ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ПАМУК

Яхяев Н.Ш.
Бухарский государственный технический университет
Хамраева Л.Р.
Бухарский государственный технический университет
Усманов Л.М.
Бухарский государственный технический университет

Аннатоция: В данный статье превидено испынание скважин установление наличия и оценка промышленной ценности нефти и газа в пластах стволом скважины по интервальные испитание пластов в открытом ствале скважин совместно с геофизическом и геохимическом исследование а так же газогидродинамические методы исследования скважин и назначение его для исследования скважин.

Ключевые слова: горизонт, промышленные, эксплуатация, газонасыщенност, низкоазотные, кровли, штуцер, интенсификационный, газоводяноя, шумомер, термометр.

Annotatsiya: Ushbu maqolada quduqlarni sinovdan o‘tkazish, geofizik va geokimyoviy tadqiqotlar, shuningdek, quduqlarni tadqiq qilishning gaz-gidrodinamik usullari va uning quduqni qazib olish uchun mo‘ljallangan maqsadi bilan birgalikda ochiq quduqdagi qatlamlarni oraliq to`yintirish orqali quduq tomonidan neft va gazning sanoat qiymatini aniqlash va baholashga doir ma’lumotlar bayon qilingan

Kalit so‘zlar: gorizont, industral, ishlatish, gazga to`yinganlik, pastazotli, mahsuldor qatlam, shtutser, intensifikator, gazsuvli, o`lchagich, tarmometr.

Annotation: This article discusses the testing of wells, the establishment of the presence and assessment of the industrial value of oil and gas in formations by the borehole by interval feeding of formations in an open borehole, together with geophysical and geochemical research, as well as gas-hydrodynamic methods of well research and its purpose for well research.

Keyswords: horizon, industrial, operation, gas saturation, low nitrogen, roofs, fitting, intensification, gas supply, sound level meter, thermometer.

Введение.

Нефтегазовой отрасли Узбекистана более 100 лет, и она является одной из старейших в мире. Она берет свое начало с конца XIX века, когда была начата промышленная разработка нефтяных залежей в Ферганской долине. Хотя еще в средние века на территории современного Узбекистана было известно о естественных выходах нефти на дневную поверхность, которую добывали и использовали в различных целях. Месторождение Янги Памук

ISSN 3030-3907

расположено Кашкадарьинской области Республики Узбекистан. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Алан, расположенный 10 км к югу и г. Карши, расположенный в 85 км к востоку от месторождения Янги Памук.

В процессе проведения дальнейших геологоразведочных работ на площади было открыто три разных месторождения - Центральный Памук, Южный Памук и Янги Памук. Началось бурение скв. № 1, при испытании которой в 2000 г. получены промышленные притоки газа в XV-HP и XV-P горизонтах. В разряд месторождений структура введена в 2000 году. Всего на месторождении за период 1974-2001 гг. пробурено 5 скважин (№№1-3; 1П и 20 Памук), из них: 3 (№№ 1-3) поисковых, общим метражом 8626 м, 1 (№ 20 Памук) разведочная, глубиной 3050 м и 1 (№ 1П Памук) параметрическая, глубиной 4000 м. В контур газоносности попали 3 скважины (№№ 1,2 и 20 Памук), которые введены в опытно-промышленную эксплуатацию.

