

УДК 532.575.5

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ
ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
НА СКВАЖИНАХ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF GAS-DYNAMIC RESEARCH TECHNOLOGY
IN THE WELLS OF THE YAMBURGSKOYE
GAS AND CONDENSATE FIELD**

Дылев Алексей Юрьевич

инженер 1 категории
отдела капитального ремонта скважин,
ООО «Газпром добыча Ямбург»
aydv@mail.ru

Петрушин Евгений Олегович

заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет»
mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье проанализирована технология газогидродинамических исследований скважин, которые проводились на Ямбургском газоконденсатном месторождении. Рассмотрены газогидродинамические исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Даны описания методов исследования скважин при длительной стабилизации давления и дебитов. По данным исследования скважины были рассчитаны дебиты скважины, определены коэффициенты фильтрационных сопротивлений, а также проницаемость пласта. В результате анализа гидродинамических исследований на Ямбургском месторождении внесены несколько рекомендаций по улучшению проведения комплекса исследований. Во-первых, производить предварительную обработку результатов исследований непосредственно у скважины, в результате чего можно на месте уточнить искажённые экспериментальные данные. Необходимо обработать результаты определения дебита газа, пластовые и забойные давления, строить кривые стабилизации и восстановления давления. Во-вторых, при проведении исследований необходимо производить выпуск газа в газопровод. В результате более точно определяют параметры пласта, правильно устанавливают технологический режим работы скважины, выясняют условия гидратообразования, устраняются потери газа.

Ключевые слова: газогидродинамические методы исследования при нестационарных режимах фильтрации; специальные газодинамические исследования скважин; оборудование и аппаратура, применяемые при исследовании; установка «Надым» для исследования скважин; исследо-

Dylev Alexey Yuryevich

Category 1 engineer
of well repair department,
LLC «Gazprom dobycha Yamburg»

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoraneft»

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university

Annotation. The article analyzes the technology of gas-hydrodynamic studies of wells that were carried out at the Yamburgskoye gas and condensate field. Gas-hydrodynamic studies under stationary and non-stationary filtration modes are considered. Descriptions of methods for researching wells with long-term stabilization of pressure and flow rates are given. According to the well study data, well production rates were calculated, filtration resistance coefficients were determined, as well as formation permeability. As a result of the analysis of hydrodynamic studies at the Yamburgskoye field, several recommendations were made to improve the implementation of the research complex. First, to pre-process the research results directly at the well, as a result of which it is possible to clarify distorted experimental data on the spot. It is necessary to process the results of determining the gas flow rate, reservoir and bottomhole pressures, build stabilization and pressure recovery curves. Secondly, when conducting research, it is necessary to release gas into the gas pipeline. As a result, the formation parameters are more accurately determined, the technological mode of the well's operation is correctly established, the hydration conditions are determined, gas losses are eliminated.

Keywords: gas-hydrodynamic research methods under non-stationary modes of filtration; special gas-dynamic studies of wells; equipment and apparatus used in the study; «Nadym» installation for well research; well exploration using a critical

вание скважин с использованием диафрагменного измерителя критического течения; приборы, применяемые для глубоких исследований скважин; исследования скважин с выпуском газа в газопровод.

flow diaphragm meter; instruments used for deep well surveys; research of wells with the release of gas into the gas pipeline.

Г азогидродинамические методы исследования при нестационарных режимах фильтрации

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу и после остановки. Характер и темп распределения давления в пласте зависят от свойств газа и пористой среды. Связь темпа и характера распределения давления в пласте при пуске и остановке скважин показывает на возможность использования изменения давления во времени для определения фильтрационных и емкостных свойств пласта.

Технология снятия КВД

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу (шлейфу, коллектору), соединяющему скважину с УКПГ, или к линии испытания с выпуском газа в атмосферу. При этом регистрируют изменение давления на устье скважины, в частности в затрубном пространстве, если оно не запаковано, а также давление и температуру на измерителе расхода газа и на буфере. Если скважина перед снятием КВД не работала, то ее пускают в работу, регистрируя при этом процесс стабилизации давления на забое (устье) и дебит скважины во времени. Перед снятием КВД давление и дебит должны быть полностью стабилизированы, так как при обработке результатов исследования на нестационарных режимах в качестве исходных данных используются стабилизированные значения забойного давления и дебита. После этого закрывают скважину и регистрируют изменение давления на забое или на устье в трубном и, если возможно, в затрубном пространствах, а также температуру газа. Если КВД снимается на забое с дистанционной регистрацией значений давления во времени на поверхности, то измерения температуры после закрытия не требуется. Если разница между забойной и устьевой температурой в процессе работы скважины незначительная (до 10 °С), то изменение температуры в процессе восстановления давления на устье скважины не сказывается на форме КВД и полученная кривая поддается обработке. Описанное выше условие приемлемо и при сравнительно невысоких температурах газа в пласте. Если температура газа в пласте высокая, т.е. $T_{пл} > 323$ °К, то после закрытия скважины происходит остывание ее ствола до величины геотермического распределения температуры по глубине и охлаждение газа в стволе существенно влияет на характер КВД, снятой на устье скважины.

Если работа скважины перед её закрытием на снятие КВД характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, то необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы и остановок, предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих свободного затрубного пространства (при отсутствии фонтанных труб, оборудованных пакером, и т.д.), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости КВД должна сниматься на забое с помощью глубоких манометров или комплексов. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой.

Методы обработки КВД

Для обработки КВД существует несколько методов. При решении уравнения, описывающего процесс восстановления давления, используется два вида условий: бесконечный пласт и ограниченный пласт с постоянным давлением на контуре. Формулы, полученные для бесконечного пласта, применяются в тех случаях, когда в процессе исследования скважины, границы области дренирования не сказываются на поведении этой скважины.

Метод обработки КВД для бесконечного пласта зависит от условий работы скважины до остановки. Если время работы скважины T до снятия КВД больше времени восстановления давления t ($T \geq t$), КВД обрабатывается по формуле:

$$P_{заб}^2 = \alpha + \beta \cdot \lg t, \quad (1)$$

где $P_{заб}(t)$ – давление на забое скважины, МПа; t – текущее время восстановления давления, с; α и β – коэффициенты.

КВД строят в координатах $P_{заб}^2$ от $\lg t$ и по графику определяют коэффициенты α и β . Для этого выделяют на графике прямолинейный участок и проводят к нему касательную прямую. Тангенс угла наклона касательной равен β , а отрезок, отсекаемый касательной на оси ординат, равен α . По найденным α и β рассчитывают параметры пласта. Параметр проводимости пласта рассчитывают по формуле:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{4,24 \cdot Q \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\beta \cdot T_{см}}, \quad (2)$$

где k – проницаемость пласта, Дарси; h – эффективная толщина пласта, м; μ – вязкость газа, сП; Q – дебит скважины перед остановкой; z – коэффициент сжимаемости; $P_{атм}$ – атмосферное давление; $T_{пл}$ – пластовая температура, °К; $T_{см}$ – температура при стандартных условиях, 293 °К.

Если время работы скважины T до снятия КВД меньше времени восстановления давления t ($T \leq t$), КВД обрабатывается по формуле:

$$P_{заб}^2 = P_{пл}^2 + \beta \cdot \lg \left(\frac{T+t}{t} \right), \quad (3)$$

где T – время работы скважины перед снятием КВД; $P_{пл}$ – пластовое давление.

Применение формулы (1) в этом случае искажает конечный участок КВД и может привести к ошибочным результатам при расчёте параметров пласта.

КВД строят в координатах $P_{заб}^2$ от $\lg \left(\frac{T+t}{t} \right)$ и по углу наклона прямолинейного участка определяют коэффициент β . Метод позволяет определить пластовое давление. Для этого надо продолжить КВД до значения $\lg \left(\frac{T+t}{t} \right) = 0$, и точка пересечения прямой с осью $P_{заб}^2$ даст значение квадрата пластового давления.

Специальные газодинамические исследования скважин

Специальные газодинамические исследования скважин сеноманского эксплуатационного фонда Ямбургского ГКМ коллекторами «Надым-1» в 2018 году проводились геологической службой ООО «Ямбурггаздобыча» по плану работ, утверждённому главным геологом, согласно технологического регламента РД 04819760-156-80 ТюменьНИИГипрогаз (г. Надым, 1998 г.). Перечень скважин определялся отделом геологии и разработки месторождений, работы проводились при непосредственном взаимодействии с мастерами по добыче газа газовых промыслов.

Специальные газодинамические исследования скважин с применением коллекторов «Надым-1» производятся методом установившихся отборов с целью определения производительности и количественного содержания воды и механических примесей в газовом потоке скважины для назначения или подтверждения технологического режима работы скважины в процессе эксплуатации. Согласно регламента производилось шаблонирование и замерялся искусственный забой скважины. Исследования проводились на 5–6-ти режимах «прямого хода», с уменьшением диаметра шайб и 1–2 режимов «обратного хода», с увеличением диаметра шайб. На каждом режиме поток газа разделяется на фазы и измеряется расход газа, а также накопленный на этом режиме объём жидкости и механических примесей.

Отобранные в процессе специальных исследований пробы воды и механических примесей, сдаются в лабораторию УНИГР (вода – гидрохимический анализ, механическая примесь – весовая характеристика).

В 2018 году проведено 284 скважино-исследований коллекторами «Надым-1», в том числе:

- геологической службой – 160;
- ОАО Корпорацией «Севергазсервис» – 124.

Распределение количества исследованных скважин по УКПГ (газовым промыслам) выглядит следующим образом:

- ГП-1 – 42 скважины (42 скважино-исследований);
- ГП-2 – 41 скважина;
- ГП-3 – 42 скважины;
- ГП-4 – 36 скважин;
- ГП-5 – 28 скважин;
- ГП-6 – 45 скважин;
- ГП-7 – 50 скважин.

