

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПО ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Элмуратов Эркин Бахтиёрович¹, Элмуротова Дилноза Бахтиёровна²
ИП-ООО «SURHAN GAZ CHEMICAL - OPERATING COMPANY»¹

Elmurodov_08@mail.ru

Ташкентская Медицинская Академия²

dilnoza_elmurotova_tma@mail.ru

Аннотация: Вскрытие пласта и вызов притока углеводородного сырья-УВ является самым важным этапом строительства скважин. В статье посвящена внедрение новых инновационных технологии и новый метод освоения скважин в осложненных условиях основанной на циклические гидродинамические воздействия на пласт. Данная методика является наиболее выгодной по затрачиваемым времени и денежным средствам.

Ключевые слова: скважина, приток, флюид, отбор проб, гидродинамика, давления, пластик, труба.

ВВЕДЕНИЕ: В настоящее время существует высокая потребность в бурении геологоразведочных скважин для уточнения местоположения залегания полезных ископаемых существующих месторождений, а также разведки новых перспективных площадей. Освоение скважины составляет особый технологический цикл, который завершает ее строительство. Как нам известно, качество освоения и результаты последующей эксплуатации скважины зависят от того, насколько удастся восстановить фильтрационные характеристики продуктивных пластов-коллекторов на стадии первичного и вторичного вскрытия пласта, вызова притока, применения различных методов интенсификации притока из пласта.

Освоение скважин, это комплекс технологических работ по вызову притока флюида (газа) из пласта в скважину, обеспечивающего ее продуктивность в соответствии с локальными-местными добычными возможностями пласта или с достижением необходимой приемистости. Качество освоения, по существу, определяет темпы и характер разработки месторождений. Под опробованием пласта понимается комплекс работ, проводимых в целях вызова притока из пласта, отбора проб пластовой жидкости, оценки характера насыщенности пласта и определения его ориентировочного дебита. При проведении испытаний ставятся более широкие задачи, чем при опробовании. Под испытанием пласта понимается

комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и газа, выявление газосодержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и др.).

Испытание скважин проводится в целях: установления промышленной газоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики, получения необходимых данных для подсчета запасов УВ сырья и составления проектов разработки месторождений; получения достоверной информации, необходимой для оценки коллекторских свойств пород продуктивных пластов; определения основных гидродинамических параметров (продуктивности и т.д.); определение степени загрязнения объекта; выбора способа и оптимального режима эксплуатации скважины и месторождения в целом.

Задачами испытания пластов являются: оценка продуктивности объекта (пласта); отбор проб пластовых флюидов для исследования; оценка коллекторских свойств пласта; оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

Испытание проводится как в процессе бурения скважины, так и после окончания бурения, после спуска и цементирования эксплуатационной колонны. Испытание и опробование пластов в процессе бурения проводится последовательности разбуривания перспективных горизонтов (метод «сверху вниз» или в целом несколько продуктивных горизонтов и пластов. Испытание пластов после завершения бурением и креплением скважины проводится в обсаженном стволе в последовательности «снизу вверх» с учетом результатов испытания скважины на продуктивность в открытом стволе. Испытания начинают с самого нижнего объекта, в его интервале обсадную колонну перфорируют и осуществляют вызов притока. Отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения.

После завершения испытания нижнего объекта выше перфорированного участка создают цементный мост или мостовую пробки «легко-разбуриваемый в дальнейшем». Затем перфорируют обсадную колонну против следующего продуктивного интервала, испытывают его на продуктивность и подобным образом последовательно все последующие объекты, перемещаясь снизу-вверх. Способ опробования пластов после завершения бурением скважины имеет ряд недостатков: загрязнение пройденных продуктивных объектов при добурировании скважины, спуске и цементировании обсадной колонны; необходимость спуска и цементирования

обсадной колонны, которая в данном случае необходима для разобщения опробуемых объектов.

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

В исследовании скважин применяют ряд методов для оценки продуктивности разреза, которые можно разделить на две группы – косвенные и прямые.

