



УДК 622.276.031.011.43

АНАЛИЗ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИКАСПИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

ANALYSIS OF GAS-HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELLS ON THE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD OF THE CASPIAN OIL AND GAS PROVINCE

Петрушин Евгений Олегович

начальник укрупнённого нефтепромысла № 4
ООО «ННК – Северная нефть»
eopetrushin@yahoo.com

Григулецкий Владимир Георгиевич

доктор технических наук,
профессор,
заведующий кафедрой высшей математики
Кубанский государственный аграрный университет
имени И.Т. Трубилина
gvg-tnc@mail.ru

Аннотация. Объектом для детального изучения методик проведения и интерпретации газогидродинамических исследований скважин выбрано нефтегазоконденсатное месторождение, относящееся к Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Интерпретация газогидродинамических исследований позволяет оценить продуктивные и фильтрационные характеристики пластов и скважин, а также особенности призабойной и удалённой зон пласта. Такие исследования являются прямым методом определения фильтрационных свойств породы пласта-коллектора, характера насыщения пласта, а также свойств пластовых флюидов. Исследования скважин на стационарных режимах позволяют устанавливать или корректировать технологический режим работы скважины. Что очень важно, так как правильно подобранный технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин обеспечит максимально возможный дебит скважины в условиях действия ограничивающих факторов, при соблюдении техники безопасности и экологических норм и правил данного региона. В ходе исследований на нестационарных режимах получают широкий диапазон знаний о характеристиках различных зон пласта. Проводится оценка проницаемости и её изменение на всём радиусе контура притока скважины. Имеется возможность анализа проницаемости в вертикальном направлении и параметра анизотропии. Ввиду широкого распространения горизонтальных скважин эти параметры являются достаточно важными.

Ключевые слова: приборы и оборудование для проведения исследований; наземное и глубинное оборудование; газогидродинамические исследования скважин; технология проведения газогидродинамических исследований скважин; исследования на стационарных режимах; исследования на нестационарных режимах.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Head of the enlarged oil field № 4
of «NNK – Severnaya neft»
Limited Liability Company
eopetrushin@yahoo.com

Griguletsky Vladimir Georgievich

Doctor of Technical Sciences,
Professor,
Head of the Department
of Higher Mathematics,
Kuban state agrarian university
named after I.T. Trubilin
gvg-tnc@mail.ru

Annotation. An oil and gas condensate field belonging to the Caspian oil and gas province was selected as the object for a detailed study of the methods for conducting and interpreting gas-hydrodynamic well studies. Interpretation of gas-hydrodynamic studies allows us to evaluate the productive and filtration characteristics of formations and wells, as well as the features of the bottom-hole and remote formation zones. Such studies are a direct method for determining the filtration properties of the reservoir rock, the nature of formation saturation, and the properties of formation fluids. Well studies in stationary modes allow us to establish or adjust the technological mode of well operation. This is very important, since a correctly selected technological mode of operation of gas and gas condensate wells will ensure the maximum possible well flow rate under conditions of limiting factors, while observing safety precautions and environmental standards and rules of the region. In the course of studies in non-stationary modes, a wide range of knowledge is obtained about the characteristics of various formation zones. The permeability and its change are assessed over the entire radius of the well inflow contour. It is possible to analyze the permeability in the vertical direction and the anisotropy parameter. Given the widespread use of horizontal wells, these parameters are quite important.

Keywords: instruments and equipment for conducting research; surface and deep equipment; gas-hydrodynamic well research; technology for conducting gas-hydrodynamic well research; research in stationary modes; research in non-stationary modes.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение расположено на восточном борту Прикаспийского бассейна. Месторождение открыто в 1979 году, введено в разработку в 1984 году. В период опытно-промышленной эксплуатации месторождение разрабатывается на истощение. По ряду причин разработка началась с верхних продуктивных отложений.



Добыча неуклонно возрастала по мере введения в строй новых скважин и достигала стабильной производительности свыше 12000 тыс. м³/сут (4,4 млрд м³/год) газа и 12000 тонн/сут. (4,4 млн тонн/год) жидких углеводородов в 1990 году. Стабильный уровень поддерживался в течение 2 лет до середины 1992 года, когда начался постепенный спад.

Темпы добычи жидкости и газа упали до уровня ниже 3000 тонн/сут. (1,1 млн тонн/год) по жидкости и 3000 тыс. м³/сут. (1,1 млрд м³/год) по газу в 1994 году. Для такого спада был ряд причин, среди которых технические проблемы на скважинах и недостаток финансирования для исправления положения, а также скважины были остановлены, т.к. пластовые давления приблизились к ныне принятым давлениям точки росы. На добычу также повлияли ограничения продукции, установленные Оренбургским газоперерабатывающим заводом. Совокупная добыча с месторождения до сентября 2006 года равна 33 млн тонн нестабилизированной жидкости и 37 млрд м³ газа.

