

Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

Научная статья

Original article

УДК 608

DOI 10.55186/27131424\_2023\_5\_6\_5



**АНАЛИЗ ВИДОВ И МЕТОДОВ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ В  
ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ**

**ANALYSIS OF TYPES AND METHODS OF RESERVOIR TESTING  
DURING DRILLING**

**Деряев Аннагулы Реджепович**, доктор технических наук, главный научный сотрудник, Научно-исследовательского института природного газа ГК «Туркменгаз», г. Ашгабат, Туркменистан

**Deryaev Annaguly Rejepovich**, Doctor of Technical Sciences, Chief Researcher, Natural Gas Research Institute of Turkmengaz Group of Companies, Ashgabat, Turkmenistan

**Аннотация:** в статье рассматриваются виды и методы испытания пластов в процессе бурения скважины с целью успешного бурения скважины без аварий, осложнений и точного определения характеристик продуктивных пластов. Испытание пластов в процессе бурения, дает возможность определения параметров пластового давления и продуктивности пластов в дальнейшем для точного проектирования строительства скважин при разработке нового месторождения, где ведутся поисково-разведочные работы.

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

Данный анализ обзора по видам и методам испытания пластов в процессе бурения в настоящей статье проведен для точного их выбора (вид, метод) по испытанию пластов в открытом стволе в процессе бурения. А также с целью избегания осложнений, аварий, газонефтеводопроявлений и выполнения поставленных задач по определению характеристик продуктивных пластов скважин в экстремально сложно горно-геологических условиях при аномально высоких пластовых давлениях.

**Abstract:** the article discusses the types and methods of testing formations in the process of drilling a well in order to successfully drill a well without accidents, complications and accurately determine the characteristics of productive formations. Testing of formations during drilling makes it possible to determine the parameters of reservoir pressure and reservoir productivity in the future for accurate design of well construction during the development of a new field where prospecting and exploration work is carried out.

This analysis of the review by types and methods of testing formations during drilling in this article is carried out to accurately select them (type, method) for testing formations in an open bore during drilling. And also in order to avoid complications, accidents, gas and oil occurrences and to fulfill the tasks set to determine the characteristics of productive layers of wells in extremely difficult mining and geological conditions at abnormally high reservoir pressures.

**Ключевые слова:** приток, опробование, разрез, флюид, коллектор, испытание, режим, отбор проб, герметичность, пакер.

**Key words:** inflow, testing, incision, fluid, collector, test, mode, sampling, tightness, packer.

Под испытаниями пласта понимается комплекс работ, обеспечивающих вызов притока жидкости и газа из пласта, отбор проб пластовых жидкостей и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта. Испытание проводится как в процессе

бурения скважины, так и после окончания бурения, спуска и цементирования эксплуатационной колонны.

Испытание и опробование пластов в процессе бурения проводится в последовательности разбуривания перспективных горизонтов (метод «сверху вниз») [1, 3].

Испытание пластов после завершения строительства скважины проводится в крепленном (обсаженном) стволе в последовательности «снизу-вверх» с учетом результатов испытания в открытом стволе. Поэтому обычно число объектов, испытываемых в колонне меньше, чем при испытании в процессе бурения.

Преимущества испытания пластов в процессе бурения заключаются в том, что данные о гидродинамических характеристиках пласта получаются более объективными, т.к. призабойная зона пласта еще интенсивно не загрязнена буровым и цементным растворами и на проведение исследований требуется меньшее время, чем на испытание в обсаженном стволе.

Различают опробование и испытание продуктивных пластов.

Опробование пластов обычно ограничивается отбором проб пластовых флюидов.

Испытание пластов кроме отбора проб пластового флюида предусматривает гидродинамические исследования [2, 4, 5].

Задачами испытания пластов являются:

1. Оценка продуктивности объекта (пласта).
2. Отбор проб пластовых флюидов для исследования.
3. Оценка коллекторских свойств пласта.
4. Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

Сущность испытания пласта состоит в следующем:

1. Изоляция пласта (или его участка) от остального разреза скважины.
2. Создание депрессии на пласт и вызов притока пластового флюида.
3. Регистрация изменения давления и притока пластового флюида на различных режимах отбора проб.

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

Для оценки нефтегазоносности пластов в процессе бурения используют опробователи, спускаемые в скважину на кабеле, или сбрасываемые внутрь бурильной колонны.

### *Исследования скважин трубными испытателями пластов*

Исследования скважин трубными испытателями пластов (ИПТ) должны проводиться сразу после вскрытия объекта в соответствии с проектом строительства скважины и уточнёнными данными ГТИ, ГИС, обосновывающими необходимость выполнения ИПТ [6, 7].

Данные ГТИ являются определяющими для установления числа и интервалов исследований ИПТ.

Ответственным за выполнение работ и общим руководителем является представитель бурового предприятия, указанный в плане работ. Ответственным за соблюдение технико-технологических требований процесса исследования скважины ИПТ является представитель геофизического предприятия - начальник партии, мастер по испытанию скважин.

Заказчик обязан обеспечить:

- подготовку скважины, бурильного инструмента, бурового и противовыбросового оборудования, устьевого головки и ее обвязки с манифольдом превенторной установки, буровых насосов, а также возможность контроля за активностью притока;

- выполнение буровой бригадой всех работ с испытательным оборудованием на скважине (разгрузка, сборка, спуск, испытание, подъем, разборка, погрузка);

- проведение совместно с представителями подрядчика оперативного анализа полученных результатов.

