

УДК 532.575.5

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**TECHNOLOGY AND TECHNOLOGY
OF GAS-HYDRODYNAMIC RESEARCHES OF WELLS
ON THE EXAMPLE OF THE YAMBURGSKOYE GAS-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 рассмотрены цели и задачи исследований пластов и скважин. Описаны исследования скважин сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения, рассмотрена технология проектирования разработки газового месторождения и её связь с объёмом работ по исследованию скважин, приведены особенности газогидродинамических исследований скважин, вскрывших сеноманские газовые залежи. Особое внимание уделено исследовательским работам в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения. Приведена оценка объёма и качества проводимых газогидродинамических исследований на Ямбургском ГКМ. Рассмотрена техника и технология проведения газогидродинамических исследований; описана подготовка и проведение газогидродинамических исследований при стационарных режимах фильтрации (определение коэффициентов фильтрационного сопротивления), а также ускоренные методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации (изохронный метод исследования скважин, ускоренно-изохронный метод исследования скважин, экспресс-метод исследования скважин и метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов).

Ключевые слова: газогидродинамические исследования скважин; определение коэффициентов фильтрационного сопротивления; ускоренные методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации; изохронный метод исследования скважин; ускоренно-изохронный метод исследования скважин; экспресс-метод исследования скважин; метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов.

Dylev Alexey Yuryevich

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

Petrushin Evgeniy Olegovich

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

Arutyunyan Ashot Straevich

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

Annotation. The article discusses the goals and objectives of reservoir and well research. The well studies of the Cenomanian deposits of the Yamburgskoye gas condensate field are described, the design technology for the development of the gas field and its relation to the volume of well research are considered, the features of gas-hydrodynamic studies of the wells that uncovered the Cenomanian gas deposits are described. Particular attention is paid to research in the wells of the Yamburgskoye gas-condensate field. The estimation of the volume and quality of gas-hydrodynamic studies at the Yamburgskoye gas-condensate field is given. The technique and technology of conducting gas-hydrodynamic studies; describes the preparation and conduct of gas-hydrodynamic studies at stationary filtration modes (determination of filtration resistance coefficients), as well as accelerated methods for researching wells at stationary filtration modes (isochronous method of well research, accelerated-isochron method of well research, express-method of well research and monotonous-step method changes in flow rates).

Keywords: gas-hydrodynamic studies of wells; determination of filtration resistance coefficients; accelerated methods for researching wells at stationary filtration modes; isochronous well survey method; accelerated isochronous method of well research; express well survey method; method of monotonous step change in flow rates.

Исследования скважин сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения

Исследование скважин проводят в процессе разведки, опытной и промышленной эксплуатации с целью получения исходных данных для определения запасов газа, проектирования разработки месторождений, обустройства промысла, установления технологического режима работы скважин, обеспечивающего их эксплуатацию при оптимальных условиях без осложнений и аварий, оценки эффективности работ по интенсификации и контролю за разработкой и эксплуатацией.

Содержание и объём исследовательских работ зависят от назначения геолого-технических условий.

По своему назначению испытания газовых скважин подразделяются на следующие:

1) *первичные исследования* проводятся на разведочных скважинах после окончания бурения. Их назначение состоит в выявлении добываемых возможностей скважины, т.е. максимально допустимого дебита, который может быть получен, исходя из геолого-технических условий, оценки параметров пласта и установлении первоначальных рабочих дебитов для опытной эксплуатации;

2) *текущие исследования* применяют для установления и уточнения технологического режима работы и текущей проверки параметров призабойной зоны пласта и скважины (один раз в год или чаще, в зависимости от условий работы скважин);

3) *контрольные исследования* осуществляются периодически с целью проверки качества текущих исследований, определения параметров пласта для составления проекта разработки и анализа разработки месторождения;

4) *специальные исследования* проводятся перед остановкой скважины на ремонт или выходе из ремонта, перед консервацией скважины и при расконсервации, до и после работ по интенсификации притока газа. К специальным также относятся испытания газоконденсатных скважин и испытания, проводимые с целью выяснения влияния засорения призабойной зоны глинистым раствором, а также испытания по определению скопления жидкости в стволе и призабойной зоне при различных условиях работы скважины.

Технология проектирования разработки газового месторождения и её связь с объёмом работ по исследованию скважин

Технология проектирования разработки газовых месторождений приближённым методом требует использования нескольких основополагающих условий, в частности: определения средневзвешенного по залежи пластового давления по уравнению материального баланса и определения средневзвешенных по дебиту коэффициентов фильтрационного сопротивления по данным разведочных скважин с последующей проверкой значений этих коэффициентов по данным исследования эксплуатационных скважин.

В основу уравнения притока заложена связь градиента давления и скорость фильтрации:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot h \cdot k \cdot h_{см}} \cdot Q \cdot \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 \right] + \frac{\rho_{атм} \cdot P_{атм} \cdot z \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{см}} \cdot Q^2 \cdot \left[\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_2 \right], \quad (1)$$

где

$$a = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{атм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot h \cdot k \cdot h_{см}} \cdot Q \cdot \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 \right];$$

$$b = \frac{\rho_{атм} \cdot P_{атм} \cdot z \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{см}} \cdot Q^2 \cdot \left[\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_2 \right], \quad (2)$$

В формулах (1) и (2) μ и z – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от температуры и давления газа. Пластовое давление месторождения в процессе разработки меняется от начального (11,73 МПа) до давления забрасывания месторождения. Характеры изменения коэффициентов вязкости газа и сверхсжимаемости при $T = T_{пл.н}$ и $0 \leq P_{пл.н} \leq 11,7$ МПа показаны на рисунках 1 и 2.