На сегодняшний день пермские и каменноугольные эксплуатационные скважины обладают различными производственными характеристиками по причине гораздо более неоднородного характера пермской части месторождения. Как правило, пермские эксплуатационные скважины имеют более высокий первоначальный дебит, обычно производя свыше 1 млн м³ газа в сутки. Однако спад происходит очень быстро – часто до 50 % первоначального дебита в течение нескольких месяцев.

Каменноугольные скважины, напротив, не дают такого высокого первоначального дебита, а также обычно не дают быстрого спада добычи. Первоначальный дебит газа обычно составляет 600 тыс. м³/сут. и 600 тонн/сут. жидких углеводородов, и он остаётся постоянным. Газовый фактор тоже относительно постоянен. В каменноугольных скважинах дебит иногда падает, однако спад не так резок, как в типичных пермских скважинах.

Карбонатный коллектор, приходящийся на интервал от нижней перми до верхнего девона, содержит 1,236 млрд тонн геологических запасов жидких углеводородов и 1,371 трлн м³ геологических запасов газа (17,78 млрд баррелей нефтяного эквивалента).

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная. Высота газоконденсатной части достигает 1420 м, толщина нефтяного слоя 200 м. Продуктивными являются биогермные известняки, доломиты и переходные разности. Возрастной диапазон продуктивных отложений достаточно широкий – от заволжского горизонта верхнего девона до артинского яруса нижней перми.

Покрышкой является галитовая толща иреньской свиты кунгурского яруса, а в местах её отсутствия, обусловленных солянокупольной тектоникой, – терригенно-галогенная толща казанского и уфимского ярусов верхней перми.

Верхняя точка залежи расположена на отметке минус 3526 м. Газонефтяной контакт установлен на отметке минус 4950 м, водонефтяной контакт, как показано на рисунке 1, на отметке минус 5150 м.

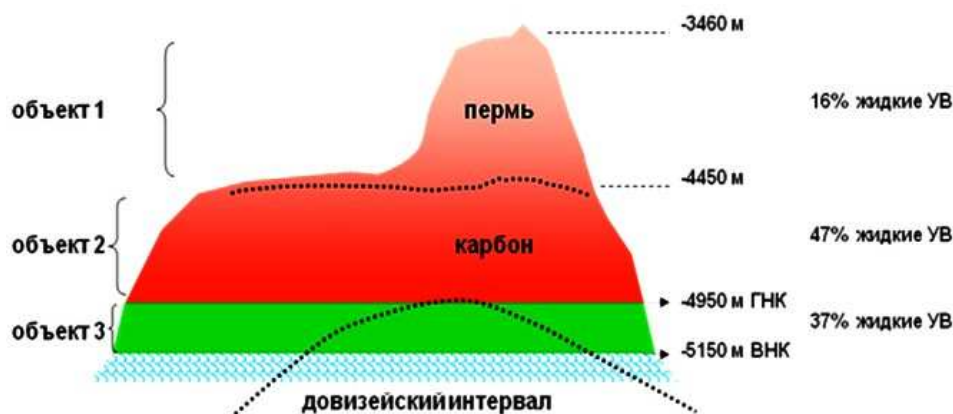


Рисунок 1 – Нефтегазоносность нефтегазоконденсатного месторождения

От верха пермского периода (около 3600 м ниже уровня моря) до глубины около 4950 м ниже уровня моря в каменноугольном резервуаре газовый конденсат медленно становится жирнее с увеличением глубины. Полученный при добыче газовый фактор уменьшается с приблизительно 2000 м³ в верхней части газового резервуара до приблизительно 800 м³ при глубине 4950 м ниже уровня моря.

Остаточная нефть, как видно, занимает около 4,5 % всего порового пространства в газовом резервуаре месторождения. Так как эта нефть не находится в состоянии равновесия с газом, газ в результате недонасыщен, так что конденсат не выпадает немедленно при снижении давления в резервуаре.



Пластовый газ в целом состоит на 70 % из метана, этана на 6 %, около 3 % пропана и других газов – 21 %. В газе содержание сероводорода до 4 %. Давление газа в пласте достигает 60,8 МПа. Пластовый газ рассматриваемого месторождения характеризуется значительным отклонением от законов идеального газа, в частности, высоким значением коэффициента сжимаемости.

Начальные запасы НГКМ составляют 1,35 трлн м³ газа и 1,2 млрд тонн нефти и газового конденсата.

Анализ текущего состояния разработки месторождения

Добыча, подготовка и переработка углеводородного сырья осуществляются на трёх основных взаимосвязанных установках: перерабатывающем комплексе, установках комплексной подготовки газа УКПГ-2 и УКПГ-3. Распределение текущих показателей добычи углеводородов приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика объёмов добычи углеводородов

Показатель	2022	2023	2024
Общий объём добычи нефти, млн м ³	10466	11247	10953
Общий объём добычи газа, млн м ³	17659	18924	18913
Закачка газа в пласт, млн м ³	8040	9289	8589
Очищенный газ для собственных нужд, млн м ³	605,4	739,5	723,6

Протяжённость сети внутривысолевых трубопроводов, связывающих основные производственные объекты и транспортирующих сырьё со скважин и между объектами, составляет около 2000 км.