Решаемой проблемы и вопроса. На месторождении с отбором керна пробурено четыре скважины с суммарной колонковой проходкой 404,6 пог.м, при этом было отобрано 273,55 пог.м керна, что составило 67,6 % от проходки. Вскрытый разрез представлен отложениями палеозойского, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов. Структура Янги Памук расположена в северо-восточной части Денгизкульского поднятия Чарджоуской ступени [1]. Структурный план кровли верхнеюрской карбонатной толщи осложнен рифовой постройкой, которая прослеживается на месторождении Центральный Памук и отделяется от него эрозионными врезами, заполненными ангидритами. Размеры рифовой постройки в пределах месторождения Янги Памук составляют: 4,8 х 3,8 км, высота около 200 м (рис.1). Промышленная нефтегазоносность месторождения Янги Памук связана с верхнеюрскими карбонатными отложениями (XV-HP и XV-P горизонты). Размеры газовой залежи составляют: 4,0 х 2,55 км при высоте 60 м. Размеры нефтяной оторочки равны: 4,0 х 2,85 км при высоте 10 м. Дебиты газа составляют от 2,0 тыс. м3/сут (скв. № 1) до 38,0 тыс. м3/сут (скв. № 20 Памук). Дебиты нефти варьируют от 4,5 м3/сут (скв. № 1) до 124,6 м3/сут (скв. № 20 Памук). Залежь массивная с водоплавающей нефтяной оторочкой с газонефтяным контактом, принятым на абсолютной отметке «-2480 м» и водонефтяным контактом, принятым на абсолютной отметке «-2490 м». Пластовое давление в газовой залежи принято равным 281 ата. Средние значения эффективных газонасыщенных толщин изменяются от 8,8 м до 25 м. Средние значения эффективных нефтенасыщенных толщин изменяются от 3,9 м до 8,5 м. Коэффициенты открытой пористости и газонасыщенности для XV-HP

ISSN 3030-3907

горизонта составляют соответственно 0,13 и 0,82, для XV-P горизонта - 0,15 и 0,81. Коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности для XV-HP горизонта составляют соответственно 0,12 и 0,82, для XV-P горизонта - 0,14 и 0,82. Газы месторождения Янги Памук полужирные, низкосернистые, углекислые, низкоазотные. Объемная доля компонентов в газе составляет (%): метана 87,19, этана 5,82; пропана 0,91; бутанов 0,46; пентана и высшие 1,37; сероводорода 0,07; углекислого газа 3,48, азота 0,58. Конденсаты тяжелые (0,8988 г/см3), высокосернистые (2,02 %). Потенциальное содержание стабильного конденсата составляет 68 г/м3, а коэффициент его извлечения равен 0,72 [2].

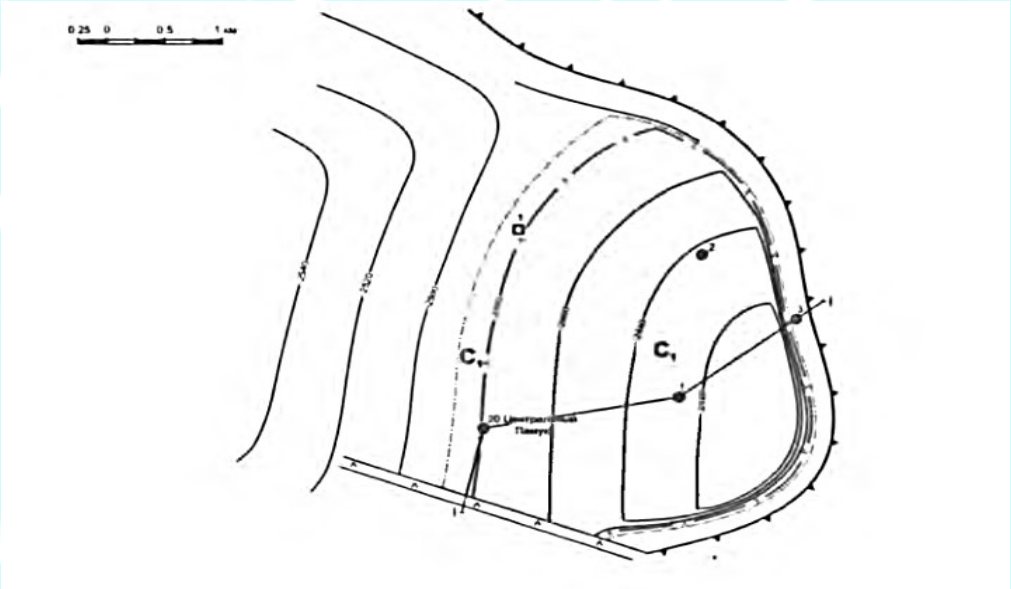


Рис.1. МесторождениеЯнги Памук

Структурная карта кровли верхнеюрской карбонатной топщи.