Подрядчик обязан обеспечить:

- выбор технологии испытания объекта и компоновки узлов ИПТ;
- технические средства для испытания скважины (испытательный инструмент, КИП, устьевую головку с аварийным краном для обвязки верхней грубы, транспорт для перевозки оборудования);

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

- технический контроль и руководство исследованиями скважины ИПТ при непосредственном участии мастера по испытанию;

- оценку качества и оперативный анализ результатов исследования скважин ИПТ, а также выдачу на скважине предварительного заключения по объекту исследования;

- обработку данных ИПТ и выдачу окончательного заключения по объекту в установленные договором сроки.

Технология проведения исследований должна выбираться с учетом геолого-технических условий, целей и задач испытания. Стандартная технология предусматривает испытание объекта на забое скважины сразу после вскрытия его бурением с изоляцией объекта сверху пакером или при перепаде давления на пакере более  $300 \text{ кс/см}^2$ - сдвоенными пакерами с опорой хвостовика с башмаком на забой скважины [8, 9]. Испытания проводят без выпуска жидкости долива или пластового флюида на поверхность с максимально возможной депрессией в двухцикловом режиме. Технологию испытания объекта в сложных геологических условиях необходимо применять в осложненных скважинах:

- при необходимости промывки скважины в процессе спуска- подъема ИПТ;

- при испытании объекта с повышенной опасностью аварийного фонтанирования (высокопродуктивных газовых и газоконденсатных пластов, пластов с АВПД);

- при испытании пластов с повышенным содержанием сероводорода и пластов пониженной устойчивости, а также при испытании скважин, заполненных буровым раствором с повышенным напряжением сдвига.

Селективные испытания следует проводить при излишне большом интервале, вскрытом бурением, значительном удалении интервала испытания от забоя скважины, при повторном спуске ИПТ для дополнительного испытания коллектора в верхней части, а также при наличии на забое постороннего металла [10, 11].

Технология испытания с полной начальной депрессией применяется для

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

исследования пластов с загрязненной ближней зоной и объектов, вскрытых с повышенной (более 100 кгс/см<sup>2</sup>) репрессией. Технология применима и для скважин с давлением в интервале исследований до 50 кгс/см<sup>2</sup>.

Технология испытания объекта с выпуском пластового флюида на поверхность применяется при повторном спуске ИПТ для оценки промышленной значимости газо- или нефтенасыщенного пласта.

В общих случаях следует использовать стандартную технологию испытаний, нестандартную же следует применять только при осложнениях в скважине или с целью решения дополнительных (специальных) задач.

Заявка на проведение ИПТ должна содержать информацию, необходимую для выбора типа ИПТ, его компоновки, размера уплотнителя пакера и определения основных характеристик технологии испытания объекта [12-15].

Для проведения исследований скважин ИПТ заказчик совместно с подрядчиком составляет план, в котором отражаются:

- площадь (месторождение) и номер скважины;
- технические данные скважины;
- характеристика объекта испытания;
- подготовка скважины к испытанию;
- компоновка хвостовика и испытателя;
- описание процесса испытания;
- заключение о готовности скважины к испытанию
- технология проведения испытаний;
- тип и компоновка ИПТ;
- диаметр забойного штуцера;
- планируемый перепад давления на пакере;
- высота столба и плотность жидкости предварительного долива;
- тип (схема) обвязки устья (верхней трубы) и противовыбросового оборудования;
- допустимая (безопасная) продолжительность пребывания ИПТ на забое (если она меньше 90 мин, предусматривается одноцикловое испытание);

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

- число циклов испытания;
- максимально допустимая нагрузка на крюке при расхаживании инструмента с ИПТ.

Диаметр уплотнителя пакера должен определяться в зависимости от состояния ствола скважины по коэффициенту пакеровки  $K$  ( $K = D_{\text{скв}} / D_{\text{пак}}$ ).  $K = 1,08 \div 1,10$  при нормальных условиях.

Во избежание нефтегазопроявления после снятия пакера на стадии планирования или перед спуском ИПТ должен быть проведен расчет противодействия на пласт, исходя из условий полного замещения раствора в интервале испытания пластовым флюидом [16, 17].

В процессе последних перед спуском ИПТ (долблений и СПО) должны быть проверены и обеспечены исправность и работоспособность системы спуска-подъема, противовыбросовой и гидравлической обвязки, освещения, систем дегазации притока, долива скважины, исправность установленного оборудования и инструмента, наличие регламентированного объема раствора и химреагентов. Необходимо проверить соответствие резьбовых соединений и обеспечить герметичность колонны бурильных работ.

Поверхностное оборудование скважины должно обеспечивать прямую и обратную циркуляцию бурового раствора с противодействием на устье (дросселированием) через устьевую головку и специальный манифольд.

При испытании скважины с выводом пластового флюида на поверхность необходимо:

- колонну бурильных труб рассчитать на избыточные внутреннее и наружное давление, которые могут возникнуть в процессе испытания;
- проверить бурильную колонну на герметичность;
- оборудовать бурильную колонну шаровым краном и головкой, опрессовать их на ожидаемое давление;
- провести обвязку устья с манифольдом провенторной установки и буровых насосов металлическими трубами на шарнирных соединениях;
- обеспечить возможность прямой и обратной закачки раствора в скважину

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

буровыми насосами, согласовать схему обвязки устья с противofонтанной службой и органами Главной государственной службы «Туркменстандартлары»;

- оборудовать устье скважины для обеспечения вертикального перемещения колонны труб на 4 ÷ 6 м совместно с манифольдом.