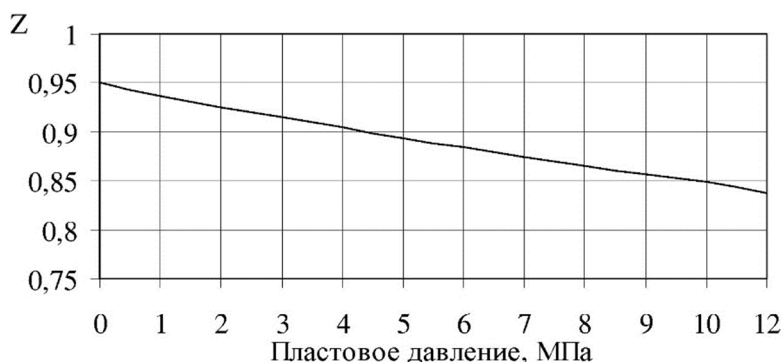


Рисунок 1 – Изменение коэффициента сверхсжимаемости z в процессе разработки

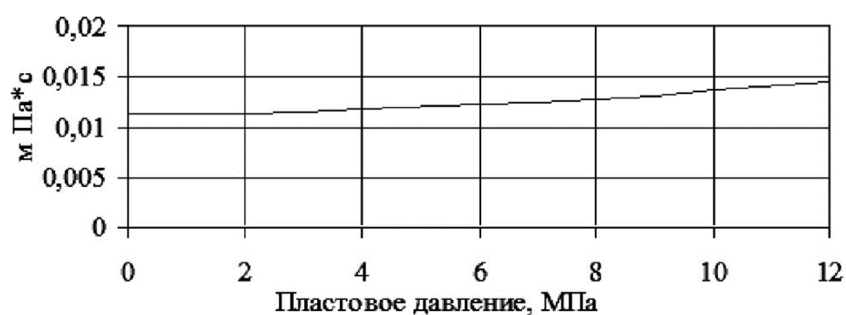


Рисунок 2 – Изменение коэффициента вязкости газа μ в процессе разработки

В процессе разработки месторождения по мере снижения пластового давления коэффициент вязкости снижается, а коэффициент сверхсжимаемости увеличивается. Произведение $\mu(P) \cdot z(P)$ практически остаётся постоянным.

Кроме коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости газа на величины коэффициентов фильтрационного сопротивления влияют возможное изменение коэффициентов проницаемости и макрошероховатости пласта от давления, т.е. $k(P)$ и $l(P)$. Изменение k и l от $P(t)$ связано двумя процессами: снижением пластового давления залежи, разрабатываемой на истощение, и созданием депрессии на пласт при эксплуатации скважин. Для рассматриваемого месторождения оба процесса практически не сказываются на коэффициентах проницаемости и макрошероховатости так как:

- начальное пластовое давление месторождения сравнительно низкое, а в коллекторе – высокопроницаемые несцементированные песчаники в меньшей степени подвержены изменениям;
- создаваемая депрессия на пласт не превышает 0,5 МПа. При такой депрессии коэффициенты k и l практически не меняются.

Из оставшихся параметров, входящих в формулу (2), на коэффициенты a и b влияют толщина пласта h , которая в процессе разработки уменьшается в результате подъёма ГВК, и коэффициенты несовершенства C_1 и C_2 . Ниже рассмотрены объективные причины изменения h , C_1 , C_2 в процессе разработки.

Рассмотрим влияние изменения эффективной толщины пласта $h(t)$. Толщина продуктивного пласта остается практически постоянной, если режим залежи газовый. Кроме того, толщина газоносного пласта остаётся постоянной, если залежь пластового типа. Тогда в процессе разработки толщина пласта в скважинах, расположенных в чисто газовой зоне, остаётся постоянной, а в зоне ГВК будет переменной. Интенсивность изменения начальной газоносной толщины зависит от активности водоносного бассейна, его размеров и упругих запасов; от темпа отбора газа и вертикальной проницаемости газоносного интервала и т.д.

Рассматриваемое месторождение относится к массивному типу залежей, проницаемость пласта высокая. Поэтому подъём ГВК идёт повсеместно в зависимости от интенсивности отбора газа и последовательности ввода в эксплуатацию отдельных участков залежи. Характер изменения пластового давления и соответственно подъём ГВК показывают, что коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b будут существенно увеличиваться, так как входящая в формулы (2) толщина пласта $h(t)$ будет непрерывно уменьшаться. Подъём ГВК был спрогнозирован на геолого-математических моделях зон, дренируемых скважинами, подключённых на УКПГ. При этом была восстановлена история разработки, а емкостные и фильтрационные параметры скорректированы так, чтобы получить фактический подъём ГВК по зонам, дренируемым отдельными УКПГ. Только после получения полного совпадения практического подъёма ГВК с модельным были спрогнозированы изменения толщины пласта по участкам $h_{мек}$ до 2016 года.

Однако если в процессе разработки залежи будут изменены отборы из отдельных участков и уточнены запасы дренируемых скважинами отдельных УКПГ, то прогнозируемые значения $h_{под. ГВК}$ к которому стремились при создании геолого-математических моделей зон, дренируемых отдельными УКПГ, могут не совпадать с фактическими.

Можно утверждать, что существенных отклонений $h_{мек}$ от прогнозируемых не будет, если запасы газа по зонам и темпы отбора останутся такими, какими они были запланированы по действующему проекту. Различие между фактическим подъёмом ГВК и модельным будет иметь место только из-за двухфазной газовой зоны, т.е. переходной зоны, используемой при моделировании. Естественно, что двухфазная зона всегда существует и её толщина зависит от проницаемости пласта, точнее от соотношения капиллярных и крупных каналов пористой среды.

Высота подъёма ГВК и текущая эффективная газонасыщенная толщина были учтены при прогнозировании изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления в процессе разработки Ямбургского месторождения.

Рассмотрим влияние коэффициентов несовершенства C_1 и C_2 . Коэффициенты несовершенства учитываются при определении дебита проектных скважин. В проекте обосновывается вскрытие пласта проектными скважинами с учётом наличия подошвенной воды и возможности обводнения скважин подошвенной водой. Степенью вскрытия пласта при этом и обуславливается величина допустимой депрессии на пласт. При обосновании проектных дебитов скважин возможность обводнения скважин не была определяющим фактором. Поэтому во всех скважинах, независимо от близости ГВК нижней границе интервала перфорации, допустимая депрессия на пласт была установлена 0,5 МПа (в некоторых материалах, посвящённых анализу разработки залежи, эта величина равна 0,6 МПа). Преждевременное обводнение скважин Ямбургского месторождения не произошло по двум причинам:

- 1) при проектном дебите скважин, принятым $Q_{нач} = 1$ млн. м³/сут., допустимая депрессия на пласт по большинству скважин оказалась в 1,5–2,0 раза меньше, чем $\Delta P = 0,5$ МПа. Поэтому более чем за 10 лет разработки месторождения при фактических вскрытиях пласта скважины не обводнились;
- 2) неоднородность, многослойность и анизотропия газоносного интервала к зоне между ГВК и нижней границей интервала перфорации исключили массовое обводнение скважин подошвенной водой.