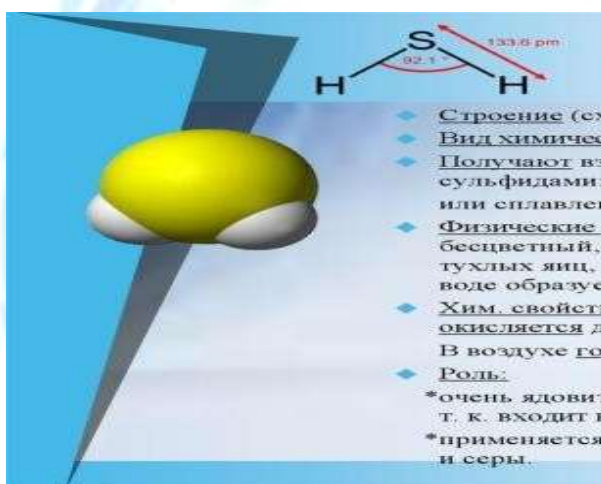
- методы, отнесённые к косвенным, позволяют получить характеристики косвенным образом указывающие на возможность присутствия газа в исследуемом интервале. К косвенным методам относят оперативный геолого-технический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования в скважине. Косвенные методы не позволяют определить промышленное значение продуктивных объектов, так как они не дают полных сведений о флюиде пласта и обеспечивают лишь данные, необходимые для обоснования выбора интервалов, подлежащих опробованию и испытанию пластов.

Прямые методы базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии продукта-газа (отбор пробы, получение притока и т.д.) и данные методы осуществляют вызовом притока газа из пласта.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) это выполнение различных мероприятий по сбору данных (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.), отбору проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газоконденсата) в работающих или остановленных скважинах и их регистрации во времени. Основными задачами проведения ГДИС являются расширение знаний о коллекторе и получение информации о состоянии конкретной скважины, используемой для сбора данных. В ходе исследований рассчитывается объём коллектора. Различают ГДИС на установившихся режимах фильтрации – метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) и на неустановившихся режимах – методы кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ) или кривой притока (КП).

Метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) позволяет определить оптимальный способ эксплуатации скважины и изучить влияние режима работы скважины на величину дебита; Метод кривой восстановления давления

(КВД) используется в случае фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами скважин. Исследование методом КВД заключается в регистрации давления в остановленной скважине, которая была закрыта путём герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом (тест Хорнера); Метод кривой восстановления уровней (КВУ) используется в случае нефонтанирующих или неустойчиво фонтанирующих скважин с низкими пластовыми давлениями. Гидропрослушивание используется для изучения параметров пласта (пьезопроводность, гидропроводность), линий выклинивания, тектонических нарушений и т. п. Сущность метода заключается в наблюдении за изменением уровня или давления в реагирующих скважинах, обусловленным изменением отбора жидкости в соседних возмущающих скважинах. Газоконденсатные месторождений Республики Узбекистан основная часть запасов газа имеет высокое содержание диоксида углерода и сероводорода (см. на рис.-1).



H₂S - сероводород

- ◆ **Строение (схема)**
- ◆ **Вид химической связи** – ковалентная полярная
- ◆ **Получают** взаимодействием разбавленных кислот с сульфидами: $FeS + 2 HCl \rightarrow FeCl_2 + H_2S \uparrow$ или сплавлением парафина с серой.
- ◆ **Физические свойства сероводорода** – горючий, бесцветный, сильно ядовитый газ с характерным запахом тухлых яиц, плохо растворим в воде. При растворении в воде образует слабую сероводородную кислоту.
- ◆ **Хим. свойства:** H₂S в природе при недостатке кислорода окисляется до серы: $2H_2S + O_2 \rightarrow 2S + 2H_2O$ В воздухе горит синим пламенем: $2H_2S + 3O_2 \rightarrow 2H_2O + 2SO_2$
- ◆ **Роль:**
 - *очень ядовит, но имеет лечебное значение, т. к. входит в состав минеральных вод,
 - *применяется для получения серной кислоты и серы.