Допускается исследование скважины с устьевой головкой, установленной на 4 ÷ 5 м выше ротора. В этом случае, необходимо до начала проведения исследования подготовить средства (спецплощадку, лестницу) для экстренного закрытия аварийного крана на головке.

Испытание скважины испытателями пластов в открытом стволе и колонне без оборудования устья превенторной установкой запрещается.

Запрещается проводить испытание скважин с выводом пластового флюида на поверхность при наличии в нем сероводорода.

До начала проведения испытания на буровой должна быть подготовлена следующая документация:

- технические паспорта на индикатор веса, талевый канат, бурильные трубы, противовыбросовое оборудование и обвязку;

- акт на опрессовку противовыбросового оборудования и последней обсадной колонны;

- план ликвидации возможных аварий и пожара;

- акт готовности скважины и бурового оборудования к исследованиям скважины ИПТ;

- план исследования скважины;

- акт на опрессовку устьевой головки и бурильной колонны.

Допускается испытание скважины ИПТ при отсутствии уровня на устье (при поглощении бурового раствора), наличии посторонних предметов на забое. Такие испытания следует выполнять по специальному плану с принятием дополнительных мер по обеспечению безопасности и безаварийности работ.

В процессе испытания скважины запрещается:

- присутствие на скважине лиц, не имеющих отношения к выполняемым работам;



## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

- ремонт бурового оборудования;
- проведение работ с использованием открытого огня;
- включение (остановка) двигателей привода лебедки в период притока и регистрации КВД;

- подъем инструмента до прекращения выхода из труб воздуха или газа.

Испытание скважины запрещается в случаях:

- неисправности бурового оборудования и инструмента;
- отсутствия противовыбросового оборудования или его неисправности;
- при наличии притока из скважины любой интенсивности;
- отсутствия вахты в полном составе или использования учеников (стажеров) в качестве вахтовых рабочих;
- отсутствия ответственного представителя, указанного в плане работ;
- отсутствия документации, необходимой для проведения работ.

Мастер по испытанию совместно с ответственным представителем бурового предприятия перед началом ИПТ должен провести инструктаж вахты (с повторением его для каждой вновь заступающей вахты).

При испытании газонасыщенного или газоконденсатного пласта высокой активности и возможности получения притока с газовыми выбросами на дорогах, находящихся в зоне скважины, должны быть установлены предупредительные знаки и выставлены посты на расстоянии не ближе 250 м от скважины.

На скважинах (площадях), где ранее проводились исследования с применением радиоактивных изотопов, необходимо осуществлять контроль радиоактивности извлекаемого флюида.

### ***Опробователи, спускаемые на каротажном кабеле***

При планировании и проведении работ, а также при интерпретации полученных данных необходимо учитывать особенности опробователей такого типа. К ним относятся:

- 1) точная привязка испытываемых пластов к каротажным диаграммам;

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

2) высокая избирательность – опробование проводится на очень маленьком участке пласта (точечное опробование) – и возможность исследования близко расположенных участков;

3) небольшие затраты времени на проведение операции; даже в глубоких скважинах на одну операцию затрачивается 2 - 4 ч.;

4) отсутствие необходимости специально готовить скважину; опробование можно провести после промежуточного каротажа этой же каротажной партией;

5) получение притока нефти и газа из пласта различной проницаемости за счет высокой депрессии и небольшого объема отобранных проб; приборами можно отбирать даже незначительные притоки углеводородов;

6) полностью исключена возможность нефтегазопроявлений и открытого фонтанирования.

Использование опробователей, спускаемых на кабеле, способствует повышению достоверности интерпретации данных промыслово-геофизических исследований, выделению нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, установлению водонефтяных и газожидкостных контактов. Результаты опробования приборами на кабеле позволяют оценивать свойства пласта, изучать его проницаемость [18, 19].

Отечественной промышленностью освоен выпуск каротажных пробователей пластов трех типов: ОПК7-10; ОПК4-5 и термостойкий ОПТ7-10. Первые два типа приборов аналогичны по конструкции и принципу действия и отличаются только размерами. В приборе ОПТ7-10 для управления работой гидравлической системы вместо пороховых зарядов используется золотниковый переключатель, который приводится в действие электромагнитом.

Приборы работают на трехжильном, а при установке специальной головки на одножильном кабеле с типовым наземным оборудованием для промыслово-геофизических работ.

Конструкцией прибора ОПК предусмотрена возможность, до создания перепада давлений, сделать канал кумулятивным перфоратором, размещенным в опробователе. Объект опробования выбирают по результатам бурения, и это во

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

многим зависит от опыта геологов. Если в процессе бурения замечены нефтегазоводопроявления (по газокаротажу, шламу, выходам углеводородов с буровым раствором), то, как правило, проводится промежуточный каротаж для изучения вскрытой зоны. Интерпретация результатов каротажа может быть основанием для планирования опробования пласта. В этом случае обязательно проведение кавернометрии для определения интервала, где можно установить прибор, так как при попадании его в каверну герметизирующее и прижимающее устройства могут не сработать, и процесс окажется неудачным.

Для установки прибора необходимо подбирать участок скважины без каверн.