С начала 2024 года в производственных операциях на месторождении использовалась одна буровая установка. В сентябре, после утверждения работ по зарезке боковых стволов, мобилизован второй буровой станок. Три новые добывающие скважины введены в эксплуатацию, а также реанимированы две старые скважины и закончены как горизонтальные добывающие скважины после того, как из них пробурены боковые стволы.

В 2024 году началось бурение одной газонагнетательной скважины и ещё одного бокового ствола добывающей скважины. Пять скважин введены в эксплуатацию.

Фонд скважин месторождения представлен в таблице 2. Действующий фонд составляет 114 скважин при общем фонде 462. Основными причинами выхода скважин из действующего фонда являются наличие межколонного давления в скважинах и снижение пластового давления ниже давления начала конденсации.

Таблица 2 – Фонд скважин на месторождении

Фонд	Количество скважин, шт.	Фонд	Количество скважин, шт.
Действующий фонд	114	Промсточные	19
Бездействующий фонд	56	Обводнённые	8
Наблюдательные	19	Нагнетательные	17
В ожидании КРС	29	Специальные	13
В консервации	82	Ликвидированные	89
Контрольные	16		

Особенностью технологии разработки месторождения является совместная работа больших интервалов продуктивного разреза, включающих коллекторы, характеризующиеся различными фильтрационно-емкостными и флюидонасыщающими свойствами, при этом часть скважин работает на самостоятельные объекты разработки (I, II, III), в некоторых скважинах объекты разработки эксплуатируются совместно (I + II, II + III, I + II + III), в то же время выработка запасов осуществляется из скважин с разным характером вскрытия.

Из всех скважин эксплуатационного фонда, включая скважины, находящиеся в консервации – 51 % скважин с перфорированной эксплуатационной колонной, 36 % с открытым стволом и 13 % с перфорированной эксплуатационной колонной и открытым стволом.

В зависимости от толщины продуктивных отложений, их неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам и наличия непроницаемых прослоев длина интервалов перфорации изменяется от 12 м до 450 м, составляя в среднем 70 м. Длина открытого ствола в эксплуатационных скважинах изменяется от 12 м до 980 м, среднее значение около 400 м.

Увеличение фонда скважин на 21 ед. в сравнении с предыдущим годом обусловлено, главным образом, бурением новых горизонтальных скважин и бурением неглубоких наблюдательных скважин.



Из 82 законсервированных скважин 58 освоены, имеют либо открытый забой, либо перфорированы; 24 скважины не освоены, ожидают перфорации и освоения.

На рисунке 2 представлены эксплуатационные газовые скважины № 12, 13, 14 и 15 рассматриваемого месторождения, на которых проводились текущие гидродинамические исследования на стационарных и не стационарных режимах.



Рисунок 2 – Схема расположения скважин № 12, 13, 14 и 15, на которых проводились текущие гидродинамические исследования

Сбор продукции скважин

В существующей системе шлейфы из конденсатных скважин, расположенных в восточной части промысла, проложены прямо к манифольдам. Объём потока устьевого газа достигает 400–450 тыс. м³/сут. и абсолютным максимумом 900 тыс. м³/сут. для скважин очень высокой производительности. Температура фонтанирующего устья скважины обычно составляет 40 °С. Трубопроводы не имеют термоизоляции и рабочее давление их составляет 13 МПа. Газ поступает на установку при температуре 25 °С, что выше как температуры гидратообразования, так и точки помутнения. Статическое давление в скважине при закрытом устье составляет 35 МПа, поэтому все шлейфы и эксплуатационные манифольды спроектированы с учётом этого условия.

Добыча из скважин в западной и восточной частях промысла направляется на новые разделительные установки, расположенные на перерабатывающем комплексе.

Двухфазные магистральные линии, станции удалённых манифольдов и скважинные шлейфы подсоединены к двум входным сепараторам среднего давления через систему манифольдов с входным сепаратором низкого давления, получающим стабилизированный конденсат. Газ среднего давления из входных сепараторов направляется на нитку обеспечения точки росы неочищенного газа, причём газ низкого давления осушается и соединяется с газом среднего давления для повторного закачивания. Конденсат направляется на стабилизационные установки.

Повторное закачивание газа

Рассматриваемое месторождение является газоконденсатным и для того, чтобы улучшить общее извлечение жидкости в течение всего периода эксплуатации месторождения, по плану нужно осуществлять частичное закачивание газа в пласт. Начальный уровень закачивания газа составил 18 тыс. м³/сут. и далее он увеличился до 30 тыс. м³/сут. Нитки с компрессорами для нагнетания смонтированы рядом с УКПГ, они подают газ под давлением от 50 до 55 МПа на все существующие скважины, которые преобразованы для использования в качестве нагнетателей.

