перед проведением исследований. В диссертации разработаны и подготовлены методы исследований, основанные на таком усовершенствованном подходе.

Наряду с этим, в работе также разработаны технико-технологические методы, представляющие научную новизну, с целью интенсификации добычи нефти на месторождениях, разрабатываемых на режиме истощения длительное время и эксплуатируемых механизированным способом, за счет повышения эффективности методов исследования.

Объект и предмет исследований.

Объект исследований – определение технико-технологических и коллекторских особенностей системы «пласт-скважина», соответствующих последней стадии разработки; предмет исследований – достижение интенсификации добычи нефти за счет повышения эффективности промысловых методов исследований.

Цель и основные задачи исследования.

Основной целью выполнения исследования в диссертационной работе является повышение эксплуатационной эффективности штанговых насосных скважин на старых нефтяных промыслах. С этой целью в работе нашли свое решение следующие задачи:

- определение пластового давления без остановки работы скважинной штанговой насосной установки;
- определение пластового давления методом

двустороннего восстановления забойного давления скважин, дающих высоковязкую ньютоновскую нефть и вязкопластичную нефть;

– изменение режима работы скважины без изменения «S» и «n»;

– определение глубины оптимального погружения плунжерного насоса в обводнившейся скважине и оптимальной подвески колонны подъемных труб;

– изоляция пластовых вод гидродинамическим периодическим способом в обводнившихся штанговых насосных скважинах;

– определение оптимальной частоты промывки песчаных пробок в нефтяных скважинах;

– новый способ определения пластового давления в штанговых глубинно-насосных скважинах;

– определение силы трения, действующей на головку балансира в штанговых глубинно-насосных скважинах.

Методы решения поставленных задач.

Задачи, поставленные в диссертационной работе, решены проведением лабораторных, экспериментальных и промысловых исследований, и интерпретация полученных результатов выполнялась математическими методами.

Основные защищаемые положения.

1. Эффективный подход определения характера нефти в пластовых условиях путем построения двусторонних кривых восстановления забойных давлений, а также показателей эксплуатации и коллекторских свойств, учитывающий возможность уменьшения времени проведения исследований;

2. Эффективный подход, позволяющий изменять рабочий режим скважин, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами без остановки их работы и не оказывающий отрицательного влияния на показатели эксплуатации;

3. Эффективные методы определения эксплуатационных параметров пласта и коллекторских свойств без остановки глубинно-насосных нефтяных скважин;

4. Эффективный подход выбора глубины подвески

глубинного насоса, избегая попадания в зону ствола скважины с наибольшим накоплением воды, и определения глубины погружения насоса ниже динамического уровня жидкости в зависимости от значения газового фактора;

5. Гидродинамический метод периодической изоляции пластовых вод в обводнившихся глубинно-насосных нефтяных скважинах;

6. Метод определения скорости распространения звуковых волн для точного измерения уровня жидкости в насосных скважинах;

7. Метод определения частоты промывки песчаных пробок в пескопроявляющих скважинах;

8. Метод определения значения силы трения, действующей на головку балансира станка-качалки.

Научная новизна исследования.

1. Разработан и подготовлен эффективный подход определения характера нефти в пластовых условиях путем построения двусторонних кривых восстановления забойных давлений, а также показателей эксплуатации и коллекторских свойств, учитывающий возможность уменьшения времени проведения исследований.

2. Предложен метод изменения рабочего режима нефтяной глубинно-насосной скважины, определяемый путем подлива постоянного расхода жидкости, составляющего определенную часть ее дебита.

3. Предложены методы эффективного определения показателей эксплуатации пласта и параметров коллекторских свойств без остановки работы глубинно-насосных скважин.

4. Предложен метод определения скорости распространения звуковых волн для точного измерения уровня жидкости в насосных скважинах.

5. Разработан и подготовлен метод определения частоты промывки песчаных пробок в пескопроявляющих скважинах.

6. Предложен гидродинамический метод изоляции пластовых вод в обводнившихся скважинах, основанный на применении в качестве изолирующего агента дегазированной

«мертвой» нефти.

7. Разработан метод определения значения силы трения, действующей на головку балансира станка-качалки, учитывающий снятие дополнительной динамограммы.

Теоретическая и практическая ценность работы.

Применение рекомендуемых в диссертационной работе новых способов исследования в штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах не требует много времени, работа скважин не останавливается, потери добычи нефти намного уменьшаются и не создаются другие неполадки. Поэтому одобряется и широко применяется промысловиками.

Апробация и применение.

Основные предположения диссертационной работы доложены:

– Научно-практическая конференция докторантов и молодых исследователей «Азербайджан – 2020: Перспективы развития нефтегазовой промышленности», посвященная 90-летию общенационального лидера Гейдара Алиева, Баку, 2013, с. 55-56;

– XIX Республиканская конференция докторантов и молодых исследователей, Баку – 2015, с. 93-95;

– XIX Республиканская конференция докторантов и молодых исследователей, Баку – 2015, с. 101-103;

– XX Республиканская конференция докторантов и молодых исследователей, Баку – 2016, с. 153-154;

– II Международная научно-практическая конференция, Россия, Краснодар, 31/03/2018, Том 3, с. 289-294;

– II Международная научно-практическая конференция, Россия, Краснодар, 31/03/2018, Том 3, с. 321-323;

– IV Международная научно-практическая конференция, Россия, Краснодар, 31/03/2020, Том 2, с. 337-343.

Показанные в работе новые способы исследования и предложения применялись в НГДУ имени А.Д.Амирова на промыслах, в насосных скважинах НГДУ «Бибиэйбат» и в штанговых глубинно-насосных скважинах НГДУ «Абшероннефть» и были получены положительные результаты.

По теме диссертационной работы опубликовано 18 научных трудов.

Название организации, где была выполнена работа.
Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности.

Общий объем диссертации с отдельным указанием отдельных структурных частей диссертации.

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, 15 параграфов, выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, представленного 144 наименованиями и приложений. Объем работы, включая 24 графика, 9 рисунков и 10 таблиц, составляет 189 страницы печатного текста, включая 33 рисунка и 10 таблиц. Общий объем диссертации составляет 223867 символа.

Краткое содержание работы.

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, нашли свое отражение общие положения, пути решения поставленных задач, научная новизна и практическая ценность.