Чем меньше времени прошло после вскрытия пласта бурением до начала опробования, тем более достоверный результат можно ожидать. Успешность процесса зависит также от величины пластового давления испытываемого интервала. Чем выше пластовое давление, тем меньше времени необходимо на наполнение баллона. Обычно баллон держат открытым 5-20 мин.

Не рассматривая комплекса подготовительно-заключительных работ при опробовании пласта прибором, спускаемым на кабеле, можно выделить три стадии, связанные непосредственно с поведением пласта во время опробования [20- 23]:

- 1) возникновение и распространение гидродинамического возмущения в пласте;
- 2) уменьшение давления в некотором объеме пласта вследствие перемещения жидкости и газа из пласта в баллон;
- 3) восстановление пластового давления в зоне опробования после прекращения перетока.

Представляет интерес определение расстояния, на которое может повлиять процесс опробования, или радиуса дренирования. Работами, выполненными лабораторией опробования пластов Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизики, определены радиусы дренирования для различных пластов.

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

Подсчитано, что для пластов большей мощности при применении баллонов вместимостью до 10 л радиус дренирования составляет 50 см. На радиус дренирования существенно влияет пористость пласта. При опробовании пропластков радиус дренирования больше. В связи с неоднородностью пластов можно предполагать, что он может составлять 80-100 см.

Практика показывает, что баллоны наполняются пластовыми жидкостями и газом, фильтратом бурового раствора, буровым раствором. Соотношения их объемов различны. В зависимости от объема пластовой жидкости выбирают метод ее использования. Так, если объем нефти более 0,5 л, проводят полный анализ нефти. Для проб меньшего объема ограничиваются измерением плотности, вязкости и люминесцентными исследованиями. Способ определения характеристик пластовых воды и газа зависит от их объема и наличия лабораторий для проведения исследований [24].

При использовании этого опробователя возможен одновременный отбор образца грунта и насыщающих его жидкостей, причем пробу не загрязняют газы, образующиеся от взрывчатых веществ. Наличие двух баллонов (верхнего и нижнего) позволяют отбирать как загрязненные, так и более чистые образцы пластового флюида. Опробователь опускается в скважину на кабель-тросе с помощью лебедки самоходной станции сверлящих грунтоносов.

### ***Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны***

Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны, используются при роторном способе бурения.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое в процессе бурения не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору. После спуска пробоотборника в пакерующее устройство, открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора. Таким образом, происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола [25].

С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в пробоотборнике. За счет того, что пробоотборник заполнен воздухом при атмосферном давлении, давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину и попадает в пробоотборник. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления в пробоотборнике. По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают (сбрасывают), в результате чего закрывается клапан в пробоотборнике и пакер постепенно возвращается в исходное положение.

### *Исследование скважин трубными пластоиспытателями*

Аппараты, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб, называются трубными пластоиспытателями. Они получили наибольшее распространение при испытании пластов в процессе бурения (типа КИИ, МИГ), т.к. дают возможность не только отбирать пробы пластового флюида, но и проводить гидродинамические исследования.

При этом пласт может изолироваться сверху, сверху и снизу, с опорой на забой или на стенки скважины.

Фильтр-хвостовик пластоиспытателя предназначен для опоры на забой при создании сжимающей нагрузки, размещения приборов и для задержки твердой фазы в период притока пластового флюида. Длина хвостовика для предотвращения потери устойчивости при сжатии обычно не превышает 50 м.

Безопасный замок предназначен для отсоединения бурильной колонны и пластоиспытателя при возможном прихвате фильтра-хвостовика за счет обвалов стенок скважины при высоких депрессиях.

Пластоиспытатель включает в себя впускной (главный), уравнивающий клапаны и гидравлическое реле времени, которые позволяют проводить испытание пласта в режиме притока.

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

Запорно-поворотный клапан (ЗПК) может быть одинарного или многоциклового действия, он позволяет прекращать поступление пластового флюида внутрь бурильной колонны и исследовать пласт в режиме восстановления давления [26-30].

Циркуляционный клапан предназначен для восстановления циркуляции жидкости в процессе подъема бурильной колонны и вымыва из нее отобранного пластового флюида.

Технология испытания пласта с использованием компоновки многоциклового испытателя МИГ, состоит в следующем.

После сборки компоновки она спускается в забой на колонне бурильных труб. Поскольку при спуске впускной клапан пластоиспытателя и циркуляционный клапан закрыты, то самозаполнения колонны не происходит, это вынуждает доливать колонну водой или буровым раствором сверху до глубины, которая рассчитывается исходя из необходимой депрессии на пласт в процессе испытания.

Пакер в транспортном положении имеет диаметр 0,8-0,9 от диаметра скважины, что при определенных условиях может явиться причиной высоких импульсов давлений на стенки скважины (эффект поршневания) и гидроразрыва слабых пластов. Для уменьшения этого явления конструкцией пластоиспытателя предусмотрено, что отверстия уравнильного клапана при СПО открыты. Это позволяет части жидкости перетекать из подпакерного пространства через уравнильный клапан.

После достижения забоя на компоновку создается сжимающая нагрузка, достаточная для раскрытия пакера. При прижатии резинового элемента к стенкам скважины происходит изоляция испытуемого пласта (объекта) от вышележащего разреза скважины.