Углекислый газ



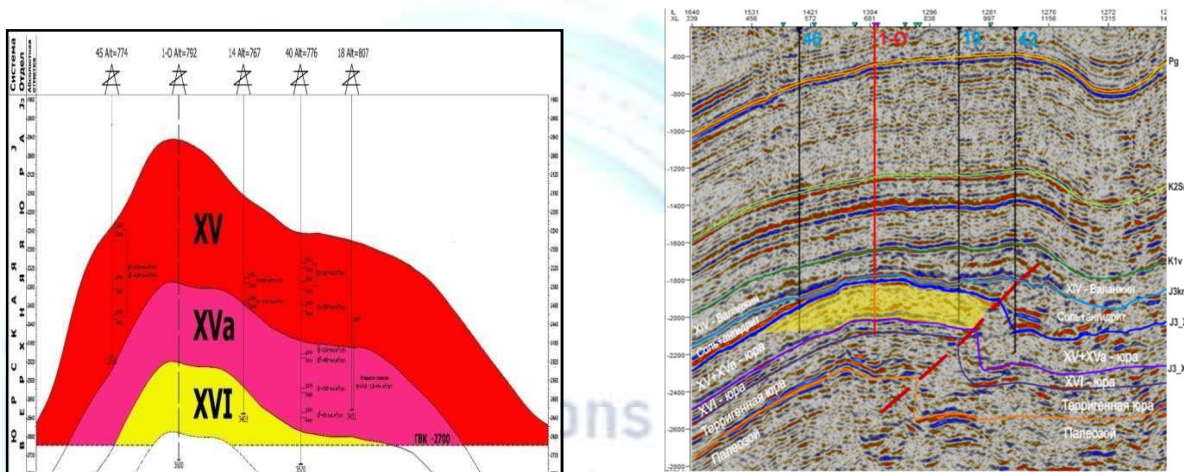
Возможные названия	Оксид углерода(IV), диоксид углерода, сухой лёд
Химическая формула	CO ₂
Тип химической связи	Ковалентная полярная
Физические свойства	Газ без цвета, запаха и вкуса, не поддерживает горение, в 1,5 раза тяжелее воздуха

Действие углекислого газа на организм человека

Содержание углекислого газа	Действие на организм
До 2,5%	Не оказывает влияния
3%	Ускоренное и углубленное дыхание
4%	Учащение пульса, ускорение дыхания, повышение АД, шум в ушах, головная боль, психическое возбуждение
8% и выше	Одышка, тахикардия, тахипноз, цианоз, потеря сознания, смерть

Рис 1. Газоконденсатные с высоким содержанием диоксида углерода и сероводорода

Также неразведанные месторождений Республики (где не проводится добычи флюида газа), по стратиграфию сложно-построенная залежь приуроченный к юрским подсолевым карбонатным отложениям, то есть газовой коллектор XV и XVa карбонатных горизонтов Юры (см.на рис.-2): основная часть- метан (80-82%), присутствие сероводорода в большом количестве (H₂S- 8% и более) и углекислого газа (CO₂-12,7%), высокими пластовыми давлениями до 65 мРа-АВПД и Пластовая температура: T=125-133°C, где по результату геологоразведочных и буровых работ обнаружен крупный запас высокосернистого газа (оценка запасов по категории C1, более 100млрд.м3 газа).



(a)

(б)



(в)

Рис 2. Продуктивные горизонты газового месторождения, схематичный геологический разрез-(а); Сейсмический разрез по линии скважин с указанием целевого интервала (б); Бурение скважин и риски геологических осложнений (в)

Промышленная газоносность месторождения связана с юрскими карбонатными отложениями (общая мощность около 600-700м);

XV горизонт представлен пересаживанием ангидритов и известняков;

XVa горизонт представлен известняками, преимущественно мелководных лагунных фации;

XVI горизонт сложен плотными, глинистыми известняками с прослоями мергели и известковистых глин.