Компрессоры приводятся в движение газовыми турбинами, в блочном исполнении смонтированными на основании, номинальная мощность каждой из них составляет 6 тыс. м³/сут. Газ для нагнетания подаётся из манифольда нагнетания вниз по магистральным линиям, которые затем распределяют газ по нагнетательным скважинам через нагнетательные шлейфы.

Наземное оборудование для проведения гидродинамических исследований

При проведении газогидродинамических исследований на рассматриваемом месторождении с целью получения информации о давлении, температуре в стволе и на забое скважины, отбора проб скопившейся на забое жидкости производят спуски глубинных приборов. На рисунке 3 представлено оборудование устья фонтанной скважины для проведения глубинных замеров.

Основные элементы для спуска глубинных приборов в случае манометров-термометров с местной регистрацией – это лебёдка, установленная на спецмашине и оборудованная специальной проволокой, и лубрикатор.

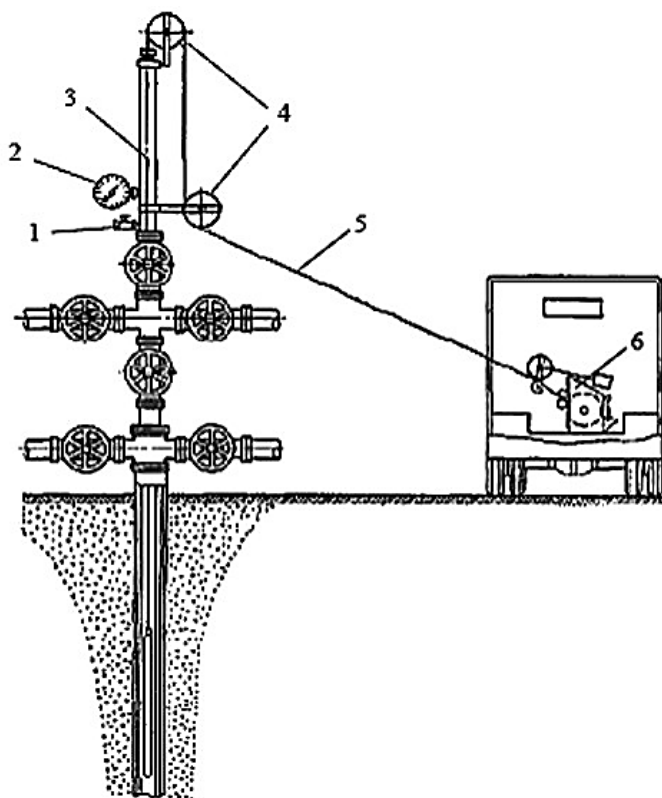


Рисунок 3 – Оборудование устья фонтанной скважины для проведения глубинных замеров:
 1 – запорный кран; 2 – контрольный манометр; 3 – лубрикатор ЛУ-65;
 4 – направляющие ролики; 5 – проволока; 6 – лебёдка

Лубрикатор ЛУ-65 предназначен для безаварийного проведения исследовательских работ на скважинах с избыточным давлением на устье, который оборудуется направляющими роликами, запорным краном и контрольным манометром.

Спецмашина с лебёдкой устанавливается с наветренной стороны либо с одной из сторон по ветру на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

Для измерения дебита используют диафрагменный измеритель критического течения, который устанавливают на факельные скважины. Конструкция ДИКТ, представленная на рисунке 4, включает в себя: отверстие для манометра, отверстие для продувочного вентиля, термокарман для установки термометра, сменную диафрагму, корпус и накидную гайку крепления диафрагмы.

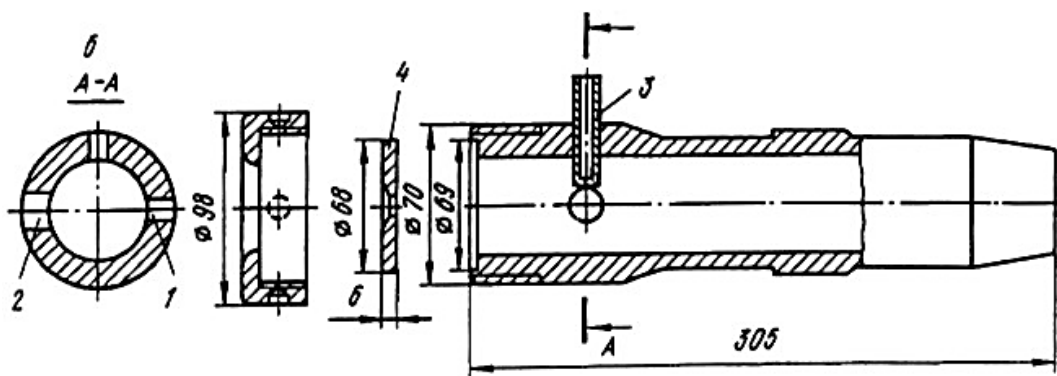


Рисунок 4 – Конструкция ДИКТ:
 1 – отверстие для манометра; 2 – отверстие для продувочного вентиля;
 3 – термокарман для установки термометра; 4 – сменная диафрагма; 5 – корпус;
 6 – накидная гайка крепления диафрагмы

Технические характеристики ДИКТ с внутренними диаметрами, равными 50 и 100 мм, приведены в таблице 3.