В первой главе изложен краткий обзор выполненных до сих пор в нефтяных скважинах исследовательских работ, эксплуатируемых скважинными штанговыми насосными установками. На основе информации, приведенной в обзоре литературных источников, посвященных теме, отмечено, что для нефтяных месторождений, находившихся в разработке длительное время и вступивших в последнюю стадию, согласно определенным технико-технологическим решениям на уровне проведения устойчивого управления, может быть осуществлено получение информации о необходимых эксплуатационных и коллекторских особенностях, непосредственно для скважины и пласта, в зависимости от обеспечения степени достоверности, оперативности и эффективности различных технологических случаев. Таким образом, только в этих случаях можно обеспечить фактическую достоверность применяемых технико-технологических решений.

Краткий обзор научно-технической литературы по теме диссертационной работы одновременно показал, что для

принятия решения по эффективному управлению завершения разработки нефтяных месторождений, находящихся длительное время в разработке, в первую очередь, учитывая текущие уровни добычи, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин и исследование вопросов увеличения, с этой целью, эффективности проводимых технико-технологических мероприятий считаются научно-технически значимыми, что, в первую очередь, создает необходимость усовершенствования имеющихся промысловых методов исследования, в частности методов интенсификации добычи скважин, а также определения эксплуатационных показателей скважин и параметров пласта на базе обеспечения непрерывной работы скважин. Считается, что только благодаря таким усовершенствованиям становится возможным увеличение времени между ремонтными работами и минимизирование возможных возникающих потерь нефти по причинам воздействия тех или иных технологических факторов, что в конечном итоге создает возможность несколько интенсифицировать добычу нефти и сохранять ее на рентабельном уровне в течение длительного времени на месторождениях, находящихся на последней стадии разработки.

Ссылаясь на вышесказанное, в диссертационной работе отмечена необходимость улучшения эксплуатационных особенностей скважин, эксплуатируемых механизированным способом, определения, изучения и, в первую очередь, внедрения важных задач, направленных на повышение эффективности применения промысловых методов исследования согласно получению адекватной информации, соответствующей текущему состоянию системы «пласт-скважина».

Во второй главе диссертации изложены новые способы исследования штанговых глубинно-насосных скважин с подливом жидкости.

В первом параграфе главы изложены результаты определения пластового давления без остановки работы станка-качалки.

Сущность этого способа заключается в следующем: в затрубное пространство работающей скважины подливается или закачивается агрегатом жидкость (чистая нефть или вода) в определенном объеме, уровень жидкости в скважине поднимается на несколько метров выше своего статического положения, затем без задержки эхометром комплекса «Квантор-4микро» прослеживается падение уровня в скважине и снимается кривая восстановления динамического уровня жидкости. Одновременно в этой же системе координат строится график характеристики плунжерного насоса, работающего в скважине.

Для построения этой характеристики предлагается следующая формула:

$$h = \frac{Q}{F} \cdot t$$

h – высота столба жидкости закачиваемой за время t ;

Q – фактическая объемная производительность насосной скважины;

F – поперечное сечение затрубного пространства

$$F = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2);$$

D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;

d – внешний диаметр НКТ.

Учитывая значение этих параметров для какого-нибудь времени t , по этой формуле вычисляется значение h и строится точка В и через точки 1 и В проводится наклонная прямая в той же системе координат, где построена кривая восстановления динамического уровня.

На графике 1 представлены графики исследования штанговой глубинно-насосной нефтяной скважины № 289 месторождения Локбатан. На рисунке к кривой (графику II) проводят касательную прямую, параллельную характеристике насоса (графику I); ордината полученной точки С дает глубину статического уровня жидкости в скважине ($H_{ст}$).

Высота статического столба жидкости в скважине находится по формуле:

$$H_{ст} = H - H^{cm}$$

Где H —глубина средней точки интервала фильтра. Учитывая значение удельного веса жидкости γ , пластовое давление вычисляется по формуле:

$$P_{пл} = \rho g H$$

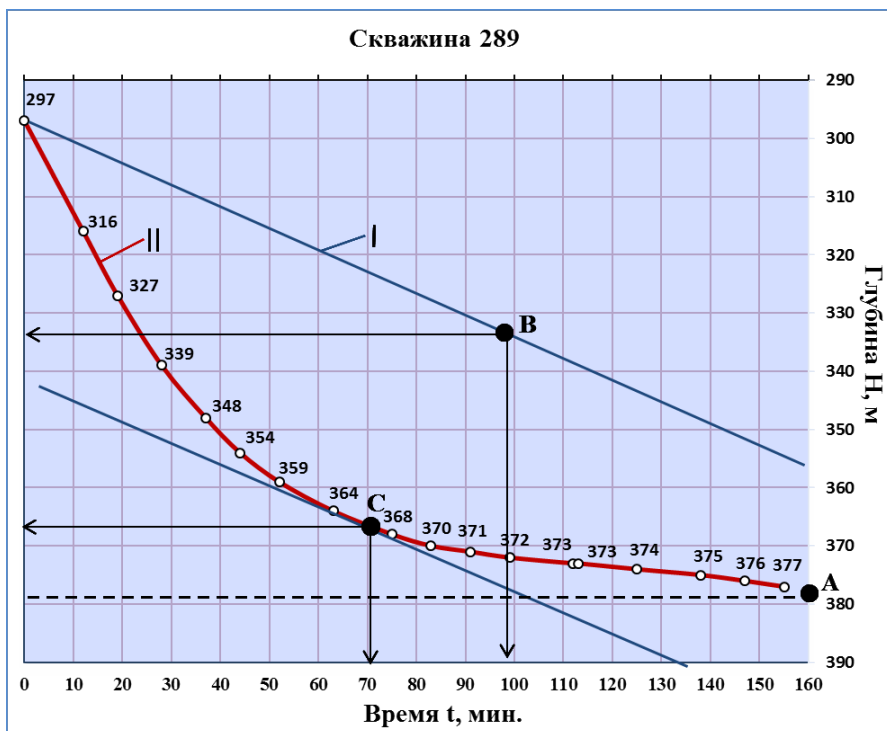


График 1. Графики исследования штанговой глубинно-насосной нефтяной скважины 289 месторождения Локбатан:
 I – характеристика штангового глубинного насоса; II – кривая восстановления динамического уровня жидкости

Полученные результаты по скважине №289 даны ниже:

$$H_{cm} = H - H^{cm} = 494 - 367 = 127 \text{ м}$$

$$P_{пл} = \rho g H_{cm} = 0,9261 \cdot 9,81 \cdot 127 = 1,26 \text{ МПа}$$

Этот способ был применен в скважине №2153 месторождения Пута и в штанговой глубинно-насосной скважине №495 месторождения Локбатан и получены положительные результаты.