Распределение количества исследованных скважин по УКПГ в 2018 году приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение количества исследованных скважин по УКПГ

	УКПГ (сеноман)							Всего
	1	2	3	4	5	6	7	
Проект	43	41	42	36	30	46	50	288
Факт	42	41	42	36	28	45	50	284

Результаты исследования скважин коллектором «Надым-1» оформлены соответствующим «Актом о специальном исследовании скважины», в котором приводятся сведения о конструкции скважины, статическом устьевом и пластовом давлении и температуре, давлений на буфере, ДИКТе, затрубном пространстве, температуре и дебите скважины на каждом из режимов. Приведены объём и удельный вынос жидкости и механических примесей на каждом режиме.

Удельное содержание жидкости в потоке газа определялось по формуле:

$$W_g = \frac{1440 \cdot V_g}{Q \cdot t}, \quad (4)$$

где W_g – удельное содержание жидкости, г/м³; V_g – количество жидкости, полученной на режиме, л; Q – дебит газа на режиме, тыс. м³/сут.; t – время работы на режиме, мин; 1440 – переводной коэффициент (количество минут в сутках).

Удельное содержание выносимых механических примесей в газовом потоке определялось по формуле:

$$W_n = \frac{1440 \cdot V_n}{Q \cdot t}, \quad (5)$$

где W_n – удельное содержание механических примесей, мг/м³; V_n – количество мех. примесей, отобранных на режиме, г; Q – дебит газа на режиме исследования, тыс. м³/сут.; t – время работы на режиме, мин.; 1440 – переводной коэффициент (количество минут в сутках).

Оборудование и аппаратура, применяемые при исследовании

Установка «Надым» для исследования скважин

Установки «Надым-1» и «Надым-2» серийно выпускаются с 1986 года заводом НПО «Тюменгазтехнология» и предназначены для газогидродинамических исследований скважин газовых месторождений и подземных хранилищ газа.

Техническая характеристика установок приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Техническая характеристика установок «Надым»

Показатель	«Надым-1»	«Надым-2»
Пропускная способность, млн м ³ /сут.	1,5	1,5
Рабочее давление, МПа	16,0	16,0
Температура рабочей среды, °К	273–323	273–323
Температура окружающей среды, °К	233–323	233–323
Потери газа при исследовании, м ³ /ч	до 62,5	–
Численность обслуживающего персонала	2	2
Масса монтажных блоков, кг	до 50,0	до 50,0
Масса в сборе, кг	186,0	280,0

Общий вид аппаратов приведён на рисунках 1 и 2. Установки монтируются на факельной, задавочной линиях («Надым-1») или на технологической линии перед шлейфом («Надым-2») (рис. 3).

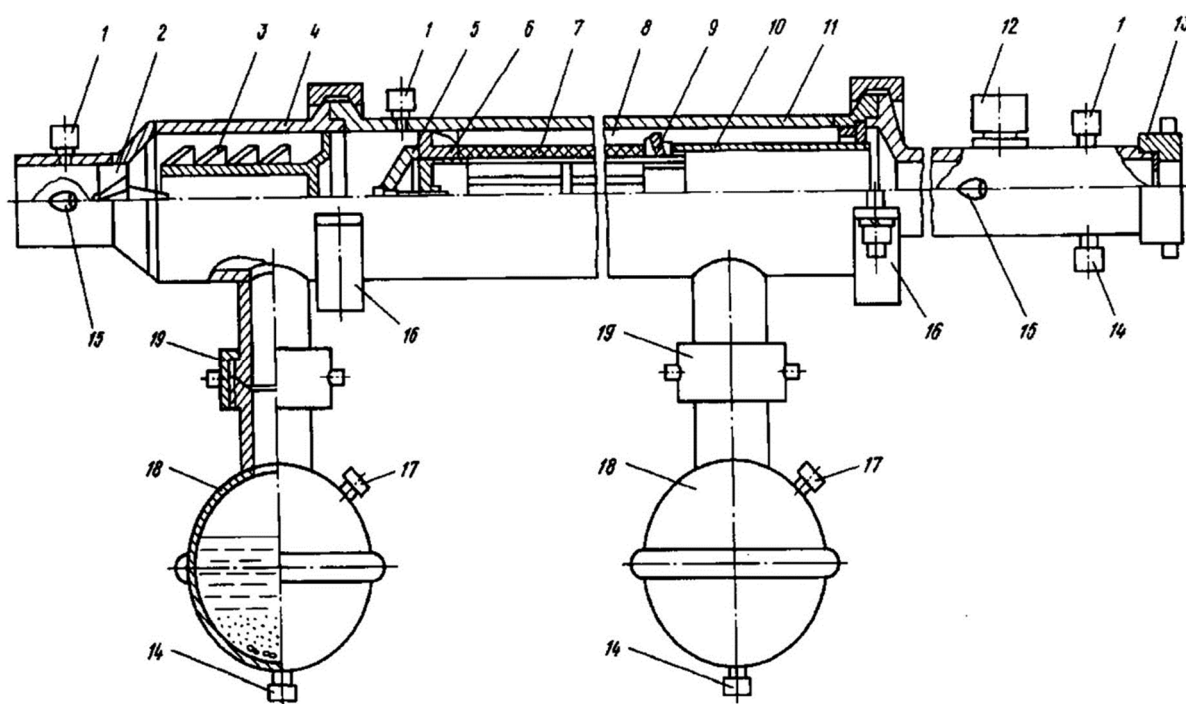


Рисунок 1 – Общий вид коллектора «Надым-1»:

- 1 – штуцера для замера давления; 2, 6 – центробежные завихрители; 3 – отбойник; 4, 11 – корпуса;
 5 – обтекатель; 7 – фильтрующий элемент; 8 – кольцевая камера; 9 – отбойник примесей;
 10 – каркас фильтрующего элемента; 12 – заглушка; 13 – ДИКТ; 14 – вентиль; 15 – термокарман;
 16 – полухомут; 17 – штуцера для уравнильных трубок; 18 – контейнер; 19 – гайка накидная

Установки представляют собой устьевые малогабаритные быстроразъемные устройства, состоящие из трёх основных функциональных элементов: сепаратора, очищающего продукцию от механических примесей и жидкости; расходомера и ёмкостей для сбора отсепарированных твёрдых и жидких примесей.

Сепаратор состоит из блоков первой и второй ступени сепарации. В блоке первой ступени поток продукции скважины с помощью прямоточно-центробежного завихрителя приобретает поступательно-вращательный характер, твёрдые и жидкие частицы центробежными силами отбрасываются к стенкам корпуса, задерживаются прямоточным отбойником и скапливаются в нижней части блока, откуда попадают в контейнер. Более тонкая очистка добываемого газа происходит во второй ступени сепарации. Здесь газ, обтекая

фильтропакет, с помощью завихрителя второй ступени дополнительно закручивается и, проходя сквозь фильтр и хвостовик каркаса фильтра, попадает в расходомер. Примеси, задержанные во второй ступени сепарации, накапливаются в контейнере.

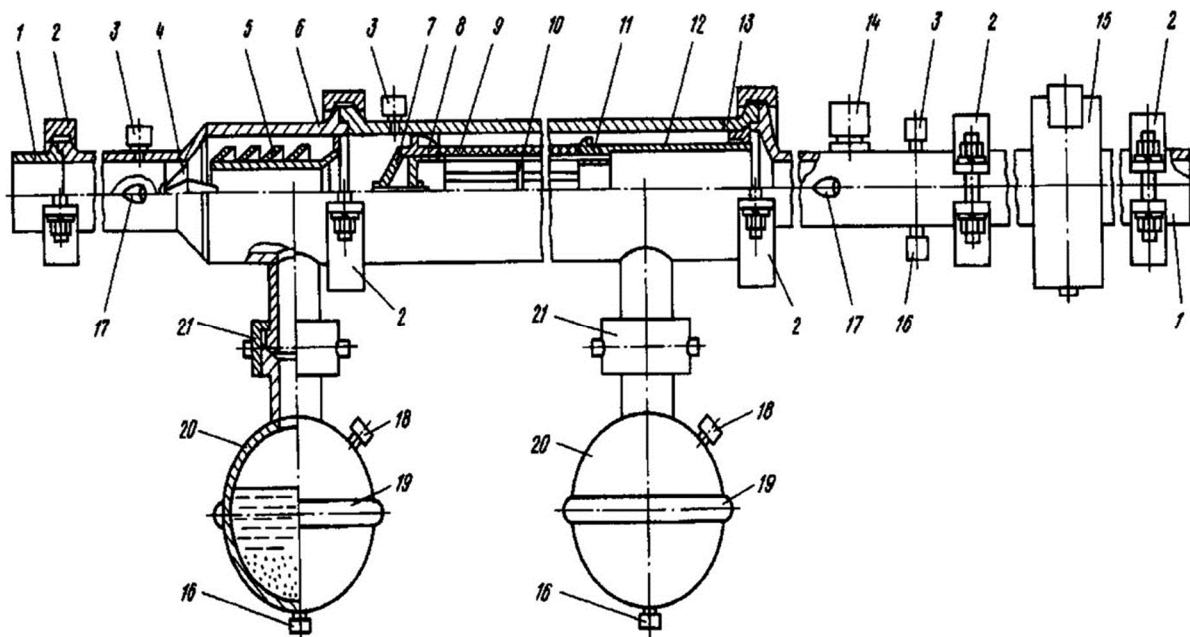


Рисунок 2 – Общий вид коллектора «Надым-2»:

- 1 – фланец; 2, 13 – УСБ-100 для измерения расхода газовой смеси и сухого газа; 3, 8 – завихрители; 4, 9 – кольцевые камеры; 5 – отбойник; 6 – ниппель; 7 – контейнер; 10 – корпус; 11 – фильтр ФЭП-120-94-250/20; 12 – каркас фильтропакета; 14 – гнездо ПОУ-1-100; 15–18 – штуцера; 15, 16 – для замера давления; 17, 18 – уравнильный патрубок; 19 – термокарман; 20 – приварыш; 21 – полухомут