Как было отмечено, в процессе разработки происходит подъём ГВК, что равносильно изменению несовершенства скважин по степени вскрытия. Чем выше поднимается ГВК, тем меньше степень вскрытия пласта, т.е. $h_{отн} = \frac{h_{вс}}{h(t)}$, и меньше коэффициенты несовершенства C_1 и C_2 . Подъём ГВК не только снижает коэффициенты несовершенства по степени вскрытия, но и снижает величину допустимой депрессии на пласт. Поэтому несмотря на снижение C_1 и C_2 , следовательно, и коэффициентов a и b , происходит снижение дебитов скважин из-за уменьшения величины $\Delta P_{доп}$. Суммарное изменение коэффициентов a и b от уменьшения $h_{мек}$, C_1 и C_2 с учётом $\mu(P) \cdot z(P)$ характеризуется ростом этих коэффициентов. Поэтому в результате роста коэффициентов a и b , уменьшения $\Delta P_{доп}$ и падения пластового давления дебиты скважин интенсивно снижаются. При проектировании разработки в основу прогнозных расчётов были заложены:

постоянные коэффициенты a и b ; постоянный дебит $Q = 1000$ тыс. м³/сут., достижение $\Delta P = 0,5$ МПа до $\Delta P = \text{const}$ и поэтому дебиты скважин оказались весьма высокими. Интенсивность влияния снижения коэффициентов несовершенства C_1 и C_2 и допустимой депрессии на пласт $\Delta P_{\text{доп}}$ при наличии возможности обводнения скважин подошвенной водой сопоставима. Как правило, степень вскрытия газоносного интервала скважинами превышает $h_{\text{отн}} \geq 0,5$. Значения коэффициентов C_1 и C_2 при $h_{\text{отн}} \geq 0,5$ показаны на рисунке 3.

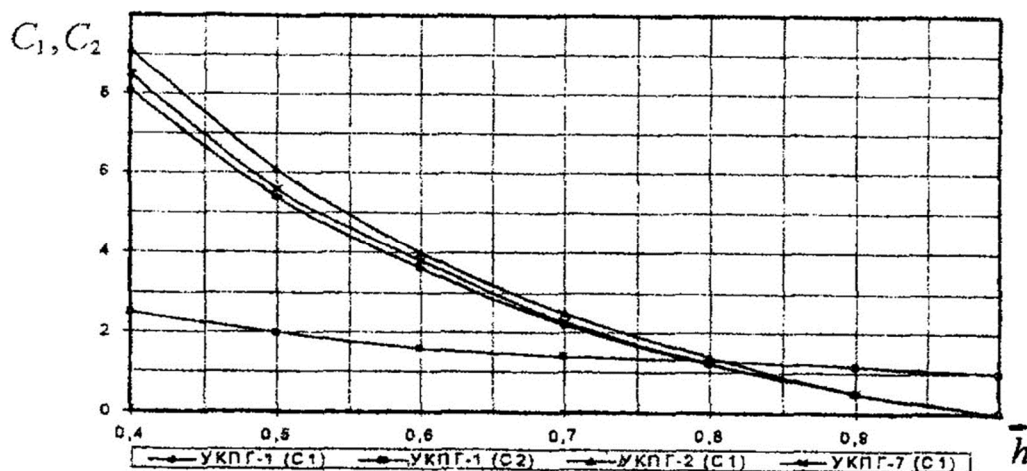


Рисунок 3 – Изменение коэффициентов совершенства в результате подъема ГВК в процессе разработки

Зависимости, показанные на этом рисунке, получены для осреднённых величин общих газоносных и вскрытых толщин по УКПГ-1-УКПГ-7. Для средних общих и вскрытых толщин УКПГ-1-УКПГ-7, исходя из прогнозных расчётов подъёма ГВК $h_{\text{под.ГВК}}$ и текущих пластовых давлений при $h_{\text{вск.нач}} = \text{const}$ определены допустимые разности квадратов давления в процессе разработки. Если в период падающей добычи газа из месторождения не менять $h_{\text{вск.нач}}$, то скважины будут обводнены. Это означает, что по мере подъёма ГВК необходимо поднять забои скважин.

Тогда влиянием коэффициентов C_1 и C_2 на коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b в процессе разработки можно пренебречь. Таким образом, изменение коэффициентов a и b будет связано только с изменениями коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости газа, и эффективной толщины продуктивного пласта.

Особенности газогидродинамических исследований скважин, вскрывших сеноманские газовые залежи

Как было отмечено выше, проектировщиком в проектах предусмотрены газогидродинамические исследования только при стационарных режимах фильтрации. Нестационарные режимы фильтрации не используются из-за высокой проницаемости сеноманских отложений и быстротечности процессов стабилизации устьевого давления и дебита после пуска скважин и восстановления давления после их закрытия. Исследования, проводимые при стационарных режимах фильтрации, преследуют в основном две цели:

- 1) определение по их результатам коэффициентов фильтрационного сопротивления;
- 2) установление зависимости между депрессией на пласт и дебитом скважин.

Исследования, проводимые с целью определения коэффициентов фильтрационного сопротивления, становятся ненужными, если прогноз основных показателей разработки месторождения осуществляется с помощью создания адаптирующихся геолого-математических моделей фрагментов залежи или месторождения в целом. Проекты разработки практически всех месторождений были составлены институтом «ВНИИГаз» по приближённой аналитической методике с использованием уравнения материального баланса и уравнения притока газа к скважине параболического типа с

постоянными, коэффициентами пропорциональности a и b между ΔP и дебитом Q . Было принято условие постоянства дебита $Q = 1000$ тыс. м³/сут. = const до достижения депрессия $\Delta P < 0,5$ МПа с последующим переходом на режим $\Delta P = 0,5$ МПа = const. Поэтому проектом предусмотрен регулярный контроль за значениями коэффициентов a и b . Позже будет показано, что в таком регулярном ежегодном по всему фонду скважин контроле коэффициентов a и b нет необходимости.

Таким образом, объёмы исследований по определению этих коэффициентов связаны методом прогнозирования основных показателей разработки месторождений. Эти исследования полезную дополнительную информацию при таком качестве исполнения не дают. Поэтому стандартные исследования обязательно должны быть только при первичных исследованиях новых скважин или же после проведения каких-либо ремонтно-профилактических работ в скважинах.