Эксперимент и анализ полученных результатов. Наряду с чисто газовыми месторождениями встречаются так называемые газоконденсатные, в которых часть углеводородов находится в жидком состоянии или при снижении давления и температуры может сконденсироваться. Кроме того, имеются газонефтяные, газоконденсато-нефтяные и газогидратные месторождения, углеводороды в которых находятся и в твердом состоянии в соединении с водой в виде гидратов [3].

ISSN 3030-3907

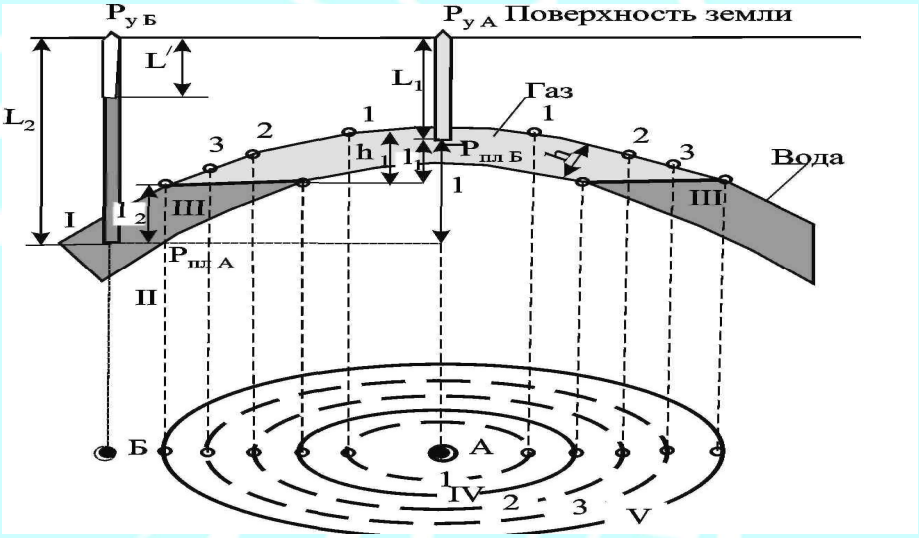


Рис.1. Схема пласта залежи с контурной водой.

I- кровля пласта; П - подошва пласта; III - ГВК; h - мощность пласта; Ц-этаж газоносности; ГУ - внутренний контур газоносности; V - внешний контур газоносности; 1,2,3 -изогипсы; А - газовая скважина глубиной L; Б - водяная скважина глубиной L_2; l_1 - расстояние от забоя скважины А до контакта газ-вода; l_2 - расстояние от забоя скважины Б до ГВК; 1 - расстояние по вертикали между забоями скважин А и Б; L - высота от устья до уровня.

Основной формой пластовой залежи является сводовая (рис.2), высшую точку которой называют вершиной, боковые (но отношению к длинной оси) стороны ее - крыльями, а центральную часть – сводом [4].

Классы ГДМ в зависимости от времени. Газогидродинамические методы исследования скважин делятся на исследования при установившихся (стационарных) и неустановившихся (нестационарных) режимах фильтрации. К первым относят снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных установившихся режимах. Ко вторым относится снятие кривой восстановления давления (КВД) после остановки, снятие кривых стабилизации давления (КСД) и дебита при пуске скважины в работу на определённом режиме (с определённым диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы).

Виды исследований по назначению. По своему назначению исследования газовых скважин делятся на первичные, текущие, комплексные и специальные:

1. Первичные исследования проводятся на всех разведочных и добывающих скважинах и позволяют: определить параметры пласта и его продуктивную характеристику; установить добывные возможности скважины, а также связь между дебитом, забойным и устьевым давлениями

ISSN 3030-3907

и температурой; установить режим эксплуатации скважины с учетом наличия и выноса жидких и твердых частиц в потоке, начальное пластовое давление, степень и качество вскрытия пласта и др.

2. Текущие исследования проводятся на добывающих скважинах в процессе разработки месторождения. Основная цель этих исследований заключается в получении информации, необходимой для анализа и контроля за разработкой. Такие исследования проводятся также до и после проведения в скважинах интенсификационных или ремонтно-профилактических работ.