Во втором параграфе главы изложен способ двустороннего восстановления забойного давления скважин, дающих высоковязкую ньютоновскую нефть и вязкопластичную нефть и всесторонне изложены результаты применения этого способа в глубинно-насосных нефтяных скважинах НГДУ имени А.Д.Амирова.

Известно, что для характеристики движения аномальных нефтей, выбор механической модели связан с конкретной задачей. Например, для определения пластового давления применение вязкопластичной модели, которая является двухпараметрической моделью эффективно, один из параметров – структурная вязкость нефти η , а другой – начальное напряжение сдвига нефти τ_0 . Это видно из закона трения Бингама-Шведова.

Во-первых, этот способ дает возможность выявления характера нефти в пластовых условиях (нефть может быть ньютоновской или вязкопластичной жидкостью), то есть устанавливается наличие или отсутствие проявления начального градиента давления (НГД); этот параметр проявляется только при движении (фильтрации); во вторых, определяются значения пластового давления, ниже-предельного и выше-предельного статических забойных давлений.

Сущность способа заключается в следующем, в начале эхометром замеряется глубина динамического уровня жидкости в своем технологическом режиме работы скважины, затем работа скважины останавливается и повышение уровня жидкости прослеживается эхометром до его стабилизации: определяется глубина ниже-предельного статического положения уровня Н', после этого, через эту скважину в пласт

закачивается жидкость в определенном объеме и без задержки прослеживается падение уровня в скважине до его стабилизации и определяется глубина верхне-предельного уровня H'' . На основе этих параметров определяются все требуемые показатели ($P_{пл}$, ΔP_0 , G и другие параметры пласта).

Этот способ применялся на многих нефтяных промыслах Азербайджана и бывшего Советского Союза.

Способ называется способом двухстороннего восстановления, потому что здесь к пластовому давлению приближается с двух сторон, то есть как снизу, так и сверху.

В скважинах НГДУ им А.Д.Амирова этот способ применялся нами впервые и получились интересные результаты.

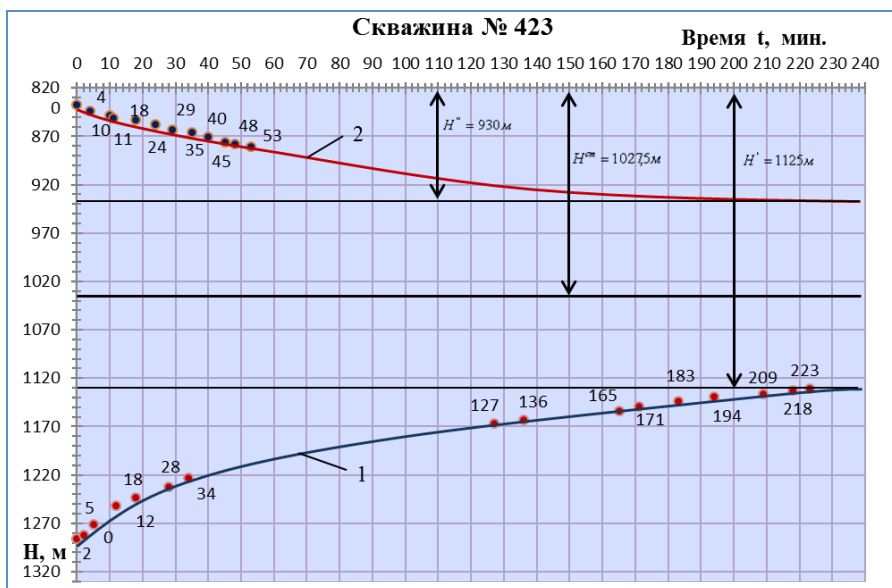


График 2. Кривые двустороннего уровня нефти по скважине 423 месторождения Калмас
1 и 2 – нижний и верхний уровни восстановления в скважине, соответственно

На графике 2 25 декабря 2014-го года на площади Калмас в НГДС №4 этим способом исследовалась штанговая глубинно-насосная нефтяная скважина №423 (эксплуатирующая IV ПТ

горизонт продуктивной толщи). На рис. 2 представлены кривые двустороннего восстановления уровня нефти, снятые в этой скважине. Как видно, в результате исследования определены следующие значения:

$$H' = 1125m; \quad H'' = 930m$$

По этим значениям находится глубина статического уровня:

$$H^{cm} = \frac{1}{2}(H' + H'') = \frac{1}{2}(1125 + 930) = 1027,5m$$

Высота статического столба жидкости будет:

$$H_{cm} = H - H^{cm} = 2080 - 1027,5 = 1052,5m$$

Высота динамического столба нефти в своем технологическом режиме работы скважины будет:

$$H_{дин} = 2080 - 1312 = 768m$$

Динамическое забойное давление скважины в своем технологическом режиме работы, будет:

$$P_c = \rho g H_{дин} = 0,9476 \cdot 9,81 \cdot 768 = 7,14MPa$$

Прилагаемая депрессия в своем технологическом режиме работы скважины будет:

$$\Delta P = 9,78 - 7,14 = 2,64MPa$$

Начальный перепад давления находится следующим образом:

$$\Delta H_0 = \frac{H' - H''}{2} = \frac{1125 - 930}{2} = 97,5m$$

$$\Delta P_0 = \rho g \Delta H_0 = 0,9476 \cdot 9,81 \cdot 97,5 = 0,91MPa$$

Начальный градиент давления имеет значение:

$$G = \frac{\Delta P_0}{R_x - r_c} = \frac{0,91}{100 - 0,0625} = 0,0091 \frac{\text{МПа}}{\text{м}}$$

Этот способ был применен в штанговой глубинно-насосной скважине №54, 427 месторождения Калмас и №1854 меторождения Кушхана и получены положительные результаты.

В 1968-м году предложен способ определения пластового давления в штанговых глубинно-насосных скважинах без остановки работы станка-качалки.