Однако следует подчеркнуть, что проведение стандартных исследований на скважинах, вскрывших сеноманские залежи, сопряжено с определёнными трудностями, вызванными высокой проницаемостью пласта. По большинству скважин изменение величины депрессии на пласт от режима к режиму ниже величины погрешности измерительных приборов, т.е. класса точности выпускаемых образцовых манометров. Следует подчеркнуть, что в таких условиях разброс точек при построении зависимостей

ΔP^2 и $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q вполне закономерен. Как отмечалось выше, при исследовании скважин диаметры диафрагмы, использованные на первом режиме, как правило, равнялись 0,017–0,019 м, а по какой причине не использовались диафрагмы с меньшими проходными сечениями не указывалось. Применяемые при исследовании измерители давления позволяют измерить давление с точностью до сотых долей атмосферы. Учитывая, что при использовании манометров с такой точностью и определении дебита измерителем критического течения при известном диаметре диафрагмы, по известной величине давления и температуры газа на ДИКТе, искомые коэффициенты a и b могли быть определены по кривым стабилизации забойного давления и дебита, снятые после пуска скважины на одном из режимов. Проектировщик должен был предусмотреть такой способ определения коэффициентов a и b , позволяющий существенно сократить объёмы исследовательских работ и потери газа, связанные с выпуском газа при стандартных исследованиях скважин и стационарных режимах фильтрации.

Таким образом, проводимые на предприятиях стандартные и специальные газогидродинамические исследования скважин оказались отчасти некачественными не из-за высокой продуктивности пласта, а из-за неправильно выбранной технологии исследований. В ходе разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения, начиная с 1985 года в процессе авторского надзора за выполнением рекомендаций проекта, ВНИИГаз должен был обнаружить качество исследовательских работ на предприятии и предложить другую технологию исследования и обработки полученных результатов. Такая работа не была выполнена ВНИИГазом в течение 13 лет. Поэтому используемые технологии стандартных и специальных исследований и методы их интерпретации остались неизменными до настоящего времени.

Исследовательские работы в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения

Исследовательские работы в скважинах проводятся геологической службой ООО «Газпром добыча Ямбург» по плану, согласованному с ОГ и РМ, ЦИТС и утверждённому главным геологом. В перечень исследовательских работ входят:

- замер статических давлений на устье эксплуатационных и наблюдательных скважин;
- проведение газодинамических исследований скважин;
- проведение специальных исследований скважин коллектором «Надым-1»;
- проведение глубинных замеров;
- обследование технического состояния скважин ЯГКМ;
- отбор проб жидкости на устье скважин;
- шаблонирование ствола скважины с определением текущего забоя.

Глубинные исследования на Ямбургском газоконденсатном месторождении в 2018 году проводились геологической службой с использованием автономных манотермометров АМТ-0,5 и АМТ-0,6 и на имеющейся технике, при помощи лебёдок ЛСГ-10А на базе автомобиля КАМАЗ-4310, АИС-1 (агрегат исследования скважин) со сменными барабанами лебёдок на базе автомобиля УРАЛ-5557-1112-10, а также ЛСВ-6 на базе ГАЗ-71.

В течение отчётного периода проведено 122 глубинных замера в эксплуатационных, а также выходящих из освоения, КРС и перед запуском в эксплуатацию скважинах.

На скважинах №№ 20П, 26П, 32П, 57Н, 59Н, 602П и 603П установлены стационарные манотермометры СМТ-2. Стационарный манотермометр предназначен для измерения давления и температуры по стволу скважины или на определённой глубине и подвешивается на одножильном каротажном кабеле. Использование стационарных манотермометров СМТ-2 позволяет снимать показания давления и температуры в скважине без осуществления спускоподъёмных операций. В течение года при помощи СМТ-2 произведено 20 замеров пластовых давлений и температур.

Итого с помощью АМТ и СМТ-2 за 2018 год на сеноманских скважинах было проведено 201 замер пластового давления и температуры.

Геологической службой согласно РД 39-093-91 проводились исследования по контролю за герметичностью эксплуатационной колонны при опрессовке методом снижения уровня.

Оценка объёма и качества проводимых газогидродинамических исследований на Ямбургском газоконденсатном месторождении

На Ямбургском месторождении (сеноманская залежь) проводятся газогидродинамические, гидрогеологические, специальные промыслово-геофизические исследования, а также исследования в наблюдательных скважинах.

Основанием проведения этих исследований являются рекомендации проекта разработки, приведённые в разделе «Контроль за разработкой месторождения». Проектом разработки установлен объём (периодичность) и метод исследования скважин. Проектом не предусмотрены исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации и численное определение коэффициентов фильтрационного сопротивления. Согласно проекту разработки, газогидродинамические исследования при стационарных режимах фильтрации предусмотрены в каждой скважине: первичные по выходу скважин из бурения и текущие для определения текущих значений коэффициентов фильтрационного сопротивления и сравнения их с проектными значениями.

Частота проведения стандартных исследований методом установившихся отборов установлена как ежегодная по всему эксплуатационному фонду скважин. Общее число проводимых стандартных исследований за последние 5 лет колеблется от 350 до 500 исследований. Как правило, стандартные исследования проводятся на 5 режимах. В отдельных случаях число режимов равняется 4 или 6–7 с повторением 1 или 2 режимов при прямом ходе изменения дебита. Стандартные исследования начинаются с диафрагмы диаметром $D_{\text{диаф}} = 0,017$ или $D_{\text{диаф}} = 0,019$ м и заканчиваются, как правило, диафрагмой $D_{\text{диаф}} = 0,035$ м. Поэтому за редким исключением дебиты скважины на 1-м режиме превышают 500 тыс. м³/сут. Это приводит к искажению начального участка индикаторной кривой в координатах ΔP^2 от Q и некачественному определению коэффициентов фильтрационного сопротивления. Работники предприятия не используют графический метод определения коэффициентов фильтрационного сопротивления, так как на предприятии принято обрабатывать результаты стандартных исследований численным методом, независимо от числа режимов исследования. Согласно представленным материалам, все газогидродинамические исследования на месторождении проводятся специальной группой исследователей и обрабатываются численно, методом наименьших квадратов с помощью персонального компьютера. Проектами разработки не оговорена технология проведения стандартных исследований, которые учитывали бы особенности сеноманских отложений Ямбургского месторождения. В проектах нет обоснования на проведение в каждой скважине ежегодно стандартных исследований, не установлены цели проведения в таком объёме этих исследований. Но так как проект принят ЦКР, предприятие выполняет практически полностью предусмотренный проектом объём исследований.

