**9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Терень-Узюк Западный предлагается использовать следующие основные виды исследований:

* Промыслово-геофизические исследования скважин;
* Гидродинамические исследования пластов и скважин;
* Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
* Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г. (Таблица 9.1).

При этом предусмотрено проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Ниже приводится анализ отдельных проведённых исследований контроля разработки и рекомендации по их совершенствованию.

***Обязательный комплекс промысловых исследований***

*Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам*

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную). Установление периодичности замеров дебитов (приемистости) следует производить дифференцированно по всему фонду добывающих и нагнетательных скважин.

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

*Определение обводненности продукции добывающих скважин*

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Периодичность замеров обводненности дифференцирована по безводным скважинам – ежемесячно, по низко- и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводненным скважинам – еженедельно.

*Определение пластового давления и температуры*

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

*Определение забойного давления*

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

*Определение забойного давления*

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

***9.1 Гидродинамические исследования скважин***

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения проводятся следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

* Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
* Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
* Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;
* Исследования МУО.

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ), а также МУО выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и в последующем по мере необходимости.

*Исследования скважин методом восстановления давления*

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности

использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

*Исследования методом установившихся отборов*

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в полугодие, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

***9.2 Промыслово-геофизические исследования скважин***

***Комплексный метод (PLT)***

Дебитометрия является широко распространенным методом получения профилей вертикальной фильтрации и распределения притока в скважине из коллектора. В состав PLT входят гамма-каротаж, локатор муфт обсадной колонны, одновременный замер давления, температуры, плотности флюида и расхода. Замеры выполняются при различных скоростях каротажа. Проведение замеров в скважинах следует проводить в эксплуатационных скважинах после достижения стабильного дебита или при стабильной приемистости в нагнетательных. Такой подход позволит достоверно замерить распределение фильтрации и притока по перфорированному интервалу. Полученные результаты могут помочь при планировании мероприятий по повышению продуктивности скважин или приемистости (мероприятия по интенсификации притока). В комплекс исследований входят следующие методы: термоэлектрическая (СТД) и гидродинамическая (РГТ) дебитометрия и расходометрия, термометрия (СТЭГ-36, ТДА, ЛГТ, КСАТ-7), плотнометрия (ГГП-30), влагометрия (ВГД-2, КСАТ-7), резистивиметрия (РИС-42), шумометрия (КСАТ-7), локация муфтовых соединений (МЛМ), радиоактивные методы: гамма-метод-ГМ.

Последующие замеры в интервале каротажа на кабеле в добывающих и нагнетательных скважинах должны проводиться согласно инструкциям нормативного документа «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018г.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

***Термометрия***

применяется для:

* выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
* выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
* выявления внутриколонных перетоков между пластами;
* определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
* определения нефте-газо-водопритоков;
* выявления обводненных пластов;
* определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
* контроля за перфорацией колонны.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольший. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. Термометр сопротивления используют в комплексе с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

***Метод механической расходометрии***

Измерения механическими расходомерами производят для следующих целей:

* выделение интервалов притока или приемистости в дейст­вующих скважинах;
* выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
* распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интер­валами;
* получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

***Метод влагометрии***

применяют:

• для определения состава флюидов в стволе скважины;

• выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей;

• установления мест негерметичности обсадной колонны;

• при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Комплексируется с другими методами в рамках комплекса для оценки «притока-состава».

***Метод термокондуктивной дебитометрии***

применяют:

* для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов;
* установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
* для оценки разделов фаз в стволе скважины**.**

Сущность метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.

***Метод барометрии***

применяют:

* для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
* определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
* оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

***Метод акустической шумометрии***

применяют:

* для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;
* интервалов заколонных перетоков газа;
* выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

***Метод гамма-гамма цементометрии***

Гамма-гамма-метод позволяет:

* установить высоту подъема цемента;
* определить наличие цемента и характер его распреде­ления в интервале цементации;
* фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
* выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
* определить эксцентриситет колонны.

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плот­ности, то на регистрируемой кривой ГГМ достаточно четко выде­ляются участки с цементом и без него.

***Импульсный нейтронный каротаж***

применяют в обсаженных скважинах для**:**

* литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов;
* выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
* определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
* определения газожидкостных контактов;
* оценки пористости пород;
* количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
* контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

- с целью получения полной информации о состоянии выработки запасов нефти рекомендуется ежегодно исследовать не менее 50% от действующего фонда нагнетательных скважин. При переводе скважины в закачку исследования должны выполняться не реже 1 раза в год в течение первых двух лет работы. Затем измерения должны проводиться не реже 1 раза в два-три года.

- недовыполнение запроектированных объемов ГИС по контролю за разработкой для объектов на протяжении всего периода эксплуатации месторождения затрудняет и даже делает невозможным осуществление объективного контроля за процессом выработки этих пластов.

***9.3 Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа***

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

* физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
* состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
* изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
* исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
* физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при Рзаб>Рнас и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

***Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод***

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического состава, состава водорастворённой органики, газового состава, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должны осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью не реже одного раза в квартал.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl-; SO42-; HCO3-; Ca2+, Mg2+, Na++K+), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы – азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты – метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
4. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных СО2, Н2S, кислорода, а также концентрации и размера механических примесей. Пробы для анализа следует отбирать из закачиваемой воды. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Определение химического состава воды производится с периодичностью 1 раз в 3 месяца.

**Таблица 9.1.1 - Комплекс исследований для контроля процесса разработки**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Виды исследований** | | **Категории и виды скважин** | |
| **Добывающие** | **Нагнетательные** |
| 1 | Замер дебитов жидкости, количества песка, приемистости, буферного и затрубного давления | | во всех вновь пробур. скважинах  и при ГТМ  по действующим скважинам:  Еженедельно | Еженедельно |
| 2 | Определение обводненности продукции  по действующим скважинам: | | во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  разовые исследования  Еженедельно |  |
| 3 | Определение пластового давления и температуры  по действующим: | | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  1 раз в квартал | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ |
| 4 | Определение забойного давления  по действующим: | | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  Не реже 1 раза в квартал | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  Не реже 1 раза в квартал |
| 5 | Исследование методом установившихся отборов  по переходящим: | | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  По мере необходимости | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  По мере необходимости |
| 6 | Исследование методом восстановления давления  по переходящим: | | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  По мере необходимости | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  По мере необходимости |
| 7 | Геофизические исследования скважин | | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ |
| 8 | Исследования профиля притока | | Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ | Разовые исследования при вводе в эксплуатацию и при ГТМ |
| 9 | Определение профиля поглощения | |  | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  по мере необходимости |
| 10 | Определение состояния обсадных колонн и цементного камня | | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ  По мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др.) |  |
| 11 | Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа. | | Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах  по мере необходимости |  |
| 12 | Замеры газового фактора в условиях | Рзаб > Рнас | 1 раз в год |  |
| Рпл > Рнас и  Рзаб < Рнас | Ежеквартально |
| Рпл ≤ Рнас | Ежемесячно |