Новый предложенный способ определения, изложенный **в третьем параграфе второй главы диссертации**, является более простым и осуществляется в сравнительно короткое время. Значение этого заключается в том, что дает возможность увеличивать число определенных пластовых давлений. Большинство нефтяных штанговых насосных скважин обводнилось и в таком состоянии восстановление пластового давления происходит за относительно короткое время. Это также дает возможность для широкого применения предложенного способа.

В четвертом параграфе второй главы изложены правила построения индикаторных диаграмм в штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах, используя новый способ изменения режима работы.

В диссертационной работе предлагается новый способ.

В обводнившихся штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах при изменении режима работы, каждый раз в их затрубное пространство подливается или закачивается агрегатом с постоянными расходами одновременно как чистая нефть, так и вода, притом их значения берутся равными частями каждого дебита нефти и воды своего режима работы скважины.

Предложенный новый способ был применен в обводнившихся скважинах (скважины 1125, 152, 1546 вэ 46) и получены положительные результаты.

В пятом параграфе второй главы, с целью повышения

эффективности эксплуатации штанговых глубинно-насосных нефтяных (не обводнившихся и обводнившихся) скважин изложены подробные сведения о применении многофункционального мероприятия.

Это многофункциональное мероприятие есть подлив или закачка агрегатом чистой жидкости (нефти или воды) в затрубное пространство, выполняемое при осуществлении различных технологических процессов.

Подлив чистой жидкости в затрубное пространство в интенсивно пескопроявляющих штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах имеет многолетний промышленный опыт и осуществляется с целью улучшения условий подъема частиц песка на поверхность.

С постоянным подливом чистой жидкости в скважину в восходящем потоке скважинной продукции увеличивается количество жидкости и уменьшается концентрация частиц песка. Эта функция многофункционального мероприятия, предупреждает формирование песчаной пробки в скважине и уменьшает его интенсивность.

Необходимо отметить, что применение многофункционального мероприятия осуществляемого в форме подлива жидкости в затрубное пространство проводится в следующих различных вариантах:

- динамический уровень жидкости в скважине поднимается несколько метров выше его статического положения путем подлива жидкости в затрубное пространство;
- динамический уровень жидкости поднимается вверх, но он не доходит до его статического положения.

В третьей главе диссертационной работы рассмотрены задачи обводнившихся глубинно-насосных нефтяных скважин, проведены анализ и синтез этих процессов.

В первом параграфе, предложен способ определения оптимальной подвески колонны подъемных труб в обводнившихся штанговых глубинно-насосных скважинах.

Во втором параграфе, даны результаты исследования обводнившейся штанговой глубинно-насосной нефтяной

скважины №1254, эксплуатируемой в НГДС №3, НГДУ имени А.Д.Амирова.

Этот способ применялся в скважине №411 меторождения Локбатан в скважинах №1795 и 1797, в скважине №521 меторождения Гарадаг и были получены следующие результаты.

В третьем параграфе третьей главы изложены положительные результаты изолирования платовых вод в обводнившихся штанговых глубинно-насосных скважинах нефтяного месторождения «Джануб гырышыгы» НГДУ «Абшероннефть»

В настоящее время это старое месторождение разрабатывается в режиме истощения и его скважины обводнились и требуют изоляцию пластовых вод.

До 2014-го года в обводнившихся скважинах этого месторождения, для изоляции пластовых вод, в качестве водоизолирующего агента использовался цементный раствор. Отрицательной стороной этого агента является то, что после закачки его в пласт он затвердевает и превращается в камень, создает твердый барьер и перед пластовой нефтью и перед пластовой водой. После осуществления мероприятий по изоляции для создания притока пластовой нефти к скважине забойный фильтр перед верхней нефтеносной частью повторно перфорируется 4-5 раза, или создается фильтрационный поток из пласта к скважине, в противном случае забойный фильтр выходит со строя.

В 2001-ом году предложен способ периодической изоляции пластовых вод в обводнившихся газлифтных скважинах и получен ПАТЕНТ 2001 0112. Этот способ применялся в газлифтных скважинах НГДУ «Остров песчаный» и изолируя пластовые воды, было добыто значительное количество нефти. После нескольких лет на основе этого способа предложен «Способ изоляции скважин» и получен ПАТЕНТ 2008-0027. Еще позже этот второй патент применялся в бурящейся скважине № 124 с глубиной 6000 м и предотвращено мощное газопроявление.

В 2012-ом году этот водоизолирующий способ впервые применялся в обводнившихся штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах НГДУ имени А.Д.Амирова и получены положительные результаты.

Представлены графики, показывающие динамику изменения дебитов нефти и воды штанговой глубинно-насосной нефтяной скважины №460 нефтяного месторождения «Джануб гырышыгы» НГДУ «Абшероннефть» после изоляции пластовых вод гидродинамическим способом. Как видно, дебит воды этой скважины уменьшился от 11,51 м³/сут до 7,31 м³/сут, а дебит нефти увеличился от 2 м³/сут до 3,3 м³/сут. Аналогичные положительные результаты получены также в скважинах №370, 431.

В четвертой главе предложены мероприятия по управлению за эксплуатацией штанговых глубинно-насосных нефтяных скважин на старых нефтяных месторождениях и месторождениях, разрабатываемых в режиме истощения и изложено их широкое применение, всесторонне проанализированы полученные положительные результаты.

В первом параграфе этой главы предложен способ определения скорости распространения звуковых волн для точного замера глубины уровня жидкости в штанговых глубинно-насосных скважинах.

При замере поплавком в работающей скважине его с замерным канатом (стальной канат) спускают вниз в затрубное пространство, при этом проволока обматывается на подъемные трубы и обрывается. Для исключения этой неполадки используется эксцентричная план-шайба.

Этот способ приводит к большим материальным расходам и в различных скважинах дает погрешности. Показаны эхограммы замеренного уровня, полученные в скважине №805 с применением программы “Quantor-T” – скорость звука изменилась.

Когда избыточное давление в затрубном пространстве бывает от 0 до 100 атм, скорость звука определяется автоматически, а когда превышает 100 атм, тогда в замерах с

комплексом «Квантор-4микро» происходят погрешности и, так как это противоречит технике безопасности, замеры запрещаются.

Когда давление в затрубном пространстве равно атмосферному, тогда прибор автоматически, для скорости звука, принимает значение 300 м/сек и в большинстве случаев получаются погрешности. Поэтому в скважинах, ожидающих ремонт и в наблюдательных скважинах после замера статического уровня поплавком, тот уровень так же замеряется комплексом «Квантор-4микро».