Таблица 3 – Основные характеристики диафрагменных измерителей критического течения

Техническая характеристика	ДИКТ-50	ДИКТ-100
Давление рабочее, МПа, не более	25	25
Диаметр внутренний, мм	50,8	101,6
Пропускная способность, тыс. ст. м ³ /ч	2,5–90	5–250
Длина, мм	550	600
Ширина, мм	145	200
Высота, мм	342	405
Масса, кг	18	23

С помощью установки «Надым-1» на месторождении определяются эксплуатационные характеристики скважин с учётом удельного количественного содержания твёрдой и жидкой фаз в газовом потоке, а также проводится измерение расхода сухого газа. Технические характеристики коллектора «Надым-1» приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные характеристики установки «Надым-1»

«Надым-1»	
Диаметр сопрягаемого трубопровода, мм	Ду100
Рабочее давление, МПа	16 или 10 или 5
Расход газа, млн. ст. м ³ /сут., не более	1,5
Содержание жидкой фазы в газе, г/ст. м ³ , не более	3–5
Диафрагменный измеритель критического течения ДИКТ-100	
Длина, мм	2465
Ширина, мм	865
Высота, мм	1040
Масса, кг (в зависимости от давления)	220 (5 МПа) 300 (10 МПа) 350 (16 МПа)

Установка состоит из следующих элементов: штуцера для замера давления, центробежные завихрители, отбойник, корпуса, обтекатель, фильтрующий элемент, кольцевая камера, отбойник примесей, каркас фильтрующего элемента, заглушка, ДИКТ, вентиль, термокарман, полухомут, штуцера для уравнильных трубок, контейнер, гайка накидная. Схема установки представлена на рисунке 5.

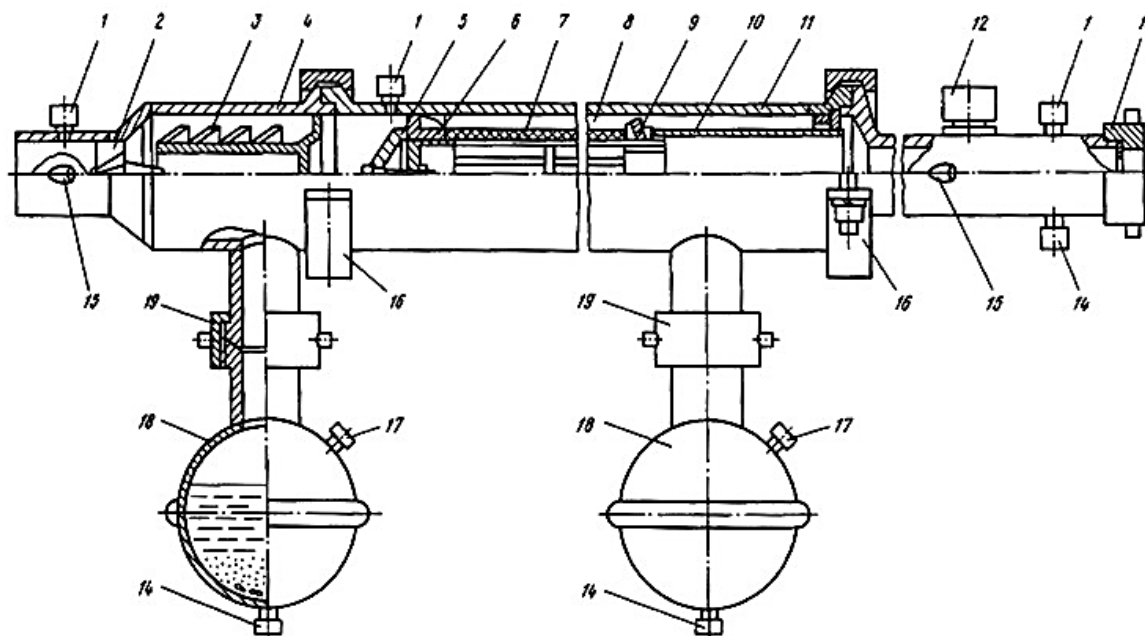


Рисунок 5 – Конструкция прибора «Надым-1»:

- 1 – штуцер для замера давления; 2 и 6 – центробежный завихритель; 3 – отбойник;
- 4 и 11 – корпус; 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 – штуцер для уравнильных трубок;
- 18 – контейнер; 19 – гайка накидная



В настоящее время для контроля за давлением и температурой при проведении исследований скважин используются высокоточные электронные устьевые манометры-термометры УМТ-01-25. Они устанавливаются в специализированные технологические отверстия в устьевой арматуре оператором по исследованию скважин.