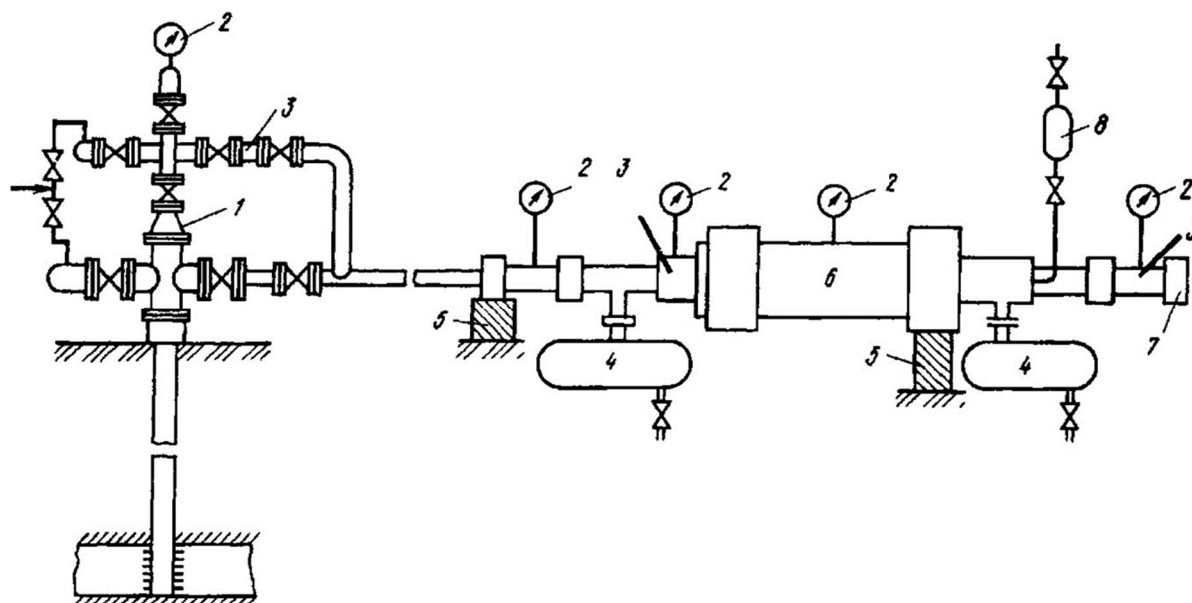


Рисунок 3 – Схема обвязки скважины при исследовании с применением коллектора «Надым»:

- 1 – фонтанная арматура; 2 – манометры; 3 – термометры; 4 – ёмкости для жидких и твёрдых примесей; 5 – опоры; 6 – коллектор «Надым»; 7 – измеритель расхода газа; 8 – контейнер пробоотборного устройства

В качестве фильтров используется набор фторопластовых фильтрующих цилиндров, склеенных между собой по торцу, надетых на каркас фильтропакета и прижатых к хвостовику каркаса обтекателем. Для предотвращения поворачивания фильтропакета хвостовик соединяется с корпусом блока с помощью специального штифта.

Фторопластовые фильтроэлементы типа ФЭП 120-94-250/20 либо ФЭП 152-94-250 выпускаются серийно в соответствии с ТУ 84-835-79. Они практически полностью задерживают жидкость и твёрдые частицы размером более 20 мкм, при этом перепад давления на фильтропакете не превышает 0,05 МПа.

В установке «Надым-1» расходомером служит диафрагменный измеритель критического течения, в установке «Надым-2» – диафрагменное устройство (сужающее быстросъёмное) УСБ-100-16, ОХЛ2, ТУ 51-72-81.

Контейнеры представляют собой цилиндрические емкости диаметром 219 мм (наружный), соединяемые вручную с блоками сепарации специальными разъёмами и снабжённые транспортировочными скобами для переноски.

На каждом режиме производится отбор проб механических примесей и жидкости в мерные сосуды и контейнеры. Пробы, полученные в результате исследования на каждом режиме, направляются на гидрогеохимический, гранулометрический и минералогический анализы, результаты которых используются при выборе и контроле технологических режимов работы скважин в комплексе с данными промыслово-геофизических исследований.

После отбора проб в УСБ-100 заменяют диафрагмы, контейнеры промываются технической водой, присоединяются к коллектору и исследования продолжают на следующем режиме.

Исследование скважин с использованием диафрагменного измерителя критического течения

Вначале составляют подробную программу исследований, подготавливают соответствующие приборы и оборудование и монтируют их на скважине (рис. 4). Количество твёрдых примесей определяют с помощью породоуловителя.

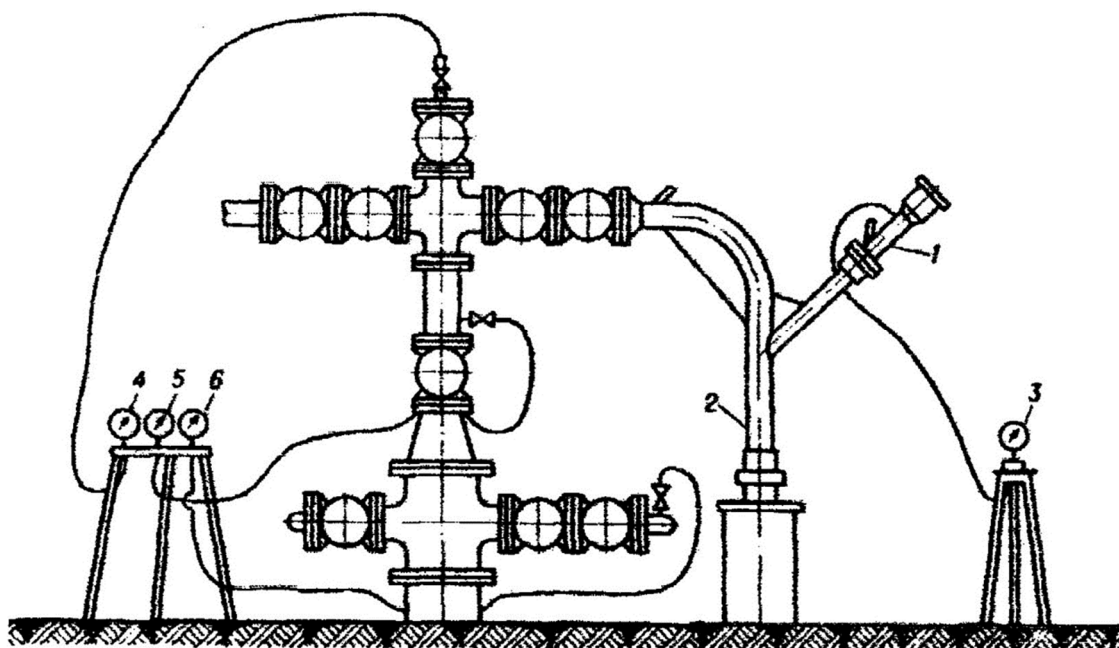


Рисунок 4 – Схема расположения оборудования и приборов при исследовании диафрагменным измерителем критического течения: 1 – диафрагменный измеритель; 2 – породоуловитель; 3–6 – манометры

Для очистки забоя от жидкости или твёрдых частиц перед исследованием скважину продувают, измеряя с момента пуска дебит газа и давление на головке и в затрубном пространстве теми же приборами, что и при исследовании. В процессе продувки следует учитывать, что при высоких дебитах газа из пласта могут выноситься в значительном количестве твёрдые частицы, что является причиной разъедания оборудования, образования пробки на забое, а при наличии подошвенной или контурной воды – прорыва водяного конуса или языка в скважину.

В процессе исследования скважины методом установившихся отборов для каждого режима измеряются дебит газа, температура и давление на головке и в затрубном пространстве. Для обычных исследований параметры замеряют не менее чем на шести режимах.

Исследования проводят, переходя от меньших дебитов к большим, кроме того, две-три контрольные точки снимают в обратном порядке – от больших дебитов к меньшим.

Давление и дебит измеряют непрерывно, начиная с момента пуска скважины до их стабилизации на данном режиме работы. Значения их, используемые для обработки результатов исследований с целью построения индикаторной кривой, определяют при условии практически полной стабилизации давления.

Для точного определения дебита газа и измерения количества и состава жидкости и твёрдых частиц, выносимых в процессе исследования скважины на различных режимах, перед прибором устанавливают породоуловитель или сепараторы, конструкции которых выбирают с учётом условий работы скважины.

В процессе исследования газоконденсатных скважин для установления количества выпадающего конденсата при различных давлениях и температурах рекомендуется применять специальную передвижную сепарационную установку, позволяющую точно определить количество жидкости, выделяющейся при различных режимах работ.

Для контроля за качеством получаемых данных в процессе исследования проводят первичную их обработку непосредственно на скважине. При значительном разбросе точек или аномальном виде индикаторной кривой испытания повторяют.

Приборы, применяемые для глубинных исследований скважин

Для точного определения абсолютных значений давлений и температур и ряда других параметров в простаивающей или работающей скважине применяют глубинные приборы, которые могут устанавливаться в любой точке скважины. Глубинные приборы спускаются в скважину с помощью специальных лебедок на проволоке, кабеле или же с колонной труб, специальным инструментом. В зависимости от способа регистрации показаний эти приборы подразделяются на – автономные, показания регистрируются в самом глубинном приборе; дистанционные, показания передаются на дневную поверхность и регистрируются вторичными приборами.

Глубинные манометры и дифференциальные манометры

По принципу действия глубинные приборы для регистрации давления подразделяются на следующие группы:

1) пружинные, в которых упругим чувствительным элементом, воспринимающим давление, служит многовитковая трубчатая (геликсная) пружина. Это так называемые геликсные глубинные манометры;

2) пружинно-поршневые, в которых элементом, воспринимающим давление служит уплотнённый поршень, соединённый с винтовой цилиндрической пружиной растяжения. Различают пружинно-поршневые манометры с вращающим и не вращающим поршнями;

3) пневматические, в основе которых лежит принцип уравнивания измеряемого давления сжатого газа, заполняющего измерительную камеру прибора. Это так называемые глубинные дифференциальные манометры, регистрирующие приращение давления от какого-то его начального давления.