При бурении глубоких скважин АВПД возникают осложнения геологического характера: - Поглощения бурового раствора; / Газопроявление ГНВП; - Осыпи и обвалы стенок скважины, образование желоба; - Сужение ствола скважины.

Как следствие, появляются нижеследующие риски, влияющие навремя и материальные ресурсы строительства скважин:

- Потери бурового раствора: / Прихват/поломка бурового инструмента;
- Смятие обсадных колонн;
- Повторное перебуривание-бурение боковых дополнительных стволов.

Применение технологии DST при испытании скважин (см. рис 3). Испытание пластов на трубе (далее DST) является одним из наиболее важных методов заканчивания скважин и один из основных видов, которое используется для оценки пласта и свойств коллектора.

Испытание пласта

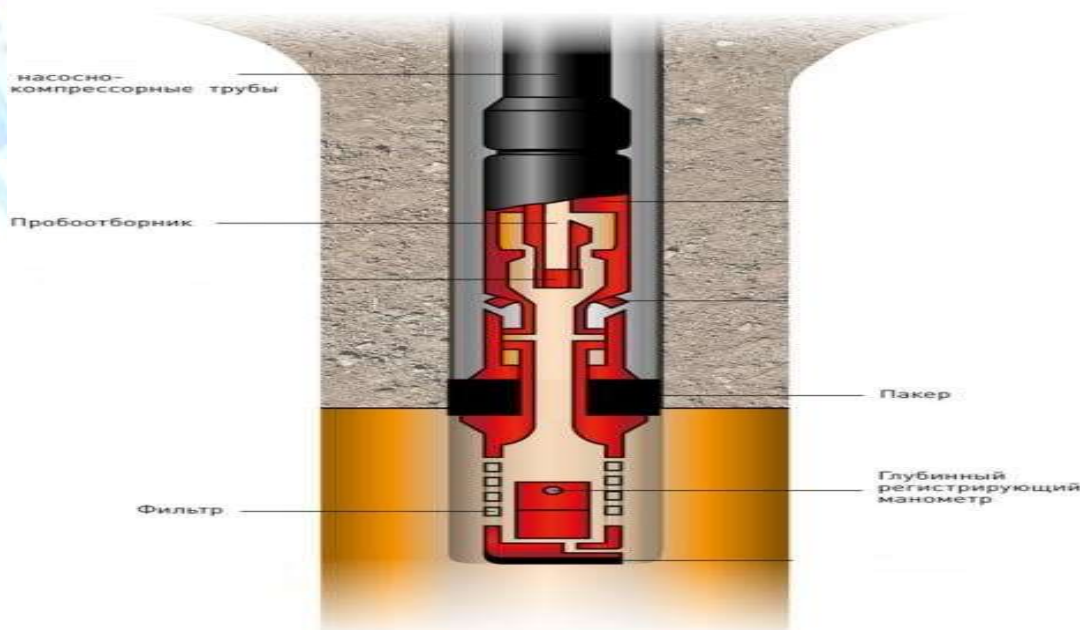


Рис 3. Технологии DST при испытании скважин

Освоения и испытания скважин на продуктивность при строительстве поисково-разведочных (и эксплуатационных скважин «план») на месторождения ближне Зарубежных стран успешно проводится с внедрением новых и перспективных технологии DST-Drill Stem Test (испытание пластов на трубе) при испытании в обсаженном стволе скважины (также в открытом стволе).

Использование компоновки DST (Drill Stem Test – Испытание пластов на трубах) позволяет помимо;

получения параметров пласта, такие как пластовая температура и давление в реальном времени, с установкой в цилиндр манометров «держатель манометров, нет необходимости подвешивать на проволоке, что минимизируется риск» не менее двух проверенных в установленном порядке регистраторов давления и температуры (Рис.-4);