Если показание прибора отличается от замеренного поплавком, то эхограммы, полученные комплексом, вводятся в программу “Quantor-T” имеющуюся в компьютере, и изменяют скорость звука, а скорость звука соответствующую значению замеренному поплавком включают вручную.

В последующих замерах для той же скважины определенная скорость вводится в комплекс и получаются правильные результаты.

В программе “Quantor-T” изменение скорости звука разрешается в интервале 200-700 м/сек, а в комплексе разрешается изменение от 100 до 999 м/сек.

Когда скорость звука в интервале 100-200 м/сек и 700-999 м/сек вводится в прибор вручную, в программе “Quantor-T”, если потребуется внести изменение, программа автоматически заменяет скорость, находящуюся в интервале 200-700 м/сек.

Этот способ применялся в скважине месторождения Локбатан-Пула-Гушхана НГДУ им. А.Д.Амирова и получены правильные результаты.

Во втором параграфе главы освещены пути улучшения промысловых исследований в штанговых насосных скважинах комплексом «Кванто-4микро».

В третьем параграфе главы изложены методы проведения контроля за работой скважинной насосной установки с помощью аппаратно-программного комплекса «Квантор-4микро». Здесь изложены назначение, конструктивные особенности, принцип работы и область

применения комплекса.



Рисунок 1. Аппаратно-программный комплекс «Квантор-4микро»

1—«Квантор-4микро»; 2—динамометр; 3—импульсный балон; 4—эхометр; 5—импульсный генератор; 6—связывающий кабель; 7—аккумулятор.

При эксплуатации штанговых насосных скважин на основе формы снимаемой динамограммы определяется тип аварии, происходящей в скважине. Кроме того, прибором называемым «Ампер-клевш» устанавливается состояние уравнивания станка-качалки и прибором «радио-удлинитель» результаты



Рисунок 2(а). Монтированный эхометр



Рисунок 2(б). Монтированный динамометр

замеров передаются на дальнее расстояние.

При замере динамического уровня жидкости в скважине к затрубному фланцу присоединяется дополнительный фланец и к комплексу крепится датчик. Расстояние между уровнемером (эхометром), закрепляемом между затрубным пространством и скважиной не должно быть больше чем 5 м. Этот фланец и датчик не должны быть грязными, в противном случае, определяемые данные не дадут их действительные значения.

Выполнение монтажа, эксплуатации и демонтажа уровномера должны выполняться работниками, прошедшими инструктаж и ознакомились с правилами использования прибора и техникой безопасности.

Для непрерывной и эффективной работы прибора систематически должен проводиться его технический осмотр.

На рисунке 2 представлен фотоснимок аппаратно-программного комплекса «Квантор-4микро», а на рисунке 4 показаны а) эхометр и б) динамометр.

При отсутствии возможности приближения датчика комплекса к скважине путем соединения радио-датчика, результаты замера можно передать на дальнейшее расстояние.

Работы эхометрирования осуществляются датчиком, называемым эхометром. В если затрубном пространстве имеется атмосферное давление, импульсный баллон соединяется к эхометру и проводятся промышленные исследования.

Если в затрубном пространстве имеется давление от 0,1 до 100 атм, то к эхометру необходимо присоединить импульсный генератор.

Для снятия динамограммы специальный датчик прибора крепится к полированному штоку и балансир станка-качалки выполняет одно качание, то есть один полный ход – вверх-вниз.

В четвертом параграфе четвертой главы объяснены правила и пути замера динамического уровня жидкости в штанговых насосных нефтяных скважинах.

Каждая штанговая глубинно-насосная нефтяная скважины (ШГНС) имеет свой оптимальный технологический режим работы, который устанавливается в результате гидродинамического исследования скважины на стационарных режимах притока, то есть снятия индикаторных диаграмм и регулировочных кривых. Для нормального проведения эксплуатации необходимо глубину оптимального уровня жидкости всегда поддерживать постоянной.

При эксплуатации скважин с интенсивным пескопроявлением часто образуются песчаные пробки, которые создают местное гидравлическое сопротивление, под песчаной

пробкой увеличивается динамическое забойное давление, уменьшаются прилагаемая депрессия в скважине и дебит нефти скважины. Глубинный насос продолжает откачивать жидкость со скважины. Поэтому динамический уровень жидкости над песчанной пробкой снижается по сравнению с оптимальным значением.

Возвращение уровня к своему оптимальному положению возможно только после промывки песчанной пробки. Ее промывка является трудоемким технологическим процессом, осуществляемым бригадой подземного ремонта с использованием соответствующего оборудования и агрегата. Как видно, здесь регулирование динамического уровня жидкости (то есть возвращение к своему оптимальному режиму) осуществляется не автоматически, а вручную, так как в настоящее время для решения этой проблемы отсутствует какой-либо универсальный автоматический регулятор.

Так же в случаях происхождения различных осадков в скважинах возникают аналогичные ситуации.

Например, в НГДУ “Гум адасы” в одной скважине различные пластовые воды двух пластов смешались друг с другом, в результате чего образовался твердый солевой осадок, что для ее очистки трубы подняли на поверхность и внутренние стенки этих труб очищались фрезированием.

Из выше изложенных примеров видно, что каждый раз для возвращения уровня в свое оптимальное значение его необходимо регулировать, хорошо было бы это регулирование проводить автоматически, то есть выполнять автоматическим регулятором. Однако в настоящее время такой авторегулятор отсутствует, поэтому процесс выполняется вручную.

В пятом параграфе главы в диссертации предложен способ определения точного значения силы трения, действующей на головку балансира станка-качалки. В этом способе известными методами определяются значения всех сил, действующих на головку балансира. Кроме того с помощью динамометра снимается динамограмма, из которой также графически определяется максимальная нагрузка, действующая

на головку балансира. Ордината верхней горизонтальной прямой динамограммы дает максимальную нагрузку на головку балансира, в состав которой также входит сила трения. Разность максимальной силы по динамограмме и определенной расчетным путем дает значение силы трения.

В шестом параграфе главы предложен способ определения оптимальной частоты промывок песчаных пробок.