Техническая характеристика геликсных манометров приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Технические данные геликсных глубинных манометров

Показатель	МГГ-63/250	МГН-2
1	2	3
Пределы измерения давления, МПа	6,3; 16,0; 25,0	10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 60,0; 80,0; 100,0
Максимальная рабочая температура, °С	100	160–250
Приведённая погрешность, %	±0,50	±(0,25–0,40)
Порог чувствительности, МПа	0,012–0,050	0,010–0,200
Длина записи давления, мм	50	50

Окончание таблицы 3

1	2	3
Габариты, мм:		
длина	1385	1500–1800
диаметр	36	32–36
Масса, кг	8,0	10,0

Рассмотрим общий принцип действия указанные типов глубинных манометров. Рассмотрим конструктивные особенности манометра МГН-2 с автономной регистрацией показаний давления. Конструкция манометра приведена на рисунке 5(а).

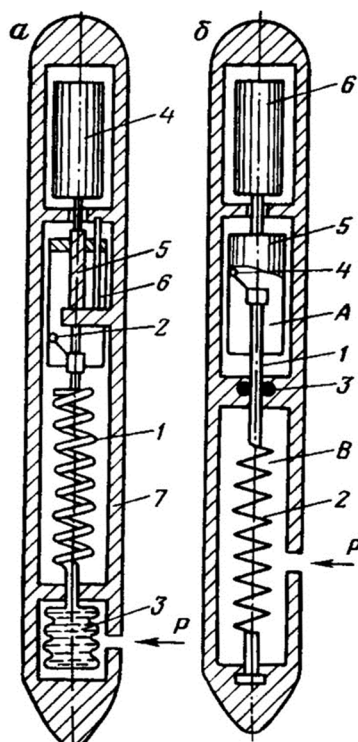


Рисунок 5 – Принципиальные схемы глубинных манометров геликсного (а) и поршневого (б) типов: условные обозначения для рисунка 5(а):

1 – геликсная пустотелая пружина; 2 – перо; 3 – сиффон; 4 – часовой механизм; 5 – ходовой винт; 6 – регистрирующая каретка; 7 – корпус;

условные обозначения для рисунка 5(б):
1 – шток-поршень; 2 – пружина; 3 – сальник; 4 – перо; 5 – стакан-каретка; 6 – часовой механизм

Чувствительным элементом в этом типе манометров служит многovitковая пустотелая плоская пружина-геликс 1, заполненная под вакуумом легким маслом. При воздействии давлением внутри пружины, каждый виток в ней, разворачивает на некоторый угол вокруг вертикальной оси. Последний виток заглушен, и он поворачивается на угол, равный сумме углов всех витков. На нём же закреплено царапающее перо 2, угол поворота которого пропорционален давлению. Нижний конец геликсной пружины сообщён с сифоном 3 заполненным маслом и выполняющего роль разделителя жидкостей. Регистрация давления осуществляется с помощью следующих элементов прибора – часовой механизм 4 приводит во вращательное движение ходовой винт 5, который сообщает регистрирующей каретке 6 равномерное поступательное движение. В этой связи вертикальное перемещение каретки пропорционально времени, истекшему с момента пуска часового механизма на поверхности перед герметизацией прибора. Внутри корпуса 7 сохраняется атмосферное давление. В камере, в которой помещён сиффон, имеется отверстие для сообщения с окружающей средой. В нижней части глубинного прибора размещается максимальный термометр для регистрации тем-

пературы на забое скважины и последующего внесения температурных поправок в показания манометра. На внутренней стороне каретки-стакана укладывается бланк, на котором перо оставляет след. Перо пишет дугу пропорциональную давлению, при непрерывно перемещающейся каретке. Запись ведётся в координатах «давление – время». Расшифровка записей осуществляется на компараторе.

Рассмотрим конструктивные особенности манометра МГП-3М с автономной регистрацией показаний давления. Конструкция прибора приведена на рисунке 5(б) В манометре данного типа, чувствительным элементом служит шток-поршень 1, растянутый пружиной 2. Шток 1 проходит через сальник 3, разделяющий две камеры. В верхней камере А – атмосферное давление, а нижней камере В – давление внешней среды. Разность давлений в камерах действует на сечение поршня-штока 1, которой при своём перемещении растягивает пружину. В камере А находится перо 4, вычерчивающие на бумажном бланке вертикальную линию, равную по величине перемещения штока, и пропорциональную давлению в камере В. Бланк крепится в стакане-каретке 5, которая приводится в во вращение часовым механизмом 6. Камера В заполняется обычно маслом и отделена от скважинной жидкости (газа) сальфоном.

В таблице 4 приведена техническая характеристика глубинно-поршневых манометров.

Таблица 4 – Технические данные глубинных пружинно-поршневых манометров

Наименование	МГП-3М	МГМ-4	МГН-1
Пределы измерения давления, МПа	2,5–25,0 4,0–40,0	0,1–5,0 0,5–12,0 1,0–18,0 1,0–25,0	0,2–4,0 0,3–6,0 0,4–8,0 8,0–16,0 1,0–20,0 1,2–25,0 1,5–30,0
Максимальная рабочая температура, °С	130	60	100
Приведённая погрешность, %	±1,50	±0,50	0,10–0,25
Порог чувствительности, МПа	0,120–0,200	0,0006–0,040	0,004–0,030
Ход поршня	–	100	–
Габариты, мм:			
длина	1658	1460	1800
диаметр	32	25	32
Масса, кг	7,0	2,9	15,0

Наибольшее распространение из глубинных приборов третьего типа получил глубинный дифманометр марки ДГМ-4М. Глубинные дифференциальные манометры обеспечивают наиболее точное измерение давления в скважине, начиная с заданной величины, зависящей от давления зарядки измерительной камеры в приборе. Принципиальная схема дифференциального манометра ДГМ-4 приведена на рисунке 6.

Дифференциальный манометр состоит из двух секций – верхней и нижней, разделённых между собой поршнем с резиновой манжетой. В верхней секции расположен часовой механизм 3 вращающий барабан 4 при помощи водильца, которое установлено таким образом, что барабан вращается с некоторым опозданием.

Время запаздывания составляет порядка 1–2 часа (это время необходимо для подготовки прибора к измерениям, спуску в скважину и термостатированию в ней). Каретка с пишущим пером 5 с помощью штанги 6 жёстко соединена с поршнем 7, на котором находится разгруженная самоуплотняющаяся манжета 9. Для уменьшения трения, стенки цилиндра 10 периодически смазывают авиационным маслом. В случае превышения пределов измерения прибора (с целью предотвращения возникновения значительных перепадов на поршень) в поршне 7 смонтирован клапан 8. Клапан 8 открывается в крайних верхнем и нижнем положениях каретки 5, чем обеспечивает сообщение обеих камер измерительного прибора. В верхнем положении он открывается

под действием перепада давлений, а нижнем упором о трубку 11. Сообщение между камерами необходимо и при проведении работ по подъёму прибора (поршень в этом случае находится в нижнем положении).

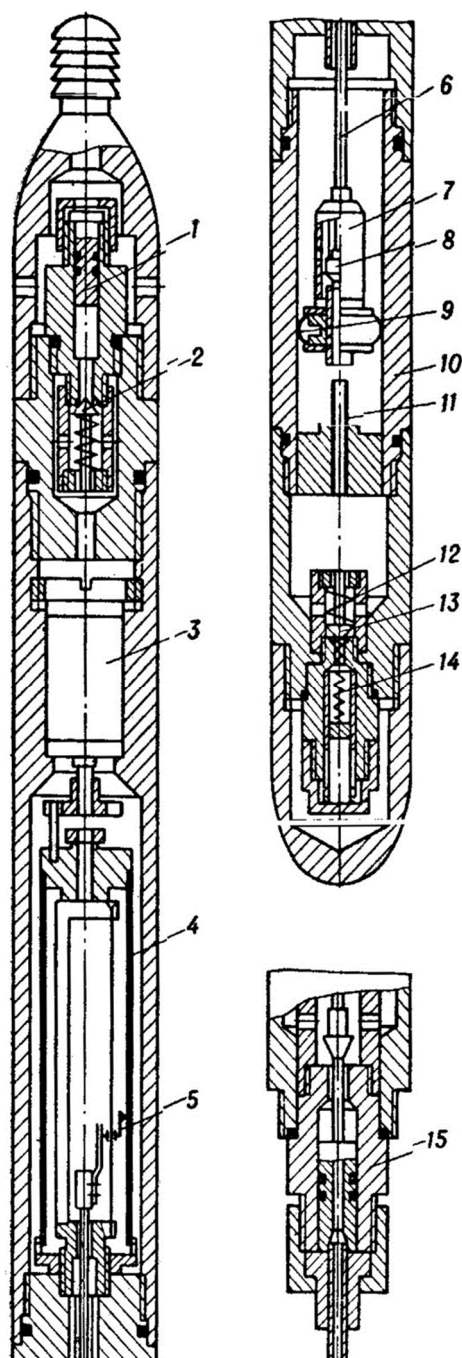


Рисунок 6 – Глубинный дифференциальный манометр ДГМ-4:

1, 2, 8, 13 – клапана; 3 – часовой механизм; 4 – барабан; 5 – каретка с пишущим пером; 6 – штанга;
7 – поршень; 9 – самоуплотняющаяся манжета; 10 – цилиндр; 11 – ограничительная трубка;
12, 14 – пружины; 15 – втулка

В верхней и нижней камерах смонтированы клапана 2 и 13 для заполнения прибора сжатым воздухом. Клапан 13 снабжён двумя пружинами 12 и 14. Пружина 14 (более сильная) открывает клапан при давлении в скважине меньшем на 0,04–0,05 МПа давления зарядки прибора. После открытия клапана давление в нижней камере становится равным давлению в скважине, и клапан, отжимаемый нижней пружиной, остаётся открытым. Исходя из вышесказанного, глубинный дифференциальный манометр может регистрировать как нарастание, так и уменьшение давления в скважине.