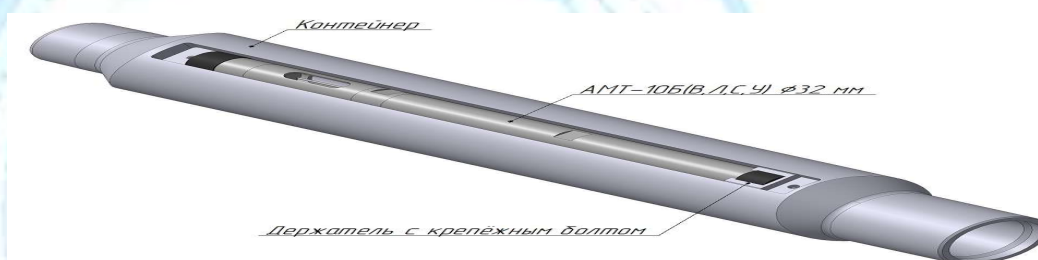


Рис 4. Глубинный автономный манометр на держателе (контейнер).

- сократить время на проведение ГДИ ГКИ и глушение скважины;
- сократить времени на спуско-подъёмных операций СПО;
- проведение стимуляцию пласта, операции по СКО с закачкой в продуктивный пласт без извлечения инструмента;
- долговечность эксплуатации скважины (за счёт герметизации кольцевого/затрубного пространство «между инструментах и обсадной колонны» с помощью подвесного механического извлекаемого полнопроходного пакера типа RTTS, Рис. - 5;

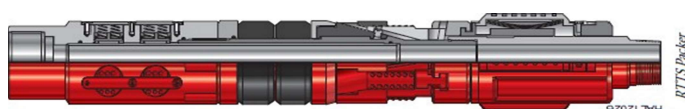


Рис 5. Пакер типа RTTS.

- проводить глушение скважины, антигидратные мероприятия в

стволе скважины, перевод скважины на другую технологическую жидкость и блокирующие составы без воздействия на сам пласт, не ухудшая фильтрационно-емкостные свойства пород.

- данная операция реализуется за счет системы гидравлических клапанов-отсекателей и пакеров. При испытании скважины с помощью компоновки DST общее время испытания объекта сокращается практически в 1,5-2 раза.

При спуске компоновки DST, должен быть OMNI клапан в открытом положении (Рис-6), а RD клапан в закрытом положении (Рис.-7);

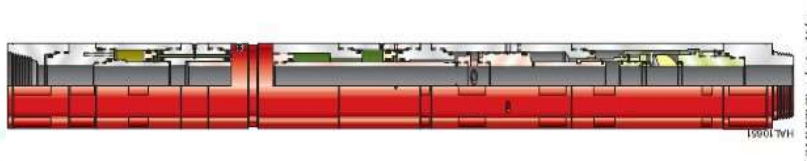


Рис 6. Многоциклового циркуляционный клапан OMNI



Рис 7. Циркуляционный RD клапан.

Пакер типа RTTS – подвесной работающий при высоком

- OMNI- клапан полнопроходный циркуляционный многоциклового при контролируемом давлении, прикрепляется выше пакера и обеспечивает возможность прямой и обратной промывки и замену жидкости в инструменты. OMNI клапан, представляет собой клапан, работающий под действием давления в затрубном пространстве, за счет циклического изменения колебание давления в затрубье, которое повышается заранее до определенного уровня, а затем сбрасывается.

- Конструктивные особенности: -благодаря наличию способность многократных открытий и закрытий, может проведение работ подкисления, разрыва и других возбуждений скважины после окончания исследования; - облегчает процесс исследования и снижает стоимость; - может применять в агрессивной среде кислоты;

- Циркуляционный предохранительный RD клапан с разрывным диском прикрепляется выше пакера и является однократным полнопроходным предохранительным циркуляционным клапаном с управлением по давлению в затрубном пространстве. Этот клапан работает как предохранительный и циркуляционный клапан. Обозначение RD указывает на использование

разрывного диска (Rupture Disk). Данный инструмент работает как предохранительный клапан, когда давление в затрубном пространстве (избыточное давление) достигает заранее заданного значения. При этом давлении шаровой клапан отсекает испытательную колонну ниже шарового клапана и обеспечивает связь между затрубным пространством и испытательной колонной через циркуляционные отверстия над шаровым клапаном. Главным образом, данный инструмент используется в конце испытания скважины для глушения скважины.