Предприятие, точнее группа исследователей, выполняет исследования, учитывая особенности сеноманских отложений. Используемая технология исследования и методика обработки полученных результатов накладывают на определяемые параметры погрешности, затрудняющие среди нескольких тысяч исследований найти так называемые «эталонные» зависимости между ΔP^2 и $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q . Из перечисленных видов исследований, проведенных в наблюдательных, эксплуатационных и пьезометрических скважинах, особый интерес представляют специальные газогидродинамические исследования, проведенные на скважинах УКПГ-2. Эти исследования являются основополагающими при обосновании технологических режимов работы скважин. Основная цель этих исследований заключается в установлении связи между градиентом давления и разрушением призабойной зоны с последующим выносом продуктов разрушения.

Основным источником информации о количестве примесей в добываемом газе при различных депрессиях на пласт являются результаты специальных исследований.

Технология проведения этих специальных исследований по установлению зависимости между депрессией на пласт, количеством твердых примесей и воды также не рекомендована проектом. Поэтому соответствие используемой на промысле технологии специальных исследований их назначению (цели) предопределено работниками предприятия.

Эти исследования выполнены при идентичных условиях, т.е. при депрессиях на пласт $0,02 \leq \Delta P \leq 0,5$ МПа, и, как было отмечено ранее, с использованием коллектора «Надым-1» и продолжительностью работы на отдельных режимах 0,5 часов. За указанное время выход примесей $Q_{пр}$ составлял в основном $0 \leq Q_{пр} \leq 30$ грамм. Причем выход твердых примесей во многих случаях не соответствовал закономерностям увеличения депрессии на пласт. Здесь же следует подчеркнуть, что все 50 специальных исследований, проведенные в скважинах не пригодны для выбора по этим результатам режима эксплуатации скважин. Также некачественные исследования выполнены по установлению величины выноса воды при различных депрессиях на пласт. Основными недостатками проведенных специальных исследований являются:

1. Продолжительность работы скважины на режиме.
2. Использование для установления зависимости между ΔP и $Q_{пр}$ коллектора «Надым-1», непригодного для определения указанных выше количеств твердых примесей. По данным этих исследований количество твердых примесей составляло 0; 5; 10; 15 и т.д. граммов за 30 минут работы скважины на заданном режиме.
3. Несоответствие в ряде случаев конструкции скважины, в частности, глубины спуска фонтанных труб, необходимой для подъема с забоя продуктов разрушения.
4. Неправильные выводы, сделанные авторами специальных исследований по зависимостям между депрессией на пласт, количеством выносимых твердых и жидких примесей.

Ответственными за неправильную технологию проведения специальных исследований, некачественные исследования и интерпретацию полученных результатов являются проектировщик, не указавший в проекте основные цели, технику и технологию этих исследований, и исследовательская группа, проводившая эти исследования. Все результаты, полученные специальными исследованиями для установления зависимости между депрессией на пласт, количеством твердых и жидких примесей, оказались непригодными для их использования при обосновании режима работы скважин. Поэтому в значительном числе скважин оказались песчаные пробки.

Остальные виды исследований, проводимые с целью контроля за изменением пластового давления и продвижения контакта «газ – вода», выполнены в приемлемых объемах и количестве. Следует подчеркнуть, что на предприятии особое и обоснованное внимание уделяется определению текущих забоев эксплуатационных скважин различных конструкций. Эти исследования позволяют установить связь между депрессией на пласт, разрушением призабойной зоны и выносом твердых и жидких примесей с текущим состоянием забоя скважин и высотой песчано-жидкостных пробок.

Подготовка и проведение газогидродинамических исследований при стационарных режимах фильтрации

Все скважины после завершения буровых работ, цементации, перфорации и оборудования необходимыми забойными и устьевыми устройствами подлежат освоению, т.е. замене глинистого раствора водой, а затем продувке в атмосферу с постепенным переходом на работу с газом. Режим освоения скважины должен быть выбран в зависимости от механических и фильтрационных свойств пласта, близости подошвенной или краевой воды, физических свойств бурового раствора, использованного при вскрытии продуктивного пласта, от возможности образования гидратов, песчаных или глинисто-песчаных пробок и от многих других факторов.

Дебит продувки, устьевое, затрубное и межколонное давления и температуры газа должны быть фиксированными. Фиксируется в обязательном порядке и продолжительность продувки с целью оценки потерь газа и конденсата в процессе продувки и для выбора методики обработки кривой восстановления давления, снятой при остановке после продувки. Продувка – освоение скважины существенно влияет на форму начального участка кривой восстановления давления. Продувка скважины без предварительно оценённого значения депрессии на пласт может привести к подтягиванию к скважине конуса подошвенной воды и к обводнению скважины. Продувка скважины без предварительной оценки режима эксплуатации скважины может привести к разрушению призабойной зоны и образованию глинисто-песчаных, песчаных пробок, а также к образованию гидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины. Поэтому перед продувкой скважины следует детально ознакомиться с геолого-физическими, термобарическими данными скважины. В соответствии с ожидаемыми дебитами следует выбрать конструкцию забойного и устьевого оборудования, диаметр и глубины спуска фонтанных труб, диаметр диафрагмы, исходя из ожидаемого устьевого давления.

Для качественной продувки скважины следует пользоваться многоцикловым методом освоения скважин, который заключается в следующем: сначала устанавливается диафрагма (штуцер) небольшого диаметра. Постепенно увеличивая диаметр диафрагмы, снимают 4–5 точек. Затем диаметр диафрагмы уменьшают до начального, установленного при прямом ходе, и при этом также снимают 4–5 точек в обратном порядке. Как правило, в процессе продувки делают 2–3 цикла, затрачивая на каждый режим 1800–2400 с. Цель многоциклового продувки заключается в очищении и контроле за состоянием призабойной зоны путём сопоставления кривых зависимостей депрессии на пласт от дебита. Если эти кривые совпадут, то это означает, что процесс продувки можно закончить. При этом все побочные факторы, которые, в свою очередь, могут быть причиной совпадения кривых зависимостей дебит-депрессия, должны быть учтены. Конец продувки должен быть контролирован по выходу примесей вместе с потоком газа. Если в продукции скважины прекратился вынос твёрдых и жидких примесей, при этом выход конденсата и конденсационной воды не следует считать жидкой примесью, то это означает, что очищение ствола скважины и призабойной зоны закончилось.

Подготовка скважины к газогидродинамическому исследованию ведётся в зависимости от:

- назначения исследования (первичное, текущее, специальное) и объёма требуемой информации;
- геологических особенностей залежи, состава и количества ожидаемого газа, воды и конденсата, твёрдых примесей;
- возможности образования гидратов, устойчивости продуктивного пласта;
- конструкции скважины и применяемых глубинных приборов;
- степени освоения месторождения, т.е. от наличия наземных коммуникаций по сбору и осушке газа, и др.