Номинальное давление зарядки прибора сжатым газом определяется из выражения следующего вида:

$$P_{зар} = \frac{P_{скв} \cdot T_{зар}}{T_{скв}} + 0,5 \text{ (МПа)}, \quad (6)$$

где $P_{скв}$ и $T_{скв}$ – давление и температура в скважине на заданной глубине, измеренные предварительно с помощью глубинных манометров и термометров; $T_{зар}$ – температура в ёмкости с водой, где находится глубинный дифманометр в процессе при его зарядке в ходе термостатирования и проверки герметичности резьбовых соединений корпуса.

Глубинный дифференциальный манометр опускают в скважину со скоростью не более 2 м/с, время термостатирования на глубине замера 20–25 мин.

Устройства для измерения расхода природного газа

Для определения расхода (дебита) природного газа в промышленной практике используются расходомеры переменного перепада давления. Принцип действия данных устройств основывается на измерении перепада давления, создаваемого вследствие протекания жидкого или газообразного вещества через сужающее устройство, установленное в трубе. Течение газа или жидкости через сужающее устройство, ведет к переходу части потенциальной энергии давления в кинетическую, при этом средняя скорость движущегося потока в месте сужения значительно повышается. В этой связи статическое давление после сужающего устройства становится меньше, чем перед ним. Получаемая при этом разность давлений зависит от расхода и служит мерой расхода.

В основе этих устройств используются три базовых элемента:

- сужающее устройство, устанавливаемое внутри трубопровода, которое создаёт перепад давления, зависящий от расхода потока;
- дифференциальный манометр, измеряющий перепад давления, не градуированный в единицах расхода;
- соединительные трубки, передающие перепад давления от сужающего устройства к дифференциальному манометру.

Уравнения объёмного расхода сжимаемого вещества протекающего через сужающее устройство выглядят следующим образом:

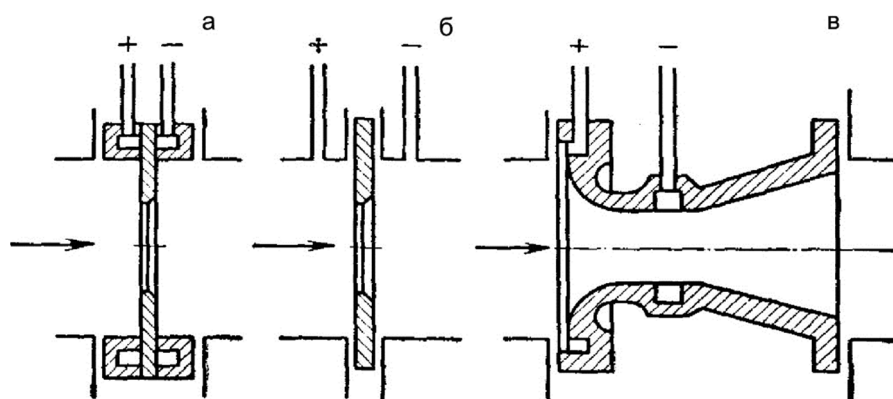
$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{2}{\rho} \cdot \Delta P}; \quad (7)$$

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot D^2 \cdot \sqrt{\frac{2}{\rho} \cdot \Delta P}, \quad (8)$$

где α – коэффициент расхода сужающего устройства, зависящий от типа, модуля этого устройства и числа Re; ε – поправочный множитель на расширение измеряемого вещества; d – диаметр отверстия сужающего устройства, м; D – внутренний диаметр трубопровода перед сужающим устройством, м; $m = \frac{d^2}{D^2}$ – модуль сужающего устройства (степень сужения сечения или относительная площадь); ρ – плотность измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м³; ΔP – перепад давления в сужающем устройстве, Па.

Уравнения (7) и (8) для определения расхода справедливы в случае, когда скорость потока меньше критической (скорости звука в измеряемой среде). Абсолютное давление измеряемой среды равно сумме избыточного и барометрического давлений. Плотность вещества измеряется непосредственно, либо расчётными методами с учётом давления и температуры перед сужающим устройством.

В качестве сужающих устройств в промышленной практике применяют диафрагмы, сопла и сопла Вентури. Общий вид сужающих устройств приведён на рисунке 7.


Рисунок 7 – Ссужающие устройства:

а – камерная диафрагма; б – бескамерная диафрагма; в – сопло и сопло Вентури

Диафрагма имеет вид тонкого металлического диска с круглым отверстием с острой кромкой со стороны входа потока, а с другой стороны фаску, выполненную под углом 30–45°. Диафрагмы выпускаются в двух модификациях:

1) камерная диафрагма, располагается между двумя кольцевыми камерами, которые сообщаются с внутренней полостью трубопровода щелью или группой равномерно распределённых по окружности отверстий; такое расположение камер обеспечивает равномерное распределение давления до и после диафрагмы;

2) бескамерная диафрагма, располагается между фланцами трубопровода, замер перепада давления осуществляют через отдельные цилиндрические отверстия.

Диафрагмы устанавливаются на трубопроводах диаметром не менее 50 мм при условии, чтобы модуль ссужающего устройства был в диапазоне $0,05 \leq m \leq 0,70$. Толщина диска диафрагмы составляет $0,1 \cdot D$. На газопроводах с диаметром труб в пределах от 125 до 250 мм устанавливаются диски диафрагм толщиной 3 мм, а на газопроводах с диаметром трубы 250 мм – толщиной 6 мм. Бескамерные диафрагмы устанавливаются на газопроводах с рабочим давлением не более 2,5 МПа (ограничение применения по давлению фланцев с гладкими полями).

Для обеспечения минимальных потерь напора в газопроводе в качестве ссужающих устройств используют сопла и сопла Вентури. Первые применяются на газопроводах с диаметром трубы не менее 50 мм при условии, чтобы модуль ссужающего устройства был в диапазоне $0,05 \leq m \leq 0,65$, сопло Вентури используется при условии, что $0,05 \leq m \leq 0,60$.

Расчёт газа жидкостными показывающими дифференциальными манометрами, оборудованными стандартной диафрагмой производят по формуле следующего вида:

$$Q = 83,54 \cdot 10^6 \cdot K_t \cdot K_1 \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{P_{pm} \cdot H_{pm}}{T \cdot z \cdot \bar{\rho}}}, \quad (9)$$

где K_t – поправочный коэффициент на тепловое расширение материала диафрагмы (для существующих температурных условий $K_t = 1$); K_1 – поправочный множитель на неостроту входной кромки диафрагмы (при диаметре более 300 мм $K_1 = 1$); P_{pm} – абсолютное статистическое давление перед диафрагмой, Па; H_{pm} – измеренный перепад давления, Па; T – абсолютная температура, К; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа.

При измерении расходов газа при скоростях его истечения равной или большей критической, используется устройство, называемое диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ). В основе принципа измерения расхода лежит установленный факт, что с увеличением перепада давления ΔP рост расхода наблюдается только до тех пор, пока соотношение $\xi = \frac{P_2}{P_1}$ не достигнет критического значения $\xi_{кр}$, при котором с дальнейшим уменьшением его расход через отверстие стандартной диафрагмы не изменяется.

Критическое значение $\xi_{кр}$ определяют из выражения следующего вида:

$$\xi_{кр} = \left(\frac{2}{\chi + 1} \right)^{\frac{\chi}{\chi - 1}}, \quad (10)$$

где $\chi = \frac{C_p}{C_v}$ – показатель адиабаты; C_p и C_v – теплоёмкости газа при постоянном давлении и постоянном объёме.

В таблице 5 приведены значения $\xi_{кр}$ для различных газов.

Таблица 5 – Критические значения соотношений давлений до и после диафрагмы для различных газов

Газ	Воздух	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Природный газ
$\xi_{кр}$	0,528	0,550	0,567	0,573	0,577	0,560

Определение расхода газа ДИКТом производится только при соблюдении условия $\xi_{кр} \leq 0,500$.

На рисунке 8 приведены конструкции ДИКТ диаметром 50 и 100 мм.

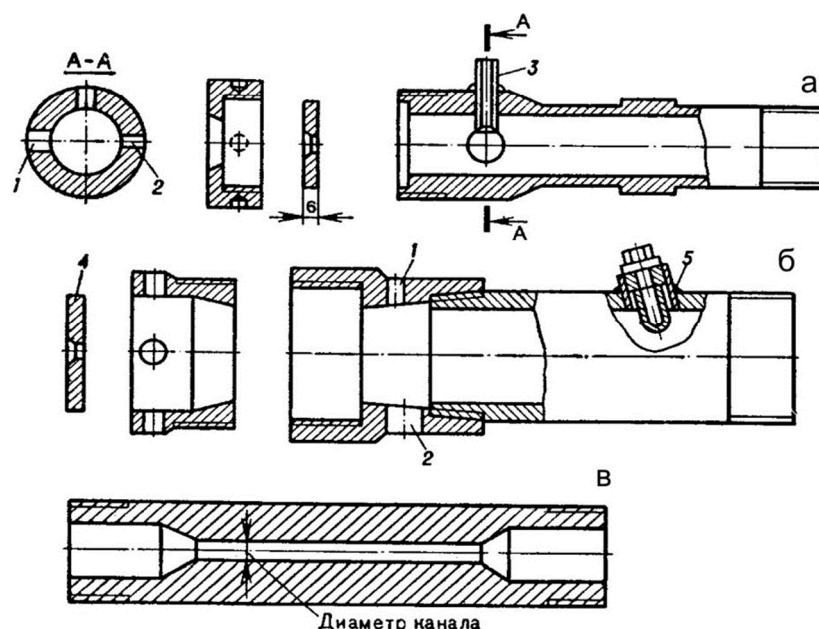


Рисунок 8 – Принципиальная схема ДИКТа:

а – диаметр ДИКТа 50 мм; б – диаметр ДИКТа 100 мм; в – штуцер;
1 – отверстие для манометра; 2 – отверстие для продувочного вентиля;
3 – термометрический стакан; 4 – диафрагма

Первая конструкция ДИКТа представляет собой цилиндр длиной 305 мм, на одном конце которого нарезана стандартная резьба под прижимную гайку. Между диафрагмой и торцевой поверхностью устанавливается прокладка, и далее они с помощью прижимной гайки стягиваются с цилиндром. В термостакане 3 устанавливается термометр. При использовании диафрагм малого диаметра для снижения давления применяют ниппель с вентилем, а в случае определения расхода газа содержащего механические примеси – специальный штуцер (рис. 8 (в)).