На рисунке 3 представлена схема ШГНС, на забое которой происходит формирование песчанной пробки. На этой схеме приняты следующие обозначения параметров; P_c – динамическое забойное давление; P_1 – давление в верхнем конце песчанной пробки; P_0 – давление нефти на динамическом уровне скважины; P – давление пробки на текущей высоте; D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины; H – высота динамического столба нефти в скважине; $h(t)$ – текущая высота формирующейся пробки в скважине; t – регистрируемое время в начале формирования пробки; ρ – плотность нефти; g – ускорение свободного падения; K_1 – проницаемость пробки; μ – динамическая вязкость нефти.

Известно, что при продолжении процесса формирования песчанной пробки в скважине уменьшаются ее дебиты нефти и воды. При значительных снижениях этих дебитов песчанная пробка промывается. Однако, такая работа не является правильным, научным подходом к решению проблемы.

Здесь основная задача заключается в том, чтобы определить при какой высоте промывка песчанной пробки наиболее эффективна.

Для определения этого эффективного параметра была решена гидродинамическая задача и выведены формулы для давления P_1 в верхней части песчанной пробки, дебита нефти, фильтрующейся через песчаную пробку, дебита нефти, поступающей из пласта в скважину и для P_c .

В работающей скважине для зависимости $h=h(t)$ принята следующая формула:

$$h(t) = \frac{H}{T} \cdot t$$

где T продолжительность полного формирования песчанной пробки.

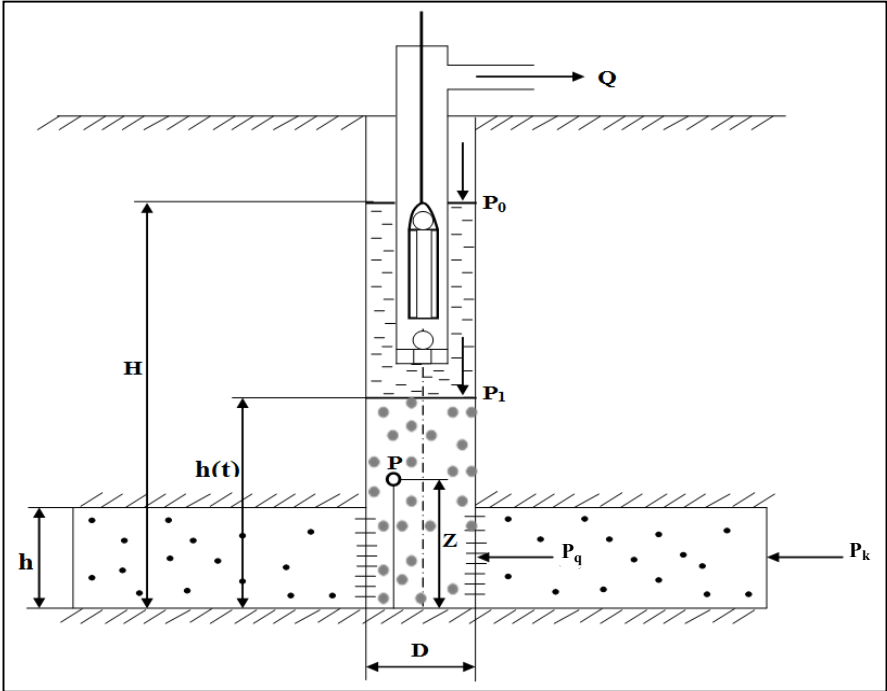


Рисунок 3. Схема штанговой глубинно-насосной нефтяной скважины, имеющей песчаную пробку

Значение H и T — бывают разными в различных скважинах: поэтому для каждой скважины частота ремонта, связанная с промывкой песчанной пробки, также различна. По этой причине оптимальная частота ремонта каждой скважины должна быть определена правильно.

Ниже приведен пример.

$H=300$ м, $T=30$ сут=1 месяц, здесь частота ремонта $n=12$ рем/год

Для определения оптимальной частоты ремонтов для

каждого из вариантов $n=1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12$ рем/год вычисляется объем потерь в добычи нефти и суммы расходов капитала. Из них выбирается тот вариант, для которого эта сумма расходов получила минимальное значение.

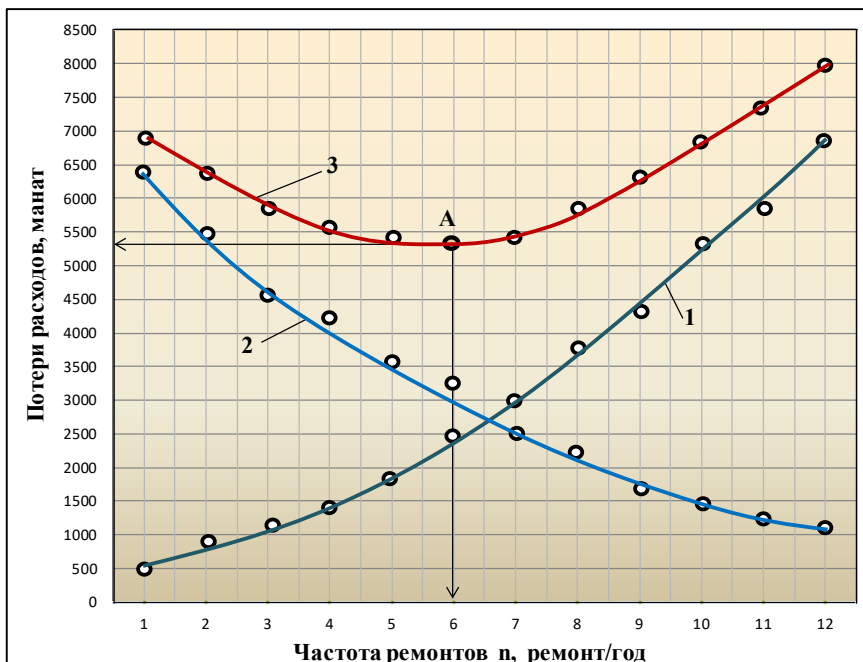


График 3. Графики зависимостей финансовых расходов, связанных с промывками песчаных пробок в скважине 308 месторождения Гушхана

1—график зависимости расходов на промывку песчаных пробок от частоты ремонтов; 2—график зависимости потери добычи нефти от частоты ремонтов; 3—график зависимости суммарных денежных потерь от обоих факторов от частоты ремонтов

На графике 3 для скважины №308, нефтяного месторождения Гушхана представлены графики зависимостей финансовых расходов, связанных с промывками песчаных пробок.

По НГДУ имени А.Д.Амирова средний расход на

промывку одной песчаной пробки составляет 573 манат.