Устье скважины, не подключенной к промысловому газосборному пункту перед газогидродинамическим исследованием, оборудуется лубрикатором, образцовыми манометрами, сепаратором, измерителем расхода, термометрами и выкидной линией для факела. Общая схема оборудования устья скважины для газогидродинамических исследований с выпуском газа через факел в атмосферу показана на рисунке 4.

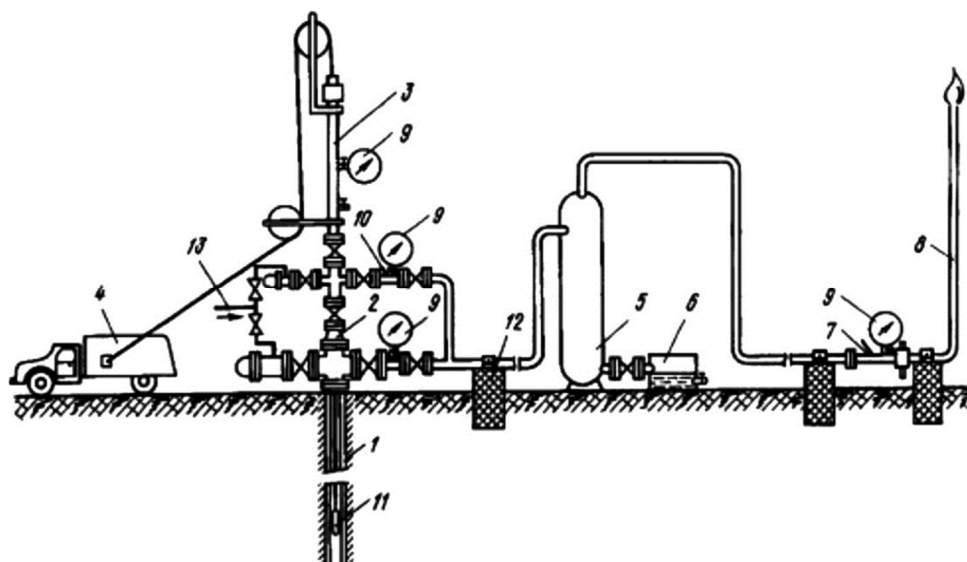


Рисунок 4 – Оборудование устья скважины, не подключённой к установке по подготовке газа:

- 1 – скважина; 2 – фонтанная арматура; 3 – лубрикатор; 4 – лебёдка; 5 – сепаратор;
- 6 – ёмкость для замера жидкости; 7 – ДИКТ; 8 – факельная линия; 9 – манометры;
- 10 – термометр; 11 – глубинный прибор; 12 – крепление выкидной линии; 13 – линия ввода ингибитора

На обустроенных и введенных в разработку месторождениях необходимость подачи ингибитора в скважину предусматривается проектом разработки, и поэтому сооружать звено по подаче ингибитора не следует.

Исследование скважины при стационарных режимах проводится по заранее составленной программе работ. Объем исследований, который предусмотрен программой, устанавливается на основании проектных решений или исходя из проведенных ремонтно-профилактических и интенсификационных работ. В соответствии с программой исследования и в зависимости от обустройства промысла подготавливаются соответствующие приборы, оборудования и инструмент. Их монтируют на скважине по схеме, показанной на рисунке 5.

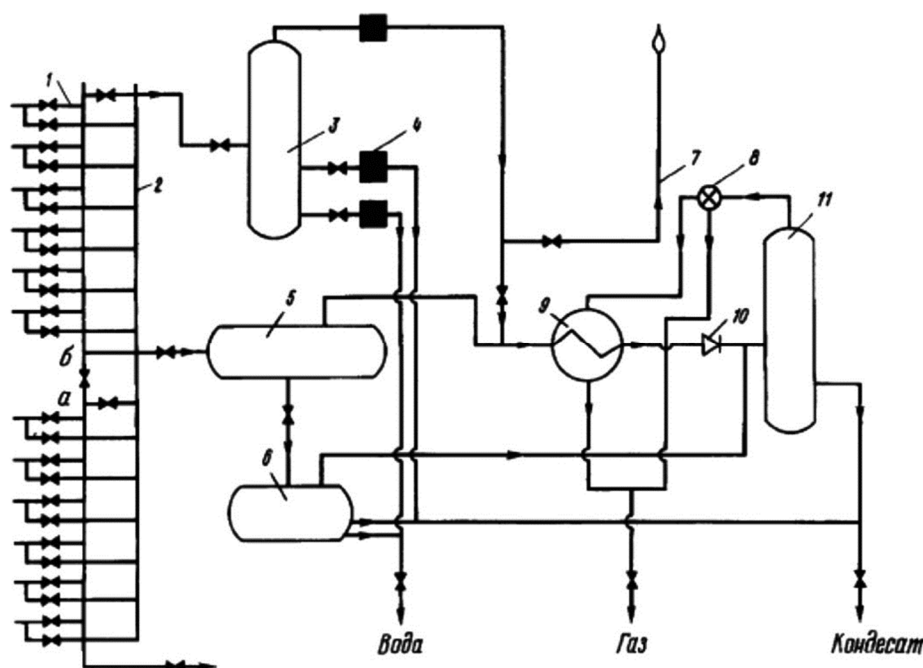


Рисунок 5 – Оборудование устья скважин, подключённых к установке по подготовке газа:

- 1 – блок входных линий; 2 – линия контрольных замеров; 3 – контрольный сепаратор; 4 – узел замеров;
- 5 – сепаратор I ступени; 6 – разделительная ёмкость; 7 – факельная линия;
- 8 – регулятор теплового режима; 9 – теплообменник; 10 – регулируемый штуцер;
- 11 – сепаратор II ступени; а и б – задвижки

Перед исследованием скважины методом установившихся отборов необходимо ознакомиться с геолого-промысловыми материалами по данной скважине и месторождению. Если процессы восстановления и стабилизации давления, дебита и забойного давления продолжаются несколько часов и более, то следует выбрать ускоренные методы испытания скважины. Перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим $P_{ст}$. Исследование нужно начинать с меньшего дебита и наращивать его от режима к режиму – прямой ход. После фиксирования статического давления скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом и дожидаться полной стабилизации забойного устьевого давления и дебита. Забой скважины при испытании её методом установившихся отборов должен быть чистым, или, если имеется какой-то столб жидкости или песчаная пробка, желательно, чтобы высота их оставалась неизменной. В противном случае коэффициенты сопротивления, определяемые по результатам испытания, будут переменными от режима к режиму, что приводит к сильному искажению индикаторной линии.