Электронные устьевые манометры-термометры позволяют записывать в память информацию об измеряемых давлении и температуре для последующей передачи в персональный компьютер. Электронные манометры-термометры рассчитаны на предел измерений давления до 100 МПа. Диапазоны измерения температур внешним датчиком составляет от минус 40 до плюс 130 °С, при рабочем диапазоне температур – от минус 40 до плюс 60 °С.

Глубинное оборудование

В практике проведения газодинамических исследований глубинные замеры производятся значительно реже устьевых. На рассматриваемом месторождении используется автономный глубинный манометр-термометр САМТ-02, который работает в диапазоне температур от минус 40 до плюс 155 °С. Прибор обладает малыми порогами чувствительности по давлению 0,0001 МПа, по температуре 0,001 °С, объём внутренней памяти прибора составляет 2170 тыс. точек. Прибор может работать в нескольких режимах, отличающихся дискретностью проведения замеров от 1 с до 1 сут.

Манометр может быть спущен в скважину на трубах, скребковой проволоке. Прибор поставляется в двух исполнениях 28 и 32 мм, причём прибор диаметром 32 мм имеет особо коррозионностойкое исполнение. Информация с прибора считывается с помощью интерфейса, подключаемого к внешним открытым частям без разборки прибора.

Также из-за достаточно высоких давлений используется ряд глубинных манометров от зарубежных компаний. Так, используется глубинный манометр-термометр «Quartz Pressure Gauge 200 °С» от компании «NanGall Energy», а также прибор «K10 Quarts» компании «Kuster Company», которые используют для измерения кварцевые датчики.

Газогидродинамические исследования скважин

Основным видом контроля за разработкой и способом получения данных для составления проектов разработки являются исследования скважин. Данные, получаемые в ходе исследований, подразделяются на *прямые* и *косвенные*. Прямые данные получают в ходе лабораторных исследований путём анализа проб породы пласта-коллектора и насыщающих его флюидов. Косвенные данные получают с помощью геофизических, газогидродинамических и термодинамических исследований. Именно с помощью газогидродинамических методов получают информацию о свойствах пласта-коллектора на протяжении всего радиуса дренирования скважины.

Комплексное использование вышеперечисленных методов позволяет с высокой достоверностью получить сведения о свойствах пластовой системы.

В зависимости от степени изученности газового и газоконденсатного месторождений к газогидродинамическим исследованиям предъявляются различные требования. Выделяют следующие виды исследований:

- первичные;
- текущие;
- специальные.

На всех скважинах после их освоения проводятся первичные исследования, позволяющие определить потенциально возможную продуктивную характеристику, выявить факторы, влияющие на начало работы скважины, установить первый технологический режим эксплуатации, а также получить информацию, необходимую для создания или корректирования проекта разработки.

Периодичность проведения текущих исследований задаётся проектным документом. Они проводятся с целью получения информации об изменении свойств пласта и флюидов, определения состояния призабойной зоны и устойчивости режима работы. Данный вид исследования можно заменить сбором данных об эксплуатации особо оборудованной скважины.

Специальные исследования включают в себя контроль качества проведения текущих исследований, газоконденсатные исследования, анализ положения контактов флюидов, а также оценку продуктивности скважины до и после проведения работ по интенсификации.

Для проведения ГДИС используются различные методики, подразделяемые на исследования при стационарных и *нестационарных* режимах фильтрации. Знания о стационарности процесса ограничиваются точностью измерения используемого прибора, поэтому все процессы являются квазистационарными, а не истинно стационарными.

Приближённо время стабилизации оценивается по формуле:

$$t_{cm} = \frac{C \cdot R_k^2 \cdot m \cdot \mu}{k \cdot P_{nl}}$$



где t_{cm} – время, необходимое для стабилизации, с; C – численный коэффициент в пределах $0,122 \leq C \leq 0,350$; m – пористость, доли ед.; μ – коэффициент вязкости газа, Па · с; k – коэффициент проницаемости пласта, м²; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Методики, применяемые на стационарных режимах фильтрации, основаны на методах статистики. Они характеризуются изменением регулируемого параметра, которое позволяет проследить за характерным поведением других интересующих нас параметров и выделить постоянные стационарные значения на различных режимах. По набору статистических данных можно судить о характеристиках продуктивного пласта и призабойной зоны. Основная задача – выявление факторов, влияющих на скважину и установление технологического режима работы.

При нестационарных режимах фильтрации большое внимание уделяется именно характеру и темпу изменения определённых показателей при изменении одного из параметров системы. Основными методами являются:

- снятие кривой восстановления давления;
- снятие кривой стабилизации давления и дебита;
- гидропрослушивание.

Кривая восстановления давления является самым популярным методом исследований скважин. Он предоставляет достаточно большой диапазон знаний о характеристиках различных зон пласта. По данным кривой восстановления давления определяется проницаемость и её изменение на всём радиусе конура притока скважины. Также может быть определено наличие тектонических нарушений и линз, оценена проницаемость этих зон и расстояние до них в радиальном направлении.

Исследование проводится при остановке скважины, что является преимуществом, т.к. удаётся избежать потерь времени, затрат на работу и выбросов газа в атмосферу.