Расчёт дебита газа производят по формуле следующего вида:

$$Q = \frac{10 \cdot C \cdot P}{\sqrt{T \cdot \rho \cdot z}}, \quad (11)$$

где Q – дебит природного газа, приведённый к температуре 20 °С и давлению 0,1013 МПа, тыс. м³/сут.; C – коэффициент расхода, зависящий от диаметра отверстия диафрагмы и диаметра прибора; P , T – давление и температура газа перед диафрагмой.

Коэффициент C является величиной постоянной для данной диафрагмы и не зависит от давления и температуры. В таблице 6 приведены значения коэффициента C для различных значений диаметра диафрагмы.

Таблица 6 – Значения коэффициента C для измерения дебита сухого газа

Диаметр отверстия диафрагмы или штуцера, мм	Измеритель		Диаметр отверстия диафрагмы или штуцера, мм	Измеритель	
	100-мм ДИКТ	50-мм ДИКТ		100-мм ДИКТ	50-мм ДИКТ
1,59	–	0,456	22,19	90,955	92,480
2,38	–	1,003	25,40	118,493	121,603
3,17	–	1,883	28,57	149,260	155,718
4,77	–	4,326	31,75	184,201	196,591
5,39	–	5,771	34,91	221,886	241,530
6,35	7,450	7,731	38,10	264,440	299,596
7,95	–	11,891	44,45	362,206	–
9,51	16,747	16,917	50,80	477,201	–
11,13	–	24,245	57,15	611,750	–
12,70	29,959	30,438	63,50	767,229	–
15,85	46,673	46,046	69,85	949,917	–
19,05	66,886	67,244	76,20	1167,288	–

Определение параметров призабойной зоны пласта по данным исследования

Цель расчёта: определить дебиты скважины на всех режимах, коэффициенты фильтрационного сопротивления и проницаемость призабойной зоны скважины № 2101 Ямбургского газоконденсатного месторождения.

Данные для расчёта приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные

№ скважины	№ режима	$T_{пл}$, °К	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	L , м	R_k , м	$r_{скв}$, м	μ , Па·с	h , м
2101	1	386	4,373	3,649	1050	460	0,22	$4 \cdot 10^{-5}$	125
	2			3,391					
	3			3,195					
	4			2,968					
	5			2,764					

Порядок расчёта:

1. Из уравнения движения газа в колонне НКТ (формула 11) определим дебиты газа на каждом режиме.

$$P_{уст}^2 = P_{заб}^2 - \frac{\theta_g \cdot Q^2}{e^{2 \cdot S}}, \quad (12)$$

где $P_{уст}$ – устьевое давление на скважине; $P_{заб}$ – забойное давление в скважине; $e^{2 \cdot S}$ – параметр, учитывающий массу столба газа в НКТ; S – безразмерный параметр, определяемый по формуле:

$$S = \frac{0.03415 \cdot \bar{p} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}}, \quad (13)$$

где L – длина фонтанных труб от устья до башмака; z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости газа, рассчитываемый при условиях:

$$P_{cp} = \frac{P_{ycm} + P_{заб}}{2} \quad (14)$$

и

$$T_{cp} = \frac{T_{ycm} + T_{скв}}{\ln\left(\frac{T_{скв}}{T_{ycm}}\right)}. \quad (15)$$

$\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; θ_e – параметр, учитывающий гидравлические потери при движении газа в НКТ и определяемый по формуле:

$$\theta_e = \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot (e^{2 \cdot S} - 1)}{d_{вн}^5}, \quad (16)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления фонтанных труб; $d_{вн}$ – внутренний диаметр фонтанных труб.

Так как исследования проводились с выпуском газа в атмосферу, то $P_{ycm} = 0,1$ МПа. Отсюда дебит равен:

$$Q = \sqrt{\frac{P_{заб}^2 - P_{ycm}^2 \cdot e^{2 \cdot S} \cdot d_{вн}^5}{1,377 \cdot \lambda \cdot Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot (e^{2 \cdot S} - 1)}}. \quad (17)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта дебита скважины № 2101 на пяти режимах

№ режима	$\bar{\rho}$	Z_{cp}	T_{cp} , °K	P_{cp} , МПа	λ	d_e , м	Q, тыс. м ³ /сут.
1	0,72	0,83	300	3,549	0,0023	0,168	240,42
2				3,291			286,85
3				3,095			316,3
4				2,868			331,63
5				2,664			349,9

2. Построим график зависимости ΔP^2 от Q. Определим недостающие данные (табл. 9).

Таблица 9 – Данные для построения графика зависимости ΔP^2 от Q

Исходные данные			Расчётные данные		
$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	Q, тыс. м ³ /сут.	$P_{пл}^2$, МПа	$P_{заб}^2$, МПа	ΔP^2 , МПа ²
4,373	3,649	240,42	19,123	13,315	5,808
	3,391	286,85		11,499	7,624
	3,195	316,3		10,21	8,913
	2,968	331,63		8,81	10,313
	2,764	349,9		7,64	11,483

Как видно из рисунка 9, график не проходит через начало координат. Если индикаторная кривая не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют один или несколько параметров, связывающих ΔP^2 с дебитом скважины Q. Причём одна часть этих параметров должна быть измерена, а другая – определена.

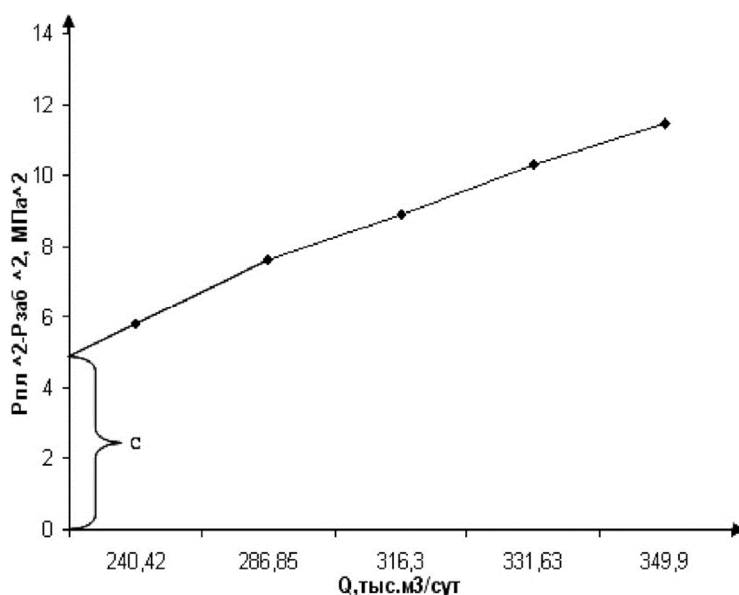


Рисунок 9 – График зависимости ΔP^2 от Q ($C = 4,89 \text{ МПа}^2$)

К измеряемым параметрам относятся пластовое и забойное давления и дебиты скважины на различных режимах. Фактором, искажающим форму индикаторной кривой, прежде всего, являются ошибки, допускаемые при измерении (определении) пластового и забойного давлений и дебита. Если проведено глубинное измерение с местной регистрацией, то на погрешность манометра накладывается и погрешность расшифровки диаграммы. В данном случае не рассматриваются неточности пластового и забойного давлений и дебитов на различных режимах, вызванные недодоставлением давления или недостабилизацией давления и дебита. Учитываются лишь погрешности, допущенные при измерении пластового и забойного давлений.

Таким образом, чтоб определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений необходимо учесть факторы, искажающие форму индикаторной кривой. Для этого необходимо построить зависимость $\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$ от Q , где C равно отрезку, отсечённому на оси ΔP^2 .

3. Определим коэффициенты фильтрационного сопротивления, построив график зависимости $\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$ от Q .

Определим недостающие данные (табл. 10).