Одновременно с пакеровкой при создании сжимающей нагрузки включается в работу гидравлическое реле времени, которое через 3-5 минут открывает впускной клапан пластоиспытателя. Задержка при открытии

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

впускного клапана, необходима для предотвращения его открытия при спуске инструмента в случае посадок компоновки на уступы и каверны в скважине.

При открытии впускного клапана пластоиспытателя происходит сообщение подпакерной зоны (зоны испытываемого объекта) с полостью бурильной колонны. Это приводит к резкому падению давления в подпакерной зоне до давления столба жидкости в бурильных трубах, создается депрессия на пласт, что является необходимым условием притока пластового флюида.

Если давление в призабойной зоне снизилось и стало ниже пластового, то происходит очистка ПЗП и пластовый флюид поступает через фильтр и впускной клапан внутрь бурильной колонны. Начинается первый открытый период притока. Уровень жидкости в колонне растет, увеличивается давление на забой, что фиксируют глубинные манометры, установленные в нижней части компоновки.

Продолжительность первого открытого периода составляет 3-5 мин. По истечении этого времени закрывают ЗПК путем вращения бурильной колонны на 10 оборотов. Приток жидкости (газа) в бурильную колонну прекращается. Начинается первый закрытый период испытания пласта. В этот период происходит быстрое восстановление давления в подпакерной зоне вплоть до пластового. Продолжительность первого закрытого периода составляет 10 – 40 мин.

Затем снова вращают бурильную колонну на 10 оборотов, ЗПК открывается, начинается второй открытый период притока пластового флюида в бурильную колонну. Давление столба жидкости в ней растет, на диаграммах глубинных манометров записывается кривая притока.

Продолжительность второго открытого периода от 15 мин до 1 часа и более. О наличии притока можно судить по объему и скорости выхождения воздуха из бурильной колонны. Обычно не допускается выход пластового флюида на поверхность в процессе испытания пласта, но обвязка устья скважины должна предусматривать такую возможность.

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

По истечении второго открытого периода притока закрывают ЗПК, вращая колонну на очередные 10 оборотов. Начинается второй закрытый период испытания, в период которого идет быстрое повышение давления в подпакерной зоне, снимается конечная кривая восстановления давления (КВД).

Однако это восстановление идет более медленно, т.к. пласт дренирован на большую глубину и не всегда в конце этого периода давление в подпакерной зоне достигает пластового.

Общее время нахождения компоновки пластоиспытателя на забое не должно превышать допустимое время оставления колонны без движения в скважине, которое определяется заранее.

После завершения процесса испытания пласта создают растягивающую нагрузку на компоновку. При этом сначала открывается уравнительный клапан, который сообщает подпакерную зону с полостью затрубного пространства выше пакера, происходит выравнивание давления в этих зонах, т.е. на пласт снова начинает действовать давление столба бурового раствора в скважине с необходимой репрессией, пласт задавливается.

При дальнейшем создании растягивающей нагрузки пакер приходит в транспортное положение, и начинают извлечение бурильной колонны с компоновкой пластоиспытателя на поверхность. Если при освобождении пакера ощущаются трудности, то сначала работают гидравлическим яссом, если это не помогает освободить компоновку, производят рассоединение от прихваченной части в безопасном замке. При подъеме бурильной колонны при закрытом ЗПК и циркуляционном клапане жидкость в колонне вместе с отобраным пластовым флюидом движется к устью. После достижения уровня жидкости в бурильной колонне поверхности, с помощью буровых насосов или ЦА повышается давление внутри бурильной колонны, открывается циркуляционный клапан. Обратной промывкой производится вымыв отобранного флюида из бурильной колонны с отбором проб. Дальнейший подъем бурильной колонны проходит с открытым циркуляционным клапаном.

***Качественный анализ диаграмм глубинных манометров***



## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

В компоновку испытательного оборудования, спускаемого в скважину на колонне бурильных труб (КИИ, МИГ), включают от 2 до 5 глубинных манометров. Наибольшую информацию несет диаграмма манометра, установленного в зоне фильтра.

По результатам интерпретации диаграмм глубинных манометров рассчитывают:

- коэффициент продуктивности:

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{кп}}}$$

- коэффициент закупорки:

$$k_3 = k / k_{\text{экв}},$$

- скинэффект:

$$S_{\text{к}} = (k_{\text{п}} - 1) \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}},$$

В приведенных формулах приняты следующие обозначения:

$P_{\text{пл}}$  - пластовое давление;

$P_{\text{кп}}$  - давление в скважине в конце открытого периода, притока;

$Q_{\text{ср}}$  - средний дебит (приток) флюида в открытый период;

$k$  - проницаемость незагрязненного коллектора (пласта);

$k_{\text{экв}}$  - эквивалентная проницаемость пласта в пределах до контура питания (загрязненной и незагрязненной зоны);

$R_{\text{к}}$  - радиус контура питания;

$R_{\text{с}}$  - радиус скважины;

### **Испытание пластов с использованием эжекторного пластоиспытателя**

Технология испытание пластов с использованием эжекторного многофункционального пластоиспытателя пластов (ЭМПИ) заключается в следующем.

В скважину на колонне НКТ спускают компоновку, включающую:

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

- воронку (расширитель) – устанавливается не ближе 20 метров от кровли исследуемого пласта;

- пакер – устанавливается в зависимости от решаемых задач на расстоянии 50-100 метров от кровли исследуемого объекта;

- эжекторный насос – устанавливается на две трубы (15-20 метров) выше пакера;

После пакерования устанавливают фонтанную арматуру и производят ее обвязку с насосным агрегатом, сепаратором, замерной емкостью в соответствии со схемой.