- Пакер типа RTTS – подвесной работающий при высоком дифференциальном давлении в агрессивной среде и пакер имеет в своем составе механизм, механические плашки, пакерующий элемент и гидравлический прижимной механизм, препятствующий сдвигу инструмента вверх.

Основные функции заключаются в герметизации кольцевого затрубного пространство «между НКТ и ОК» и предотвращении перемещения бурового ствола вниз по скважине. Пакеры используемые в инструменте являются временными, что их можно извлечь на поверхность в отличие от других типов постоянных пакеров которые остаются в скважине. Пакеры очень часто повышают дебит скважины направляя пластовые флюиды в односторонний трубный канал, а не в затрубное пространство. Пакеры, обычно устанавливаются выше зоны перфорации, чтобы предотвратить вытекание пластовых флюидов через затрубное пространство на поверхность.

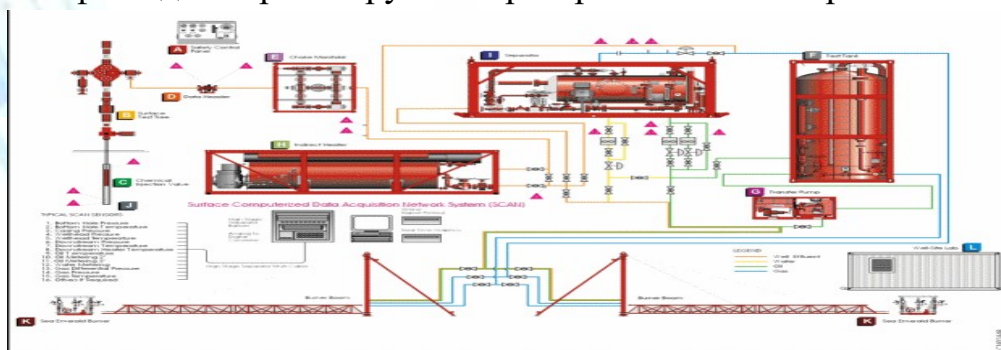


Рис 8. Типовая схема наземного оборудования для испытания

Типовая схема наземного оборудования для испытания (Рис.-8). Перед началом освоения к устью скважины монтируется Фонтанная арматура и для разделения потока флюида используется трехфазный горизонтальный сепаратор.

Динамика записи:

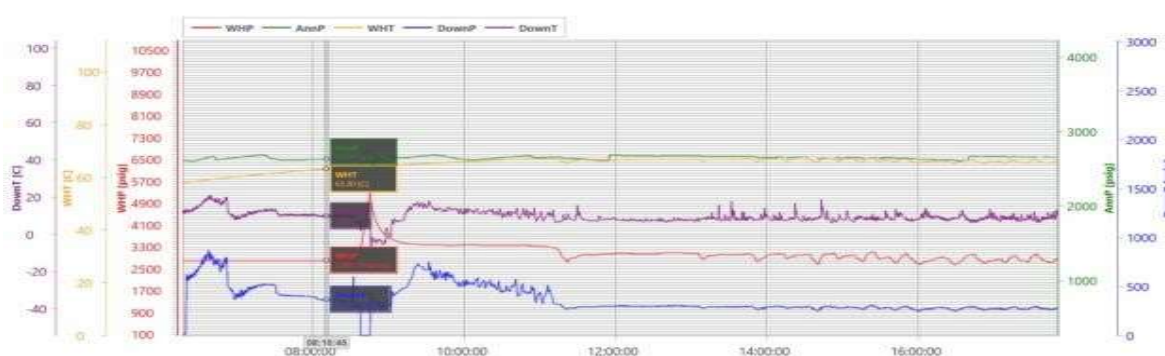


Диаграмма-1: Динамика изменения устьевого давления и температуры в процессе испытания скважины