Таблица 10 – Данные для построения графика зависимости $\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$ от Q

Q , тыс. м³/сут.	ΔP^2 , МПа²	C , МПа²	$\Delta P^2 - C$, МПа²	$\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$, МПа² / тыс. м³/сут.
240,42	5,808	4,89	0,918	0,0057
286,85	7,624		2,734	0,0095
316,3	8,913		4,023	0,0127
331,63	10,313		5,423	0,016
349,9	11,483		6,593	0,0188

Таким образом, уравнение притока газа к забою скважины № 2101 Ямбургского газоконденсатного месторождения, представляется в виде:

$$(P_{пл}^2 - P_{заб}^2) - 4,89 = 0,0038 \cdot Q + 0,00077 \cdot Q^2.$$

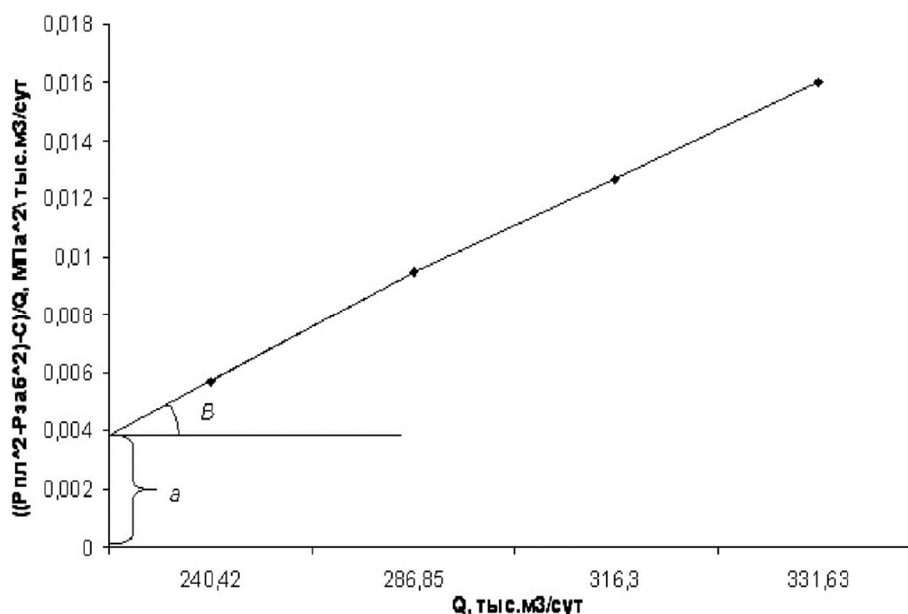


Рисунок 10 – График зависимости $\frac{\Delta P^2 - C}{Q}$ от Q : $a = 0,0038 \frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут.}}$; $b = \text{tg}B = 0,00077$

4. Определим проницаемость призабойной зоны пласта скважины № 2101 Ямбургского газоконденсатного месторождения по формуле:

$$k = \frac{\mu_e \cdot z \cdot P_{cm} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot a' \cdot h \cdot T_{cm}} \cdot \lg \left(\frac{R_k}{r_c} \right) =$$

$$= \frac{4,63 \cdot 10^{-16} \cdot 0,103 \cdot 386}{3,14 \cdot 0,018 \cdot 0,125 \cdot 293} \cdot 3,32 = 2,95 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2, \quad (18)$$

где $a' = a + \frac{C}{Q_{\text{max}}} = 0,0038 + \frac{4,89}{349,9} = 0,018 \frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут.}}$;

$\mu_e = 4 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с} = 4,63 \cdot 10^{-16} \text{ МПа} \cdot \text{сут.}$; $h = 0,125 \text{ тыс. м}$;

$\lg \left(\frac{R_k}{r_c} \right) = \lg \left(\frac{460}{0,22} \right) = 3,32$.

Мероприятия по улучшению исследований скважин

Факторы, влияющие на качество параметров, определяемых по результатам исследования

Количество определяемых параметров пласта и скважин зависит от качества измеряемых параметров, методов и расчётных формул для пересчёта этих параметров применительно к забойным условиям, технологии проведения исследования и выбранной методики обработки полученных данных. Рассмотрим каждый из перечисленных факторов, влияющих на качество определяемых параметров. К ним относятся коэффициенты фильтрационного сопротивления a , b и зависимость между депрессией на пласт, дебитом скважин и количеством твёрдых и жидких примесей в составе добываемого газа. Как коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b , так и истинная взаимосвязь депрессии на пласт с дебитом газа зависят от качества измерения давления. Применяемые измерители давления на промысле полностью подходят для выполнения поставленной задачи, так как более совершенные и точные измерители давления на газовых скважинах практически не применяются. Погрешности, связанные с измерением давления (в том числе и дебита через известное давление на ДИКТе или дифманометре), связаны не с неточностью использованных на предприятии ма-

нометров, а с особенностью Ямбургского месторождения, заключающейся в том, что из-за высокой проницаемости пласта создаваемая депрессия на пласт весьма незначительна и часто сопоставима с классом точности измерителей давления. Поэтому даже незначительные ошибки в измерении давления на отдельных режимах работы скважины в процессе ее исследования могут нарушить зависимость между депрессией на пласт и дебитом, характерную для данных месторождений или отдельных участков этих месторождений.

Следующим фактором, влияющим на качество определяемых параметров пласта и скважин, является методика, используемая при пересчёте устьевых давлений, измеренных при различных режимах работы скважины, на забойные. Причём ошибки формул для пересчёта устьевого статического давления на пластовое и устьевых давлений на забойные несопоставимы. Это связано с тем, что точность барометрической формулы выше, чем формулы для определения забойного давления по подвижному потоку газа в фонтанных трубах. Точность последней обусловлена шероховатостью труб, наличием внутрискважинного оборудования (пакера, муфт, клапанов), наличием жидкости в потоке и её влиянием на коэффициент гидравлического сопротивления и т.д. Перечисленные параметры могут изменить величину истинного забойного давления, сопоставимую с создаваемой депрессией на пласт. Отсутствие точных расчётных формул, позволяющих учесть влияние перечисленных выше параметров на забойное давление, делает безуспешными попытки устранения влияния методов расчёта забойного давления на качество определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и на связь депрессии на пласт с дебитом.

Другим фактором, влияющим на качество определяемых по результатам исследования параметров, является технология проведения исследования. Так как основным способом определения коэффициентов фильтрационного сопротивления и связи депрессии с дебитом газа являются исследования, проводимые при стационарных режимах фильтрации, эти исследования должны проводиться с соблюдением полной стабилизации дебитов и забойных давлений на различных режимах работы скважин и полного восстановления давления между режимами. Если эти условия не соблюдены, то необходимо использовать изохронный или экспресс-метод, отметив при этом в актах исследования способ и продолжительность испытания скважин.

Особое внимание следует обратить на результаты представленных исследований по установлению качественной связи между депрессией на пласт, дебитом газа и количеством жидких примесей на различных режимах. Ранее были приведены данные о продолжительности работы скважин на режимах как при стандартных, так и при специальных исследованиях. Эти данные не могут быть приняты в качестве времени, необходимого для стабилизации процессов разрушения призабойной зоны и выноса на поверхность продуктов разрушения на режимах, так как продолжительность 30 минут недостаточна для стабилизации количества твёрдых примесей при заданной депрессии.

Не менее важным фактором является и методика обработки результатов проведенных исследований. Как уже было отмечено, на предприятии «Ямбурггаздобыча» используется программа определения коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b , дебитов скважин, методом наименьших квадратов. Однако этот метод в условиях небольших депрессий на пласт, приближённого сравнительно неточного определения забойных давлений, а также при ограниченном числе режимов достаточно часто даёт неверные результаты по коэффициентам a и b , физическая сущность которых противоречит законам природы о сопротивлениях, возникающих при движении жидкости и газа в пористой среде.

Изменения в методике проведения и обработки результатов газогидродинамических исследований

Из анализа исследований, проведённых на ЯГКМ, следует, что необходимо внести некоторые изменения в методику проведения и обработки результатов исследования газовых скважин.

Исследование газовых скважин делится на два этапа: первый сводится к проведению исследований на скважине и записи первичных результатов, т.е. давлений и

температур; второй заключается в обработке результатов. Как правило, между первым и вторым этапами обычно проходит большой промежуток времени. До окончательной обработки результатов вид индикаторной кривой неизвестен. Поэтому невозможно на скважине проверить и вовремя исправить допущенные при исследовании ошибки.

Как следует из анализа многочисленных промысловых испытаний, неточности и ошибки в исследованиях объясняются именно тем, что во время проведения опытов не обрабатываются их результаты и не исправляются полученные искаженные экспериментальные данные. Последующее повторение исследований после второго этапа часто сопряжено с трудностями. В разведочных скважинах иногда невозможно повторить исследования при переходе на вышележащий горизонт или консервации скважины. Во время проведения специальных исследований скважины по циклам их обработка непосредственно на скважине приобретает ещё большее значение.

Поэтому необходимо в процессе исследования непосредственно на скважине производить первичную обработку исходных данных, т.е. определять дебиты газа, пластовое и забойное давления, строить кривые стабилизации и нарастания давления, индикаторные кривые и анализировать их вид и т.д.

При обработке результатов обычно проводятся стандартные расчёты Q , $P_{пл}$, $P_{сг}$ и т.д. Для ускорения расчётов и возможности их проведения на скважинах можно использовать соответствующие графики и номограммы.

Работа по исследованию газовых скважин при стационарном режиме фильтрации ведутся в направлении:

а) совершенствования методов и аппаратуры для исследования скважин, чтобы получить полный комплекс данных (исследование при выпуске газа в газопровод, изучение влияния глинизации призабойной зоны пласта, создание передвижных установок, построение номограмм);

б) изучение влияния различных ошибок в определении давления и дебита на форму индикаторной кривой;

в) изучение притока газа к забою и связанных с этим ошибок, если уравнения пишутся для идеальных газов.

Исследования скважин с выпуском газа в газопровод

Выпуск газа в атмосферу при исследовании может быть допущен только в случае, если исследуемая скважина не подключена к газопроводу, и при наличии резких колебаний давления в газосборной сети в течение периода исследований скважин на данном – режиме работы скважины в случае некритического истечения газа на штуцере. Последнее, как показывает практика, встречается очень редко, т.е. большую часть скважин можно исследовать при направлении газа в газопровод. В этом случае:

а) более точно определяют параметры пласта, особенно при продолжительном периоде стабилизации забойного давления;

б) более правильно устанавливают технологический режим работы скважины, так как исследование может продолжаться более длительное время и имеется возможность в сепараторах точнее измерить количество жидких и твёрдых примесей на различных режимах работы, т.е. установить предельные дебиты и депрессии во время выноса породы и подтягивания конуса подошвенной воды;

в) выясняют условия гидратообразования и выбирают наиболее эффективную технологическую схему сепарации газа;

г) улучшаются условия испытания; отсутствуют шум и вибрация оборудования;

д) устраняются потери газа.