Обратный клапан устанавливается в нагнетательную линию при высоких пластовых давлениях.

Количество и тип насосных агрегатов определяют в зависимости от геологических характеристик пласта и решаемых задач.

В линию нагнетания рабочей жидкости обязательно устанавливают фильтр во избежание засорения сопла струйного насоса.

После установки пакера в колонну НКТ на каротажном кабеле спускают манометр. Выше манометра на кабеле подвижно устанавливают герметизирующий узел. Манометр устанавливают в интервал пласта, а герметизирующий узел садится в корпус ЭМПИ, разобщая нагнетательный и всасывающий каналы струйного насоса. Автономные приборы можно спускать на проволоке.

При прокачке через ЭМПИ рабочей жидкости (технической воды, нефти или солевого раствора) на срезе сопла создается разрежение, вследствие чего происходит всасывание жидкости из подпакерного пространства, соответственно давление под пакером снижается. Величина депрессии зависит от скорости прохождения рабочей жидкости через сопло и регулируется давлением насосного агрегата. Как правило, для работы используют агрегаты ЦА – 320 или 4АН – 700. Снижение давления под пакером до проектной величины происходит за 0,5 – 3 минуты, в зависимости от объема подпакерного пространства.

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

После снижения забойного давления до величины ниже пластового, происходит приток пластового флюида, который перемешивается с восходящим потоком рабочей жидкости и выходит на поверхность. В устьевой обвязке выходящая смесь направляется в сепаратор, где происходит отделение газа, а дегазированный раствор поступает в замерную емкость.

Герметизирующий узел не препятствует перемещению манометра в интервале подпакерного пространства. В том случае, если нет необходимости в спуске дистанционного прибора, можно работать с депрессионной вставкой, сбрасываемой в полость НКТ. Для извлечения депрессионной вставки используют ловитель с яссом, спускаемым на кабеле или проволоке. К нижней части депрессионной вставки можно крепить автономный манометр.

После остановки работы эжекторного насоса (прекращение прокачки технологической жидкости) обратный клапан на всасывающей линии закрывается и в подпакерном пространстве сохраняется пониженное давление, созданное струйным насосом. После этого в подпакерном пространстве начинается процесс восстановления давления за счет энергии пласта. Манометр записывает кривую восстановления давления.

После восстановления прокачки технологической жидкости через струйный насос давление во всасывающей линии понижается, обратный клапан открывается и снова происходит вызов притока из пласта. Таким образом, испытание пласта с применением комплекса ЭМПИ можно проводить в многоцикловом режиме.

В процессе всего цикла испытания пласта с использованием трубных пластоиспытателей КИИ или МИГ на колонну бурильных труб действуют различные нагрузки – растягивающие и сжимающие, сминающие, изгибающие, как статические, так и динамические. Расчет бурильной колонны и хвостовика проводится на максимальные нагрузки, возникающие в процессе испытания пласта.

Бурильная колонна рассчитывается на растяжение при распаковке с вращением, на смятие при максимальном ее опорожнении и на избыточное

внутреннее давление, если в период притока выкидная линия из колонны бурильных труб закрывается.

Поверочный расчет бурильной колонны заключается в определении соответствия фактических нагрузок и напряжений с допустимыми [31].

Наиболее опасное сечение при расхаживании колонны в процессе распакеровки - верх колонны.

В Туркменистане при строительстве нефтегазовых скважин в основном при поисково-разведочном бурении испытание пластов производится с помощью трубных испытателей типа КИИ или производится отбор керна с последующим анализом отобранной породы в специальных лабораториях. Это дает детальное изучение характеристик пластов, с целью успешной проводки последующих скважин при бурении в сложно горно-геологических условиях при аномально высоком пластовом давлении.

#### **Библиографический список:**

1. Деряев А.Р. Задачи исследования для метода одновременной раздельной эксплуатации многопластовых месторождений.// Инновационные научные исследования №2-2(16) – Уфа: Научно-издательский центр “Вестник науки”. 2022. – с. 43–51.
2. Методика определения фильтрационных параметров пласта по начальному участку КВД /Зайцев С.И., Канюга А.П., Пронина М.И. и др. Нефтяная и газовая промышленность. – Киев, 1978, № 2, стр.33-36.
3. Деряев А.Р. Современное состояние изученности бурения направленных и многозабойных скважин с раздельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов (зарубежный опыт).// Сборник статей международного научно-исследовательского конкурса “Академическая наука на службе обществу”. – Петрозаводск: Научное издание: МЦНП “Новая наука”. 2022. – с.170-178.
4. Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. – М.: ВНИИБТ, 1976.