Ещё одним значительным преимуществом является возможность оценки проницаемости в вертикальном направлении и параметра анизотропии. Ввиду широкого распространения горизонтальных скважин эти параметры являются достаточно важными. Вертикальную проницаемость также определяют с помощью анализа керна, но данные, получаемые с помощью таких исследований, носят локальный характер.

Исследования на стационарных режимах

Условия проведения данного вида исследования включают в себя полную стабилизацию забойного давления и дебита на каждом режиме, полное восстановление давления между режимами, а также получение зависимости между депрессией на пласт и дебитом в широком диапазоне их изменения. Под *стабилизацией давления* понимают его изменение от пластового значения до рабочего давления на режиме. Под *восстановлением давления* понимают его изменение от рабочего значения на режиме до пластового давления. При невыполнении одного из условий исследования оно проводится по ускоренным методам.

Работы по исследованию скважин на стационарных режимах включают в себя следующий алгоритм:

- фиксация текущего устьевого давления, температуры газа на устье и дебита скважины;
- остановка скважины и снятие кривой восстановления давления до полного восстановления давления на устье;
- исследование скважины на выбранных 5–6 режимах прямого хода и 2–3 режимах обратного хода (во время работы скважины обязательное снятие кривых стабилизации давления и дебита);
- в конце работы скважины на каждом режиме фиксируется устьевое давление, дебит газа, температура на устье и количество выносимых твёрдых частиц. По окончании каждого режима обязательная остановка скважины для снятия КВД до полного восстановления давления;
- после завершения исследований проводится включение скважины в промысловый коллектор и запись кривой стабилизации давления и дебит.

Результаты исследования газовых и газоконденсатных скважин на стационарных режимах обрабатываются по двучленной формуле притока, строится индикаторная кривая, определяются коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Несоответствие индикаторной линии двучленному закону фильтрации возникает при неточном определении пластового или забойного давления, наличии жидкости на забое, неточности пересчёта устьевого давления на забойное.

Выделяются следующие факторы, влияющие на форму индикаторных кривых:

- неполное восстановление или стабилизация пластового или забойного давления соответственно;
- отсутствие учёта изменения свойств пластового флюида в процессе исследования;
- влияние кольматации.

Исследования на нестационарных режимах

При исследованиях на нестационарных режимах проводится запись КВД, которая представляет собой кривую зависимости давления от времени исследования, получаемую при закрытии скважины.



До закрытия скважина работает с постоянным дебитом. Измеряется изменение давления с определённым шагом по времени до полного восстановления. Обязательно фиксируется время восстановления давления и значение забойного давления в момент закрытия.

Выделяют 3 математические модели обработки этих кривых:

1) модель бесконечного пласта при длительной работе скважины до исследования. Принимается, что на границе радиуса контура питания нет влияния других объектов, давление не является фиксированной величиной. В таком случае используется метод Миллера-Дайса-Хатчинсона (MDH);

2) в случае если в бесконечном пласте скважина простаивала длительное время до проведения исследования, необходимо вывести её на режим и получить полную стабилизацию. Только после выполнения этого условия снимается кривая восстановления давления. Так как время работы скважины до исследования невелико, обработка производится методом Хорнера;

3) исследования скважины, расположенной на ограниченном пласте. На границу радиуса контура питания скважины влияют внешние параметры, например, работа соседних скважин. Метод ограниченного пласта используется чаще всего для обработки кривых восстановления давления скважин, размещённых кустовым способом.

Существует ограничение по опытным данным об эксплуатации кустовых скважин и их исследованиях. Если между забоями двух соседних скважин меньше 130–140 м, то необходимо на снятие кривой восстановления давления останавливать полностью весь куст; если больше 140 м, то можно обрабатывать кривую восстановления давления только по одной скважине, используя третий вариант обработки.

В большинстве случаев запись кривой восстановления давления проводится только на устье, забойное давление на различные моменты времени определяется с помощью различных методик пересчёта.

Список литературы:

1. Михайлов Н.Н. Микроструктурная смачиваемость нефтегазоконденсатных зон Карачаганакского месторождения / Н.Н.Михайлов, Л.С. Сечина // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № S2. – С. 17–22.

2. Петрушин Е.О. Газогидродинамические методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Шаг в будущее: научный и практический опыт развития, научные гипотезы, новизна и апробация результатов исследований: сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции (07–08 мая 2015 года, Санкт-Петербург). – СПб.: ООО «КУЛЬТ-ИНФОРМ-ПРЕСС», 2015. – С. 112–118.

3. Петрушин Е.О. Гидродинамические исследования скважин Северо-Харьягинского месторождения // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (18–22 мая 2015 года, г. Тюмень). – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2015. – С. 253–256.

4. Петрушин Е.О. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Е.Н. Даценко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 63–72.

5. Петрушин Е.О. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Технические и технологические системы: материалы VII Международной научной конференции «ТТС-15» (07–09 октября 2015 года, г. Краснодар). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2015. – С. 295–299.