Исследуя скважины при поступлении газа в газопровод и обрабатывая по методике можно определить коэффициенты a и b и пластовое давление, не останавливая скважины. Это позволяет осуществить испытание всех эксплуатирующихся скважин одновременно, соответственно уменьшая и увеличивая дебиты отдельных скважин с таким расчётом, чтобы суммарный их дебит оставался неизменным.

Однако при исследовании с выпуском газа в газопровод разница между пластовым и устьевым (после сепаратора) давлением должна компенсировать потери давления при движении газа в пласте до забоя, по стволу скважины, а также потери в сепараторах.

раторе на всех 5–6 режимах, предусмотренных методикой исследований. В некоторых случаях, т.е. когда скважины вскрывают пласты с низким давлением, и практически на всех месторождениях на завершающей стадии их разработки, исследования с выпуском газа в газопровод встречаются определённые трудности. Это связано с тем, что небольшая разница между давлением в газопроводе и устьевым давлением после сепаратора ограничивает число режимов исследования. С целью обеспечения достаточно широкого диапазона изменения устьевого давления на общей схеме оборудования скважины, подключённой к газосборному пункту, предусмотрена факельная линия для проведения части исследований с выпуском газа в атмосферу.

Порядок проведения испытания скважин с выпуском газа в газопровод методом установившихся отборов заключается в следующем.

Оценивается дебит исследуемой скважины по формулам:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 \cdot (B + \Theta) \cdot (P_{пл}^2 + P_{атм}^2 \cdot e^{2 \cdot S})}}{2 \cdot (B + \Theta)}; \quad (19)$$

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 \cdot (B + \Theta) \cdot (P_{пл}^2 - P_2^2 \cdot e^{2 \cdot S})}}{2 \cdot (B + \Theta)}. \quad (20)$$

Формула (19) показывает предельное значение дебита, обусловленное характеристикой пористой среды и конструкцией скважины, при испытании с выпуском газа в атмосферу.

Формула (20) показывает предельную производительность скважины при поддержании заданного после диафрагмы давления P_2 в системе сбора и транспорта газа.

Все данные из формул берутся из предыдущих исследований. Если скважина исследуется впервые, то дебит оценивается ориентировочно по данным соседних скважин, соответствующим по своим геолого-техническим параметрам исследуемой скважины, а также с учётом данных её продуктивности.

В зависимости от числа предполагаемых режимов полученный дебит скважины равномерно делится на число этих режимов так, чтобы режим с максимальным дебитом соответствовал 80 % максимума шкалы измерителя. Режимы, попадающие по дебиту ниже 30 % шкалы замера, должны быть исследованы другим дифманометром, максимум которого соответствует 30 % первого.

Если исследования проводятся одним из ускоренных методов, то один из режимов, на котором требуется полная стабилизация всех параметров, выбирается таким, чтобы исключались возможности накопления в стволе скважины жидкостной или песчаной пробки, а также влияние упругих свойств пласта и флюидов на характерную зависимость между дебитом и депрессией на пласт.

Если дебит скважины значительно ниже, чем верхний предел номинальной работы дифманометра на высокую производительность, то исследование на всех либо на большинстве режимов проводится расходомером на низкую производительность.

Измерение давления до диафрагмы и перепада давления можно осуществить как самим дифманометром, так и отдельными образцовыми манометрами синхронно с измерением давлений на устье и забое скважины.

Необходимое давление после диафрагм определяется предварительно с учётом устьевого давления, длины шлейфа и давления сепарации или транспорта газа и устанавливается путем использования штуцеров или регулируемых задвижек.

Литература

1. Годовые отчёты по геологии и разработке Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой : ООО «Ямбурггаздобыча», 2012–2014.
2. Отчёт по геологии и разработке Ямбургского газоконденсатного месторождения за 2018 год. – Новый Уренгой : ООО «Газпром добыча Ямбург», 2018.
3. Алиев З.С., Хабибуллин Р.А., Панкин Н.А. Анализ результатов исследований газовых скважин Ямбургского ГКМ и Заполярного ГНКМ. – Казань : Издательство Казанского государственного технического университета, 1999. – 140 с.

4. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Гриценко А.И. [и др.]. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
6. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений : учебное пособие / под общ. ред. проф. Ю.П. Коротаева. – М. : Недра, 1974. – 373 с.
7. Зотов Г.А., Тверковин С.М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. – М. : Недра, 1970. – 192 с.
8. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
12. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
13. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
14. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.
15. Шальская С.В., Савенок О.В., Петрушин Е.О. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 44 с.
16. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 57–60.
17. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 252–254.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 35–42.
19. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 275–278.
20. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Международный научный журнал «Наука и Мир». – Волгоград : Издательство «Научное обозрение», 2015. – № 6 (22), 2015. – Т. 1. – С. 144–153.
21. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 63–72.
22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Техническая характеристика скважин и оборудования для проведения гидродинамических исследований // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 73–83.
23. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.

25. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
26. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 4. – С. 34–44.
27. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамическое исследование газовых скважин и их применение на Южно-Луговском газовом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 24–44.
28. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
29. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
30. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
31. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.
32. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 215–226.
33. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 173–180.
34. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 139–145.
35. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 162–173.
36. Султанова М.В., Гафуров А.И., Шарафутдинов Р.Ф. Термогидродинамические эффекты в многофазных средах // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 164–167.

References

1. Annual reports on geology and development of the Yamburg OGCF. – Novy Urengoy : Yamburggazdobycha LLC, 2012–2014.
2. Report on geology and development of the Yamburg gas condensate field for 2018. – Novy Urengoy : ООО Gazprom dobycha Yamburg, 2018.
3. Aliyev Z.S., Khabibullin R.A., Pankin N.A. Analysis of results of gas squares research of Yamburgskoye GCF and Zapolyarnoye GCF. – Kazan : Publishing House of Kazan State Technical University, 1999. – 140 p.
4. Bulatov A.I. [et al]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for students of higher education institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Gritsenko A.I. [et al]. Well Research Manual. – M. : Nauka, 1995. – 523 p.

6. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields : a textbook / under general editorship. prof. Yu.P. Korotaeva. – M. : Nedra, 1974. – 373 p.
7. Zotov G.A., Tverkovin S.M. Gas-hydrodynamic methods of gas wells research. – M. : Nedra, 1970. – 192 p.
8. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex investigation of gas and gas condensate formations and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research at construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
12. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
13. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
14. Shagiev R.G. Well investigation by KVD. – M. : Nauka, 1998. – 304 p.
15. Shalskaya S.V., Savenok O.V., Petrushin E.O. Interpretation of hydrodynamic research results: methodological guidelines for practical classes in the discipline «Interpretation of hydrodynamic research results» for bachelor students of all forms of education and MIPPS direction of training 21.03.01 «Oil and gas business» (profile «Operation and maintenance of oil production facilities»). – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 44 p.
16. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. (profile «Operation and maintenance of oil production facilities»). The influence of heterogeneity of the reservoir on the result-tatas of gas-hydrodynamic studies // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 57–60.
17. Mamedova M.A. Investigation of parameters of the bottomhole zone of cracked reservoirs in unsteady mode // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. Sci. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 252–254.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 3. – P. 35–42.
19. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Hydrodynamics study of horizontal wells // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of developing hydrocarbon and ore minerals deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
20. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Datsenko E.N. Gas-hydrodynamic research of the gas and gas-condensate wells of the Orenburg oil-gas-condensate field // International scientific journal «Nauka i Mir». – Volgograd : Publishing house «Nauzhnoye Obozrenie», 2015. – № 6 (22), 2015. – Vol. 1. – P. 144–153.
21. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Datsenko E.N. Gas-hydrodynamic methods of gas wells investigation at stationary filtration modes on the example of Yamburg gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – № 2. – P. 63–72.
22. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Technical characteristics of wells and equipment for hydrodynamic research // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – № 2. – P. 73–83.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the modern technologies of interpretation of the hydrodynamic research results of the horizontal wells // Gornyi informational-analytical bulletin (scientific and technical journal). – M. : Gorniyaya Kniga Publishing House, 2015. – № 10. – P. 397–405.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a mathematical model of the pressure change in the process of a horizontal well investigation // Petroleum engineer. – 2015. – № 3. – P. 44–48.
25. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Determination of the formation liquid flow rate with account of the borehole axis deviation from the normal to the rock formation plane // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 11. – P. 9–13.
26. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Interpretation of the results of the horizontal well testing and analysis of the obtained data by the example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // Petroleum engineer. – 2015. – № 4. – P. 34–44.

27. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Hydrodynamic research of the gas wells and their application at Yuzhno-Lugovskoye gas field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 4. – P. 24–44.
28. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a technique for determination of the formation parameters according to the data of the horizontal well investigation and estimation of applicability of the radiated data // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 1. – P. 43–47.
29. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of the existing methods for determination of the formation parameters according to the data of the hydrodynamic investigations of the horizontal wells // Nefteproslovlennye delocal. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
30. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination methods according to the data of the horizontal well investigations, its features and new possibilities // Science and technology in gas industry. – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
31. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of a technique reliability of the reservoir parameters determination on the data of the horizontal wells research // Science and technology in gas industry. – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
32. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by the results of hydrodynamic research at an established filtration // Bulatovskie readings: Proceedings of the First International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 215–226.
33. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Carrying out a complex of geophysical works in wells of Yamburg gas condensate field // Bulatovskie readings: materials of II International scientific-practical conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2018. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 173–180.
34. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of the results of operation of horizontal wells, the efficiency of sidetracking and work on their deepening in the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 Part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 139–145.
35. Sopnev T.V., Beketov S.B. Clarification of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit of the Yuzhno-Russkoe field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House - South, 2018. – T. 2 in 2 Part: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 162–173.
36. Sultanova M.V., Gafurov A.I., Sharafutdinov R.F. Thermohydrodynamic effects in multiphase media // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. Tekhnologii, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Proforecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 164–167.