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

5. Кендин С.Н. Способ изоляции поглощающих пластов. Патент Российской Федерации, класс E21B 33/13 № 2014433, 1994.
6. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефте-промысловые исследования пластов. – М.: Недра, 1979, 224 с.
7. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении, – М.: Недра, 1987, 304 с.
8. Деряев А.Р. Рекомендации по комплексному внедрению с отдельной эксплуатацией одновременно нескольких горизонтов на газовых месторождениях Туркменистана// Проблемы науки №1(69) – М: Издательство “Проблемы науки”. 2022. – с.16-21.
9. Деряев А.Р. Технологические и технические проблемы, связанные с проводкой горизонтальных скважин электробуром и пути их решения. // UNIVERSUM; Технические науки №1(94) часть 3 – М: Издательство “МЦНО”. 2022. – с.46-49.
10. Кокаев В.Н., Измайлов Л.Б., Кононова Л.Б. Влияние желобообразования на выбор конструкции глубоких скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980, серия “Бурение”, вып.7, стр. 2-4.
11. Конструкции эксплуатационных и разведочных скважин на 1988 год. – М.: Мингазпром, рук.документ, 1986, 315 с.
12. Деряев А.Р., К. Оразклычев. Способ одновременно-отдельной добычи нефти и газа из многопластовой залежи одной скважиной. Патент №644 2015. номер заявки 15/101320.
13. Деряев А.Р., К. Оразклычев. Способ одновременно-отдельной и совместной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов одной скважиной и устройство для его осуществления. Патент №643 2015. номер заявки 14/101317.
14. Деряев А.Р. Особенности бурения наклонно-направленных скважин и технология их одновременной отдельной эксплуатации.// “Фундаментальная и прикладная наука: состояние и тенденции развития”. монография – Петрозаводск: Научное издание: МЦНП “Новая наука”. 2022. – с.76-96.

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

15. Деряев А.Р. Охрана недр и окружающей среды при разработке газовых месторождений методом одновременной раздельной эксплуатации.// Научный журнал Метод Z №2(4) – Санкт-Петербург: Издательство: ГНИИ «Нацразвитие». 2022.– с.12-14.
16. Маковой Н. Гидравлика бурения. Перевод с румынского. – М.: Недра, 1986, 536 с.
17. Малеванский М.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба ними. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
18. Deryayev A.R. Treatment of drilling mud with “PACS-T” additive.// “Innovative approaches in the modern science” Proceedings of CXV international scientific – practical conference. International scientific journal №7 (115) – М: 2022. – p. 74–77.
19. Деряев А.Р. Рекомендации по буровому раствору для бурения секции 295,3 мм открытого ствола наклонно-направленной скважины.// Сборник статей II Международной научно-практической конференции “Наука, общество, технологии: проблемы и перспективы взаимодействия в современном мире”. – Петрозаводск: Научное издание: МЦНП “Новая наука”. 2022. – с.7-11.
20. Малеванский В.Д. Выбор длины промежуточных колонн на месторождениях- с большим этажом газоносности. Нефтяная газовая промышленность. Сеид-Рза М.К. 1963, №1, стр. 31–32.
21. Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. – Москва: Недра, 1985.
22. Мищевич В.И., Сидоров Н.А. “Справочник инженера по бурению”, – М.: Недра, стр. 1973. 376 с.
23. Малеванский В.Д. Выбор длины промежуточных колонн на месторождениях- с большим этажом газоносности. Нефтяная газовая промышленность. Сеид-Рза М.К. 1963, №1, стр. 31–32.
24. Кендин С.Н., Хамраев К.Д. Способ строительства скважин. Патент Туркменистана класс E21B 33/12, № 262, 1999.
25. Деряев А.Р. Проведение промысловых испытаний комплексной ингибированной добавки КАИР-Т на нефтегазовых площадях

## Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral"

- Туркменистана// Проблемы современной науки и образования №1(170) – М.: Издательство “Проблемы науки”. 2022. – с.11-17.
26. Мудров В.И., Кушко В.Л. Методы обработки измерений. – М.: Радио и Связь, 1983, 304 с.
  27. Нежелский А.А. Допустимый объем поступления газа в скважину-. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983, серия “Бурение”, вып.12, стр. 4-5.
  28. Орлов А.В., Близнюков В.Ю. Определение глубины спуска обсадных- колонн при проектировании конструкции скважин графическим способом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987, серия “Бурение”, вып.11, стр. 23-25.
  29. Подземная гидравлика. /Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М./ – М.: Недра, 1986, 303 с.
  30. Поляков В.Н., Богданов Н.Х., Муратов М.У. Зависимость гидравлической- характеристики скважины от ее конструкции. Труды УФНИИ, 1965, вып.15, стр.18-27.
  31. Деряев А.Р. Анализ современного состояния метода одновременной раздельной эксплуатации скважин.// Сборник статей III научно- практической конференции “Science and technology research:”. – Петрозаводск: Научное издание: МЦНП “Новая наука”. 2022. – с.22-29.

### **Bibliographic list:**

1. Deryaev A.R. Research tasks for the method of simultaneous separate exploitation of multi-layer deposits.// Innovative scientific research No.2-2(16) - Ufa: Scientific Publishing Center “Bulletin of Science”. 2022. – pp. 43-51.
2. Methodology for determining the filtration parameters of the reservoir at the initial site of the KVD / Zaitsev S.I., Kanyuga A.P., Pronina M.I. et al. Oil and gas industry. – Kiev, 1978, No. 2, pp.33-36.
3. Deryaev A.R. The current state of knowledge of drilling directional and multi-hole wells with separate operation of several horizons simultaneously (foreign experience).// Collection of articles of the international research competition “Academic science in the service of society”. – Petrozavodsk: Scientific publication: ICNP “New Science”. 2022. – p.170-178.