3. Специальные исследования проводятся для определения отдельных параметров, обусловленных специфическими условиями данного месторождения. К специальным исследованиям относятся: комплексные исследования газоконденсатных скважин с определением, кроме гидродинамических характеристик, изменения соотношения между газовой и жидкой фазами и их состава при различных гидродинамических и термодинамических условиях; исследования по контролю за положением газоводяного контакта, изучения степени коррозии скважинного оборудования, определения степени истощения отдельных пластов в процессе разработки, изучения влияния влаги и разрушения пласта на производительность скважины и др.

4. Комплексные исследования основаны на гидродинамических, геофизических, термодинамических и радиоактивных методах исследования с одновременной автоматизацией всех показаний и в том числе определений физико-химических характеристик газа, воды, агрессивных примесей и конденсата, при различных давлениях и температурах в промысловых условиях. Только при комплексном исследовании можно получить наиболее достоверные данные о пласте, в то время как каждый вид исследования в отдельности позволяет получить лишь отдельные характеристики.

Помимо основных параметров полезно измерять межколонные давления и их изменение в зависимости от процесса, проходящего в скважине. Такие исследования позволяют изучить межколонные перетоки газа, герметичность скважины и возможность перетока газа в вышележащие пласты. Весь процесс исследования скважин должен фиксироваться во времени [5].

Факторы, обуславливающие подготовку газовой скважины к исследованиям, определяются:

1. Назначением исследования (первичное, текущее, специальное) и объёмом требуемой информации.

2. Геологическими особенностями залежи, характеристикой пористой среды и получаемой продукции, т.е. наличием значительного количества

ISSN 3030-3907

влаги (конденсационной воды, конденсата, фильтрата) и агрессивных компонентов в составе газа, возможностью разрушения призабойной зоны, образованием гидратов в стволе скважины в процессе испытания, подтягиванием конуса подошвенной воды.

3. Конструкцией скважины и применяемых глубинных приборов.

4. Степенью освоения месторождения, т.е. наличием наземных коммуникаций по сбору и осушке газа; факторами, ограничивающими давление, температуру и дебит скважины в процессе испытания и др.

Порядок подготовки. Перед испытанием скважины вышедшей из бурения, необходимо освоить её, не допуская при этом образования на забое песчано-глинистой пробки. В условиях возможного разрушения пласта и подтягивания конуса подошвенной воды создание больших депрессий на пласт не допускается. В зависимости от ожидаемого дебита необходимо выбрать такие фонтанные трубы, чтобы обеспечивался вынос потоком газа твёрдых и жидких примесей с забоя скважины. Соблюдая названные условия, продувку скважины следует осуществлять многоцикловым методом, который заключается в том, продувка идёт при переменном (порядка 4-5 значений) диаметре шайб (штуцеров) с начало в прямом (начиная с минимального), а потом обратном направлении. Как правило, в процессе продувки делают 2-3 цикла, затрачивая на каждый режим 30-40 мин, и осуществляя контроль за выносом примесей с помощью сепарационных установок Совпадение последующего цикла с предшествующим считается концом процесса очистки забоя, если нет других причин (например, приращение новых интервалов) влияющих на продуктивность скважины. Последнее проверяется в результате исследований глубинными дебитомером, шумомером, термометром.