Зависимость потерь добычи нефти от частоты ремонтов является монотонно убывающей, то есть с уменьшением частоты ремонтов потери добычи увеличиваются.

Для построения графика 3 суммируются соответствующие текущие ординаты. Из рисунка видно, что график 3 состоит из двух частей: в первой части с увеличением частоты ремонтов суммарные потери уменьшаются, то есть здесь зависимость является монотонно уменьшающейся, а во второй части с увеличением частоты ремонта суммарные расходы увеличиваются, то есть зависимость является монотонно возрастающей.

Ордината точки А, являющейся границей этих двух частей дает минимальные суммарные расходы, а ее абсцисса оптимальную частоту ремонта.

В седьмом параграфе четвертой главы было представлено решение гидродинамической задачи одномерного движения сжимаемой вязко-пластичной жидкости в сжимаемом пласте к линейной галерее при водонапорном режиме. В результате получены уравнения, позволяющие определить давление на галерее и удельный вес нефти для галереи, пущенной в работу с постоянным дебитом в динамике во времени t .

На графике 4 показаны обозначения следующих параметров: P_i – начальное пластовое давление; γ_i – удельный вес нефти; m_i – коэффициент пористости пласта; $G(t)$ постоянный весовой дебит нефти, добытой из галереи и фильтрующейся из единицы поперечного сечения пласта. Требуется определить забойное давление. P_0 последующее после истечения времени t после пущенной в работу галереи и удельный вес γ_0 нефти.

Предполагается что длина полосообразной залежи L , а расстояние на границе влияния депрессии l , x – пространственная координата (абсцисса).

Для решения этой задачи используется метод последовательной смены стационарных состояний и выводятся следующие формулы.

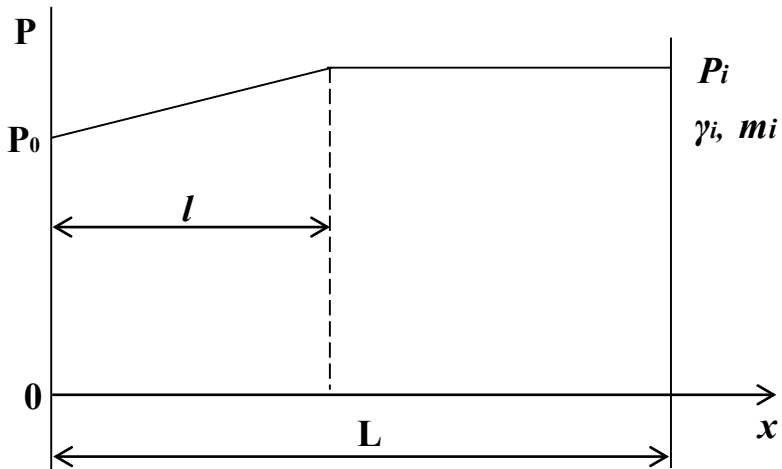


График 4. Схема полосообразной нефтяной залежи

$$l = \sqrt{\frac{V(t)}{\frac{1}{2} \left(\frac{1}{k_n^*} + \frac{m_i}{k_{oc}^*} \right) \left[\frac{\mathcal{G}(t)\eta}{k} + \frac{\alpha\tau_0}{\sqrt{k_1}} \right]}}$$

$$P_0 = P_i - \sqrt{\frac{\left[\frac{\mathcal{G}(t)\eta}{k} + \frac{\alpha\tau_0}{\sqrt{k_1}} \right] V(t)}{\frac{1}{2} \left(\frac{1}{k_n^*} + \frac{m_i}{k_{oc}^*} \right)}}$$

$$\gamma_0 = \gamma_i \left(1 - \frac{1}{k_{жс}^*} \sqrt{\frac{\left[\frac{g(t)\eta}{k} + \frac{\alpha\tau_0}{\sqrt{k_1}} \right] V(t)}{\frac{1}{2} \left(\frac{1}{k_n^*} + \frac{m_i}{k_{жс}^*} \right)}} \right)$$

Физические величины, участвовавшие в этих выражениях, следующие:

η – структурная вязкость нефти в пластовых условиях;

$\alpha = 167 \cdot 10^{-4}$ – коэффициент;

τ_0 – начальное напряжение сдвига нефти в пластовых условиях;

k – проницаемость пласта по нефти;

k_1 – абсолютная проницаемость пласта по воздуху;

k_n^* – модуль упругости породы;

$k_{жс}^*$ – модуль упругости нефти.

Выводы

1) Отмечена важность определения пластового давления в пескопроявляющих глубинно-насосных скважинах без остановки их работы и избегания аварий и осложнений, кроме того разработан метод определения характера нефти для высоковязких нефтей и вязко-пластичных пластов, а также эксплуатационных параметров пласта и коллекторских параметров скважин путем исследования двусторонних кривых восстановления забойного давления, который позволяет уменьшить время, затрачиваемое на исследования.

2) Разработан эффективный метод изменения рабочего режима нефтяной глубинно-насосной скважины, определяемый путем подлива постоянного расхода жидкости, составляющего определенную часть ее дебита согласно исследованиям непрерывной работы скважины для каждого нового режима.

3) С целью повышения эффективности промысловых исследований обводненных глубинно-насосных нефтяных скважин определена необходимость определения выбора глубины подвески глубинного насоса, избегая попадания в зону ствола скважины с наибольшим накоплением воды, и определения глубины погружения насоса ниже динамического уровня жидкости в зависимости от значения газового фактора.

4) Предложен гидродинамический метод периодической изоляции пластовых вод в обводнившихся глубинно-насосных скважинах, основанный на применении в качестве изолирующего агента дегазированной «мертвой» нефти.

5) Разработан и подготовлен метод определения частоты промывки песчаных пробок в пескопроявляющих скважинах.

6) Предложены методы эффективного определения показателей эксплуатации пласта и параметров коллекторских свойств без остановки работы глубинно-насосных скважин.

7) Разработан метод определения значения силы трения, действующей на головку балансира станка-качалки, учитывающий снятие дополнительной динамограммы.

Основное содержание диссертации отражено в следующих работах:

1. Quliyev, R.A., Xanəliyev, V.B. Sulaşmış ştanqlı dərinlik nasos quyularında nasosun mayeyə səmərəli dalma dərinliyinin seçilməsi // – Bakı: Azərbaycan Neft Təsərrüfatı jurnalı, – 2015. №2, – s. 30-35.