4. The method of selecting the diameters of the nozzles of hydraulic monitoring bits, taking into account the depth of the well and the parameters of ground equipment. – М.: VNIIBT, 1976.
5. Kendin S.N. Method of isolation of absorbing layers. Patent of the Russian Federation, class E21B 33/13 No. 2014433, 1994.
6. Kamenetsky S.G., Kuzmin V.M., Stepanov V.P. Oil field studies of formations. – М.: Nedra, 1979, 224 p.
7. Leonov E.G., Isaev V.I. Hydroaeromechanics in drilling, Moscow: Nedra, 1987, 304 p.
8. Deryaev A.R. Recommendations for integrated implementation with separate operation of several horizons at the same time in the gas fields of Turkmenistan// Problems of Science No. 1(69) – М: Publishing House “Problems of Science”. 2022. – pp.16-21.
9. Deryaev A.R. Technological and technical problems associated with the wiring of horizontal wells with an electric drill and ways to solve them. // UNIVERSUM; Technical Sciences No. 1(94) part 3 - М: Publishing House “MCNO”. 2022. – p.46-49.
10. Kokaev V.N., Izmailov L.B., Kononova L.B. Influence of guttering on the choice of deep wells design. – М.: VNIIOENG, 1980, series “Drilling”, issue 7, pp. 2-4.
11. Designs of production and exploration wells for 1988. – М.: Mingazprom, ruk.document, 1986, 315 p.
12. Deryaev A.R., K. Orazklychev. The method of simultaneous-separate extraction of oil and gas from a multi-layer deposit by one well. Patent No. 644 2015. application number 15/101320.
13. Deryaev A.R., K. Orazklychev. A method of simultaneous separate and joint operation of several productive horizons by one well and a device for its implementation. Patent No. 643 2015. application number 14/101317.
14. Deryaev A.R. Features of drilling directional wells and the technology of their simultaneous separate operation.// “Fundamental and applied science: state and



- development trends". monograph – Petrozavodsk: Scientific publication: ICNP "New Science". 2022. – pp.76-96.
15. Deryaev A.R. Protection of the subsoil and the environment during the development of gas fields by the method of simultaneous separate operation.// Scientific journal Method Z No.2(4) – Saint Petersburg: Publishing House: GNII "National Development". 2022.– p.12-14.
  16. Makovei N. Hydraulics of drilling. Translated from Romanian. – M.: Nedra, 1986, 536 p.
  17. Malevansky M.D. Open gas fountains and the fight against them. – M.: Gostoptehizdat, 1963.
  18. Deryayev A.R. Treatment of drilling mud with "PACS-T" additive.// "Innovative approaches in the modern science" Proceedings of the CXV international scientific – practical conference. International scientific journal №7 (115) – M: 2022. – p. 74–77.
  19. Deryaev A.R. Recommendations on drilling mud for drilling a section of 295.3 mm open-bore directional borehole.// Collection of articles of the II International Scientific and Practical Conference "Science, society, technology: problems and prospects of interaction in the modern world". – Petrozavodsk: Scientific publication: ICNP "New Science". 2022. – p.7-11.
  20. Malevansky V.D. The choice of the length of intermediate columns in fields with a large floor of gas content. Oil and gas industry. Seid-Rza M.K. 1963, No. 1, pp. 31-32.
  21. Mirzajanzade A.Kh., Kh. V.M. Hydrodynamics in drilling. – Moscow: Nedra, 1985.
  22. Mishevich V.I., Sidorov N.A. "Handbook of an engineer on drilling", – Moscow: Nedra, p. 1973. 376 p.
  23. Malevansky V.D. The choice of the length of intermediate columns in fields with a large floor of gas content. Oil and gas industry. Seid-Rza M.K. 1963, No. 1, pp. 31-32.

24. Kendin S.N., Khamraev K.D. Method of well construction. Patent of Turkmenistan Class E21B 33/12, No. 262, 1999.
25. Deryaev A.R. Conducting field tests of a complex inhibited additive CAIRO-T on the oil and gas areas of Turkmenistan// Problems of modern science and education No. 1(170) – Moscow: Publishing House “Problems of Science”. 2022. – pp.11-17.
26. Mudrov V.I., Kushko V.L. Methods of measurement processing. - Moscow: Radio and Communications, 1983, 304 p.
27. Nezhelsky A.A. Permissible volume of gas flow into the well. – M.: VNIIOENG, 1983, series “Drilling”, issue 12, pp. 4-5.
28. Orlov A.V., Bliznyukov V.Yu. Determination of the depth of descent of casing strings when designing the construction of wells graphically. – M.: VNIIOENG, 1987, series “Drilling”, issue 11, pp. 23-25.
29. Underground hydraulics. /Basniev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., Maksimov V.M./ – M.: Nedra, 1986, 303 p.
30. Polyakov V.N., Bogdanov N.H., Muratov M.U. Dependence of the hydraulic characteristics of the well on its design. Proceedings of the UFNII, 1965, issue 15, pp. 18-27.
31. Deryaev A.R. Analysis of the current state of the method of simultaneous separate operation of wells.// Collection of articles of the III scientific and practical conference “Science and technology research:”. – Petrozavodsk: Scientific publication: ICNP “New Science”. 2022. – p.22-29.

© Деряев А.Р., 2023 *Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral" №6/2023*

**Для цитирования:** Деряев А.Р. АНАЛИЗ ВИДОВ И МЕТОДОВ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ// Международный журнал прикладных наук и технологий "Integral" №6/2023