6. Петрушин Е.О. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Е.Н. Даценко // Наука и мир. – 2015. – № 6-1(22). – С. 144–153.

7. Петрушин Е.О. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин / Е.О. Петрушин, О.В. Савенок, А.С. Арутюнян // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 10. – С. 397–405.

8. Петрушин Е.О. Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин сеноманской залежи Комсомольского месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука как движущая антикризисная сила: инновационные преобразования, приоритетные направления и тенденции развития фундаментальных и прикладных научных исследований: сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции (15–16 января 2016 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург: ООО «КУЛЬТ-ИНФОРМ-ПРЕСС», 2016. – С. 35–45.

9. Анализ гидродинамических исследований скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении / Е.О. Петрушин [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 51–76.

10. Петрушин Е.О. Определение эффективности использования гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Ф. Хабинеца // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 2(2). – С. 29–58.



11. Петрушин Е.О. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Н.М. Лешкович // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 215–226.

12. Петрушин Е.О. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.Г. Кусова // СЕВЕРГЕО-ЭКОТЕХ - 2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480.

13. Савенок О.В. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин / О.В. Савенок, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.

14. Анализ эффективности гидродинамических исследований скважин на Приобском месторождении / Е.П. Чуйкин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 11. – С. 74–78.

List of references:

1. Mikhailov N.N. Microstructural wettability of oil and gas condensate zones of Karachaganak field / N.N. Mikhailov, L.S. Sechina // Scientific Proceedings of NIPI Neftegaz SOCAR. – 2021. – № S2. – P. 17–22.

2. Petrushin, E.O. Gas-hydrodynamic methods of wells research at stationary filtration modes / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Step into the Future: scientific and practical experience of development, scientific hypotheses, novelty and approbation of research results: a collection of scientific articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference (May 07–08, 2015, St. Petersburg). – SPb. : LLC «KULT-INFORM-PRESS», 2015. – P. 112–118.

3. Petrushin E.O. Hydrodynamic studies of wells of the Severo-Kharyaginskoye field // New technologies – oil and gas region: materials of the All-Russian with international participation scientific-practical conference of students, graduate students and young scientists (May 18-22, 2015, Tyumen). – Tyumen Tyumen Industrial University, 2015. – P. 253–256.

4. Petrushin, E.O. Gas-hydrodynamic methods of gas wells research at stationary filtration modes on the example of the Yamburg gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, E.N. Datsenko // Science. Technics. Tekhnologii (Polytechnic bulletin). – 2015. – № 2. – P. 63–72.

5. Petrushin E.O. Gas-hydrodynamic studies of gas and gas condensate wells of the field / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan // Technical and Technological Systems: Proceedings of the VII International Scientific Conference «TTS-15» (October 07–09, 2015, Krasnodar). – Krasnodar : LLC «Publishing House – Yug», 2015. – P. 295–299.

6. Petrushin, E.O. Gas-hydrodynamic studies of gas and gas-condensate wells of the Orenburg oil and gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan, E.N. Datsenko // Science and the World. – 2015. – № 6-1(22). – P. 144–153.

7. Petrushin E.O. Analysis of modern technologies for interpreting the results of hydrodynamic studies of horizontal wells / E.O. Petrushin, O.V. Savenok, A.S. Arutyunyan // Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). – 2015. – № 10. – P. 397–405.

8. Petrushin E.O. Analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells in the Cenomanian deposit of the Komsomolskoye field / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan // Science as a driving anti-crisis force: innovative transformations, priority directions and trends in the development of fundamental and applied scientific research: a collection of scientific articles on the results of the International Scientific and Practical Conference (January 15–16, 2016, St. Petersburg). – SPb. : LLC «KULT-INFORM-PRESS», 2016. – P. 35–45.

9. Analysis of hydrodynamic studies of wells at the Urengoy oil-gas-condensate field / E.O. Petrushin [et al.] // Nauka. Technics. Tekhnologii (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – С. 51–76.

10. Petrushin, E.O. Determination of the efficiency of the use of hydrodynamic studies of wells in the Tengiz field / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan, F. Habineza // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming. – 2017. – № 2(2). – P. 29–58.

11. Petrushin E.O. Diagnostics of a gas well based on the results of hydrodynamic studies under steady filtration / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, N.M. Leshkovich // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 215–226.

12. Petrushin E.O. Oilfield studies of flow to horizontal wells and methods of oil and gas production intensification / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, L.G. Kusova // SEVERGEOECOTECH – 2021: reports of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 476–480.

13. Savenok O.V. Analysis of existing methods for determining reservoir parameters from the data of hydrodynamic studies of horizontal wells / O.V. Savenok, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Oilfield Business. – 2016. – № 4. – P. 23–28.

14. Analysis of the efficiency of hydrodynamic studies of wells at Priobskoye oilfield / E.P. Chuiкин [et al.] // Neft. Gaz. Novatsii. – 2015. – № 11. – P. 74–78.