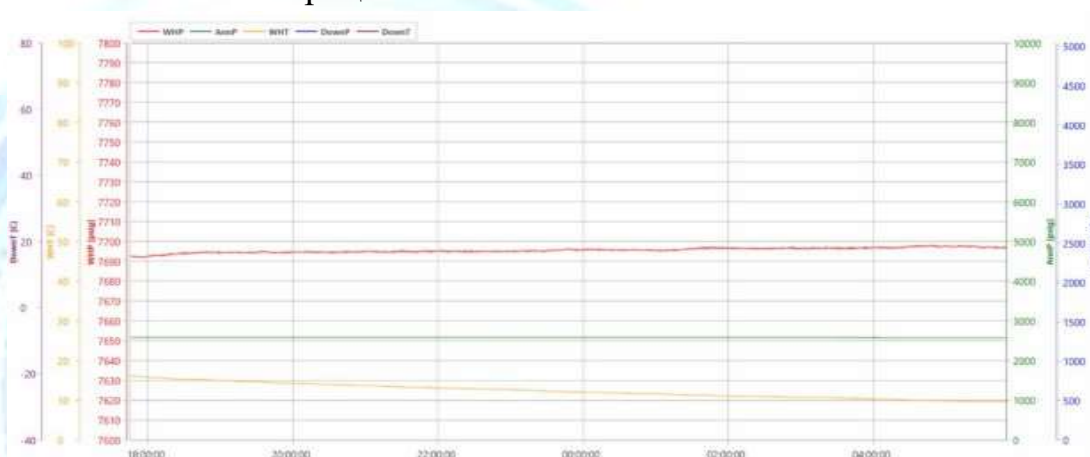


Диаграмма-2: Динамика записи КВД, при закрытом состояний скважины.

Нефть и природный газ в республике добываются в пяти нефтегазовых регионах: «Устюртский регион», «Бухара-Хивинский регион», «Юго-Западный Гиссарский регион», «Сурхандарьинский регион» и «Ферганская впадина». За весь период проведения разведывательных работ в Узбекистане открыто около 246 месторождения нефти и газа. Потребление энергоресурсов в Узбекистане тоже высокое.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ: Современная инновационная технология, предназначенная для проведения испытания, позволяет провести испытание скважины в кратчайшие сроки при максимальном уровне информативности. Использование оборудования DST (испытание на трубах) позволяет за один спуск инструмента произвести весь комплекс запланированных операций, таких как перфорация, соляно-кислотная обработка-СКО, снятие КВД (Метод кривой восстановления давления, см-Диаграмм) и индикаторных диаграмм,

кривых притока, дебитометрию, термометрию и отбор поверхностных и глубинных проб.

Интеграция результатов испытаний и данных обязательна для завершения строительства скважины. Подход к завершению скважины без проведения испытаний пластов на трубе DST, это - большая потеря. Использование компьютерных систем сбора, хранения и обработки информации, высокоточных глубинных измерителей давления и температуры выводит промысловые исследования на новый более качественный уровень.

Список использованных источников

- 1) Т.Н. Ярбобоев. Нефт ва газ геологияси - Нефтегазовая геология // Карши, Узбекистан, 2005;
- 2) Т.Р., Юлдошев Х.К. Эшкабилов. Нефт ва газ конлари машина ва механизмлари, Машины и механизмы нефтяных и газовых месторождений» Карши, Узбекистан 2013.
- 3) Ю. Эргашев, Г.С. Абдуллаев, М.Н. Кодиров, И.Х., Холисматов, З.А. Мавланову Нефт ва газ конлари геологияси-Геология нефтегазовых месторождений, Ташкент, Узбекистан 2009.
- 4) Р.Г. Шагиев «Исследование скважин по КВД», Москва «НАУКА» 1998.
- 5) Ю.М., Басарыгин, В.Ф., Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. «Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин», Москва. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001 и др.

Ссылки

- 1) <https://studfile.net/preview/9217938/page:9/>
- 2) <http://petrowiki.org/Packers>
- 3) <http://glossary.oilfield.slb.com>

United States Department of Labor:

https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/well_completion/well_completion.htm