2. Xanəliyev, V.B. Quyu ştanqlı nasos qurğusunun işinə “Kvantor-4 mikro” cihazı ilə nəzarətin aparılması və tədqiqatının yaxşılaşdırılması // Doktorantların və gənc tədqiqatçıların AMEA-nın 70 illiyinə həsr olunmuş XIX Respublika elmi konfransının materialları, – Bakı: – 3 fevral, – 2015, – s. 101-103.

3. Гулиев, Р.А., Ханалиев, В.Б. Способ определения пластового давления без остановки работы штанговой глубиннонасосной установки // – Москва: Нефтепромысловое дело, – 2015. №9, – с. 41-44.

4. Самедов, Т.А. Определение статического давления пластов, содержащих высоковязкие ньютоновские и вязкопластичные нефти методом двустороннего восстановления давления / Т.А.Самедов, С.Д.Мустафаев, Р.А.Гулиев [и др.] // Нефтепромысловое дело, – Москва: – 2016. №1, – с. 44-48.

5. Мустафаев, С.Д., Гулиев, Р.А., Ханалиев, В.Б. Проведение контроля за работой скважинной насосной установки с прибором “Квантор-4 микро” // – Екатеринбург: Международный научно-исследовательский журнал, – 2016. №1 (43), – с. 118-122.

6. Mustafayev, S.D. Sıxılan özlü-plastik neftin su basqısı rejimli sıxılan laydan düzxətli kəhrizə doğru xətti birölçülü hərəkəti / S.D.Mustafayev, F.Ə.Səmədov, N.S.Sadiqova [və b.] // “Azərbaycan Elmi” Beynəlxalq elmi-nəzəri jurnal, – 2016. Fevral, – s. 23-26.

7. Xanəliyev, V.B. Ştanqlı dərinlik nasos quyularının “Kvantor-4mikro” cihazı vasitəsilə tədqiq edilməsi // Doktorantların və gənc tədqiqatçıların Azərbaycanda “Multikulturalizm ili”nə həsr edilmiş XX Respublika elmi konfransının materialları, – Bakı: – 24-25 may, – 2016, – s. 153-154.

8. Xanəliyev, V.B. Nasos quyularında maye səviyyələrinin dəqiq ölçülməsi üçün səs dalğalarının quyu gövdəsində yayılma

sürətinin təyini // – Bakı: Ali texniki məktəblərin xəbərləri jurnalı, – 2017. №1, – s. 69-77.

9. Hüseynov, Ş.Ş., Quliyev, R.A., Xanəliyev, V.B. Abşeronneft NQÇİ-nin “Cənub qırışığı” neft yatağını istismar edən ştanqlı dərinlik nasos quyularında lay sularının təcrid edilməsi // – Bakı: Azərbaycan Neft Təsərrüfatı jurnalı, – 2017, №7-8, – s. 35-38.

10. Ханалиев, В.Б. О регулировании динамического уровня жидкости в штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах // – Баку: Экоэнергетика, – 2017. №3, – с. 30-36.

11. Самедов, Т.А., Мустафаев, С.Д., Ханалиев, В.Б. Полифункциональное мероприятие, применяемой для повышения эффективности эксплуатации штанговых насосных нефтяных скважин // – Баку: Экоэнергетика, – 2017. №3, – с. 90-95.

12. Mustafayev, S.D., Quliyev, R.A., Xanəliyev, V.B. Ştanqlı dərinlik nasos istismar neft quyularında iş rejiminin dəyişdirilməsi üsulu // – Bakı: Azərbaycan Neft Təsərrüfatı jurnalı, – 2017. №12, – s. 21-25.

13. Xanəliyev, V.B. Sulaşmış ştanqlı dərinlik nasos neft quyularında qaldırıcı borular kəmərinin optimal aşqısının təyini // – Bakı: Azərbaycan Neft Təsərrüfatı jurnalı, – 2018. №2, – s. 27-31.

14. Самедов, Т.А., Мустафаев, С.Д., Ханалиев, В.Б. Полифункциональное мероприятие, применяемой для повышения эффективности эксплуатации штанговых насосных нефтяных скважин // Материалы II Международной научно-практической конференции “Булатовские чтения”, – Краснодар: – 31 марта, – 2018, – с. 289-294.

15. Ханалиев, В.Б. О регулировании динамического уровня жидкости в штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах // Материалы II Международной научно-практической конференции “Булатовские чтения”, – Краснодар: – 31 марта, – 2018, – с. 321-323.

16. Мустафаев, С.Д., Гулиев, Р.А., Ханалиев, В.Б. Новый способ определения пластового давления в штанговых глубинно-насосных скважинах // – Екатеринбург: Международный научно-исследовательский журнал, – 2020. №2

(92), – с. 98-104.

17. Ханəliyev, V.B. Ştanqlı dərinlik nasos quyularında balansir başlığına təsir edən sürtünmə qüvvəsinin təyini // – Bakı: Azərbaycan Neft Təsərrüfatı jurnalı, – 2020. №2, – s. 30-33.

18. Мустафаев, С.Д., Гулиев, Р.А., Ханалиев, В.Б. Новый способ определения пластового давления в штанговых глубинно-насосных скважинах // Материалы IV Международной научно-практической конференции “Булатовские чтения”, – Краснодар: – 31 марта, – 2020, – с. 337-343.

Личный вклад соискателя:

[2], [7], [8], [10], [13], [15], [17] – выполнены самостоятельно.

[1], [5], [9], [12] – постановка задачи, исследовательские работы и анализ результатов.

[3], [4], [6], [11], [14], [16], [18] – доли выполнения принадлежат соавторам в равной степени.

Защита состоится 30 июня 2021 года в 11:00 на заседании
Диссертационного совета ED 2.03 действующего на базе
Азербайджанского Государственного Университета Нефти и
Промышленности

Адрес: AZ1010, г. Баку, ул. Д. Алиевой 227.

С диссертацией можно ознакомиться в научной
библиотеке Азербайджанского Государственного Университета
Нефти и Промышленности.

Электронная версия диссертации и автореферата
размещена на официальном сайте Азербайджанского
Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Автореферат разослан по соответствующим адресам
"08" Мая 2021 года.

Подписано в печать: 07 Мая 2021

Формат бумаги: А5

Объём: 37405

Тираж: 30