ISSN 3030-3907

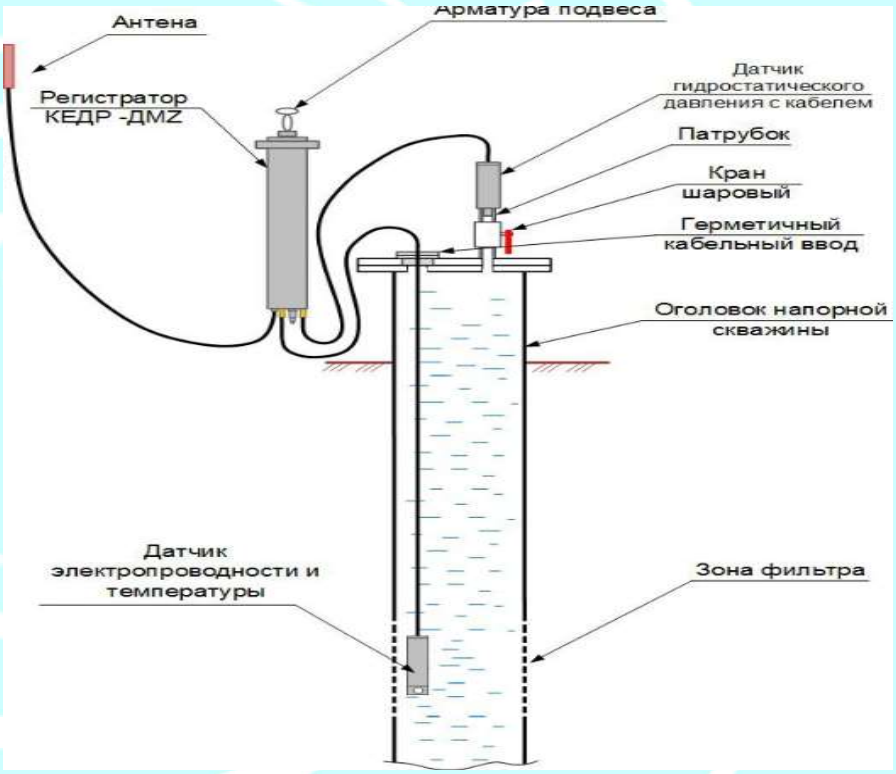


Рис.3. Скважинный дебитомер

Скважинный дебитомер: или расходомер состоит из: датчика, воспринимающего движение флюида и вырабатывающего электрический сигнал, величина которого функционально связана со скоростью потока; пакера, перекрывающего пространство между дебитомером и колонной труб (стенками скважины) для направления всего потока флюида через канал, в котором расположен датчик; механизма управления пакером, служащего для дистанционного раскрытия и закрытия пакера после спуска прибора на заданную глубину.

Пластовое давление - важный параметр месторождений природных газов, с помощью которого определяют:

- запасы пластовой энергии;
- запасы газа;
- дебиты скважин и т.д.

Таблица.1.

Пластовое давление на месторождение Памук

Первый год исследование	191,8 кг/см^2 против проектного 191,5;
Второй год исследование	176,8 кг/см^2 против проектного 174,6;
Третий год исследование	165,4 кг/см^2 против проектного 164,8.

Точность определения пластового давления имеет большое значение для правильного подсчета запасов газа как объемным методом, гак и методом

ISSN 3030-3907

падения пластового давления, а также для наблюдения за процессами разработки месторождений.

Вывод. На рассматриваемых месторождениях регулярно, с периодичностью не менее одного раза в квартал, выполняются замеры статических устьевых давлений по всему фонду эксплуатационных и контрольных скважин. Частота выполнения замеров помимо технологической необходимости обоснована темпом снижения пластового давления в залежи. Измерения выполнялись в конце каждого квартала в течении 2-5 дней в остановленных скважинах после стабилизации давлений и температур.

Данные эксплуатации и исследований скважин характеризуют залежь месторождений Зеварды, Памук, Култак и Алан как среду с повышенной сообщаемостью. Это подтверждается равномерным падением пластового давления по продуктивному разрезу и по площади газоносности, а также тем, что давление стабилизируется в течении 40-60 минут.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К. Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. - Ташкент, Изд-во «Zamin Nashr», 2019. - 820 с.
2. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири. – Тюмень: Вектор–Бук, 2004. – 237 с.
4. Чуйкина Д.И., Серебренникова О.В., Стасьева Л.А., Фореро Р. Асеведо. Изучение влияния нефтевытесняющих композиций на состав и свойства высокопарафинистых нефтей // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 3. – С. 121–124.
5. Жумаев К.К., Туракулова М.К. Методы разработки высоковязкой нефти// "Теория и практика современной науки" №3(45) 2019. -С. 126-129.
6. Чуйкина Д.И., Серебренникова О.В., И.В. Русских, Е.В. Гулая, Л.Д. Стахина, П.Б. Кадычагов. Влияние нефтевытесняющих композиций на распределение углеводородов в системе нефть–водная фаза в лабораторных испытаниях // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 3. – С. 171–174.

ISSN 3030-3907