Значения забойных давлений, дебита и температуры должны быть фиксированы после полной стабилизации давления и дебита. Условия стабилизации оцениваются постоянством показаний приборов, используемых для измерения давления, перепада давлений на расходомере и температуры во времени. После снятия этих показаний на первом режиме – диафрагме (штуцере) скважину закрывают для восстановления давления до статического. Процессы пуска скважины и стабилизации давления и дебита при том, что работа скважины проходит на установившемся режиме, а также восстановление давления после закрытия скважины на данной диафрагме (штуцере) составляют один режим работы скважины.

Характер изменения давления на одном режиме с полной стабилизацией забойного устьевого давления и дебита, работой на режиме и с полным восстановлением давления после закрытия скважины показан на рисунке 6. Процесс перераспределения давления в пласте, или, как принято называть этот процесс, стабилизация давления и дебита после пуска, зависит от фильтрационных и емкостных параметров пористой среды и насыщающих её жидкостей и газов. Используя эту зависимость, можно определить параметры пласта. Поэтому при исследовании скважины следует фиксировать статическое давление перед пуском скважины, процесс стабилизации давления и дебита, параметры скважины при работе после стабилизации давления, дебита и температуры и процесс восстановления давления после закрытия. Этот комплекс информации при соответствующей обработке позволяет определить большое число фильтрационных, емкостных и технических характеристик пласта и ствола скважины.

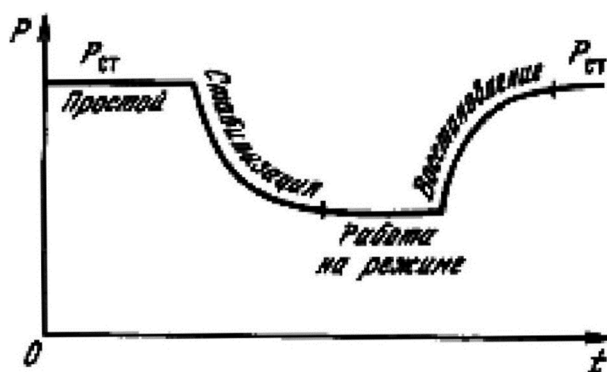


Рисунок 6 – Характер изменения давления при исследовании скважин на одном режиме

После достижения $P_{ст}$ скважину пускают в работу на новом режиме, отличающемся от первого большим дебитом и меньшим забойным давлением. На втором режиме, так же как и на первом, регистрируются процессы стабилизации забойного давления и дебита, параметры после стабилизации режима и процесс восстановления давления до достижения $P_{ст}$. Таким же образом снимаются показания давления, дебита и температуры на всех 5–8 режимах (рис. 7). Таким образом, если приступаем к исследованию скважин методом установившихся отборов на 8 режимах, то это означает,

что имеем 8 кривых стабилизации давления и дебита, 8 значений установившихся различных по величине забойных давлений и дебитов, 8 кривых восстановления давления. Обработка этих данных позволяет определить:

- режим работы скважины;
- коэффициенты фильтрационных сопротивлений тремя способами – по индикаторной кривой, по кривым стабилизации давления и дебита и по сочетанию забойных давлений и дебитов без использования пластового давления;
- проводимость тремя методами;
- ухудшения или улучшения параметров призабойной зоны;
- пьезопроводность пласта;
- наличие экранов и ухудшений параметров пласта за пределами призабойной зоны;
- емкостные параметры пласта;
- приведённый радиус скважины и др.

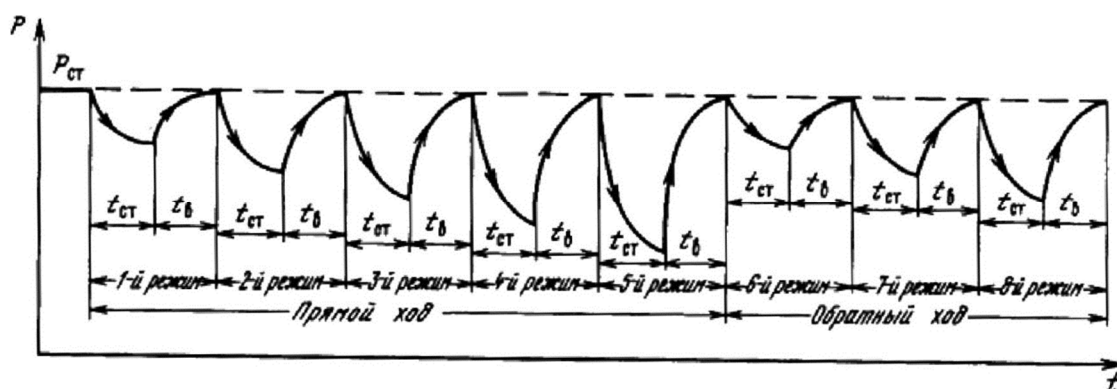


Рисунок 7 – Характер изменения давления при исследовании скважин на стационарных режимах фильтрации

При исследовании скважин методом установившихся отборов необходимо:

- соблюдать условия стабилизации и восстановления давления;
- наблюдать за давлением в межколонном пространстве;
- замерять давление, температуру, дебит газа, воды, конденсата;
- определять количество твёрдых примесей.

При наличии жидкости в потоке газа желательно, чтобы один из режимов обратного хода был с наименьшим дебитом. Такой контрольный режим позволит определить наличие жидкости на забое, вынос которой был затруднён при прямом ходе в начале испытания скважины заданной конструкции. При наличии пакера в затрубном пространстве и значительного количества влаги в потоке газа определение забойного давления по давлению на устье приводит к существенным погрешностям. В этом случае следует пользоваться глубинными приборами с местной или дистанционной регистрацией забойного давления на различных режимах. Если забойное оборудование и коррозионно-активные компоненты затрудняют измерение забойного давления глубинными манометрами, то следует в зависимости от количества жидкости и газа, конструкции скважины, коэффициента сопротивления труб и структуры потока вывести эмпирическую формулу для достаточно точного определения забойного давления таких скважин.

Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления

При обработке результатов исследований скважин на стационарных режимах фильтрации используется двухчленный закон сопротивления, описывающий характер притока газа. Данный закон является общим и справедлив для жидкости и газа во всём диапазоне изменения числа Рейнольдса, а в определённых областях изменения скорости фильтрации переходит в закон Дарси и квадратичный закон. Само уравнение притока газа при нелинейном двухчленном законе фильтрации газа к скважине имеет вид:

$$P_{nl}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (3)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений характеризуют физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды и геометрические параметры фильтрации. Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений используются при проектировании и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений зависят от:

- состава газа, фазовых переходов в процессах испытания и эксплуатации скважин, свойств газа и газоконденсатной смеси;
 - законов фильтрации;
 - механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, анизотропии пласта;
 - продолжительности процесса испытания на отдельных режимах;
 - термобарических параметров пористой среды и газа;
 - конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;
 - качества вскрытия продуктивного разреза, промывочного раствора и проведения ремонтно-профилактических работ в скважине;
 - величины газонасыщенности пласта и других факторов и параметров.
- Фильтрационные коэффициенты a и b можно определить по формулам:

$$a = \frac{\mu(P, T) \cdot Z(P, T) \cdot P_{амм} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k(P) \cdot h \cdot T_{см}} \cdot \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) + C_1 + C_2 \right]; \quad (4)$$

$$b = \frac{\rho_{ам} \cdot Z(P, T) \cdot P_{амм} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{см}} \cdot \left[\frac{1}{r_{скв}} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right], \quad (5)$$

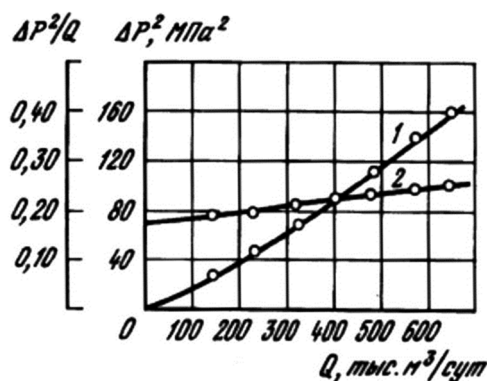
где $\mu(P, T)$ и $Z(P, T)$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления и температуры газа; k – проницаемость пласта; l – коэффициент макрошероховатости пласта; C_1, C_2, C_3, C_4 – коэффициенты несовершенства по характеру и степени вскрытия; ρ – плотность газа; R_k и $r_{скв}$ – радиусы контура питания и скважины.

Таким образом, коэффициенты фильтрационного сопротивления характеризуют физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды (т.е. пласта) и геометрические параметры фильтрации. Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений используются на стадии проектирования и при дальнейшей разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

Для определения значений фильтрационных коэффициентов сопротивления по результатам испытания скважин используются графический и аналитический методы, получившие широкое применение в практике исследования газовых и газоконденсатных скважин в РФ и других странах мира.

При использовании графического метода определения скважина должна исследоваться на 5–8 режимах фильтрации. Причём 2–3 режима из 8 должны быть проведены обратным ходом, т.е. переходом с большего дебита на меньший. Это необходимо для проверки данных, полученных при относительно небольших дебитах на прямом ходу, когда возможно наличие столба жидкости на забое скважины и влияние загрязнения призабойной зоны на дебит скважины.

По результатам проведённого исследования определяют $P_{пл}$, $P_{заб}$ и Q . Рассчитываются значения $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ на различных режимах работы скважины. После этого строится зависимость между ΔP^2 и Q (рис. 8). Полученная индикаторная кривая проходит через начало координат. Обработка индикаторной кривой в координатах $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q позволяет определить из графика значения коэффициентов a и b . При этом коэффициент a определяется как отрезок, отсекающий на оси $\frac{\Delta P^2}{Q}$, а коэффициент b как тангенс угла наклона прямой к оси.


 Рисунок 8 – Зависимости ΔP^2 (1) и $\frac{\Delta P^2}{Q}$ (2) от Q

Численный метод определения фильтрационных коэффициентов применяется при значительном числе точек, когда число режимов превышает 10. При этом режимные точки, явно отличающиеся от общей закономерности ΔP^2 и Q , из расчёта исключаются.

Формулы для определения фильтрационных коэффициентов имеют вид:

$$a = \frac{\frac{\sum \Delta P^2}{Q \cdot \sum Q^2} - \sum Q \cdot \sum \Delta P^2}{N \cdot \sum Q^2 - (\sum Q)^2}; \quad (6)$$

$$b = \frac{N \cdot \sum \Delta P^2 - \frac{\sum Q \cdot \sum \Delta P^2}{Q}}{N \cdot \sum Q^2 - (\sum Q)^2}. \quad (7)$$

Такой численный метод определения коэффициентов называется метод наименьших квадратов.

Если пластовое давление неизвестно, результаты исследования могут быть обработаны в координатах:

$$\frac{P_{zi}^2 - P_{zn}^2}{Q_n - Q_i} - (Q_n + Q_i),$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, m$; n – порядковый номер режима; m – общее количество режимов.

Коэффициент a определяется как отрезок, отсекаемый полученной прямой на оси ординат, b как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс.

Если пластовое давление неизвестно, коэффициенты a и b можно определить численным методом по формулам:

$$a = \frac{\sum \frac{P_{zi}^2 - P_{zn}^2}{Q_n - Q_i} \cdot \sum (Q_n + Q_i)^2 - \sum (Q_n + Q_i) \cdot \sum \frac{(P_{zi}^2 - P_{zn}^2) \cdot (Q_n + Q_i)}{(Q_n - Q_i)}}{N \cdot \sum (Q_n + Q_i)^2 - [\sum (Q_n + Q_i)]^2}; \quad (8)$$

$$b = \frac{N \cdot \sum \frac{(P_{zi}^2 - P_{zn}^2) \cdot (Q_n + Q_i)}{(Q_n - Q_i)} - \sum (Q_n + Q_i) \cdot \sum \frac{P_{zi}^2 - P_{zn}^2}{Q_n - Q_i}}{N \cdot \sum (Q_n + Q_i)^2 - [\sum (Q_n + Q_i)]^2}, \quad (9)$$

где N – общее число режимов.

Результаты проведения исследования оформляются официальным документом – актом, в котором отражены все измеренные и расчётные параметры работы скважины

на режимах, состояние скважины перед проведением исследования, потери в добыче газа в период проведения исследования, тарировочные таблицы применяемых измерителей физических величин.

Ускоренные методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации

В скважинах, вскрывших пласты с низкими коллекторскими свойствами, процесс перераспределения давления при их пуске и остановке происходит медленно. Это приводит к значительной затрате сил и средств для испытания таких скважин методом установившихся отборов. Поэтому исследование скважин, вскрывших низкопродуктивные коллекторы, при стационарных режимах фильтрации становится нецелесообразным. Для применения метода установившихся отборов в скважинах с длительной стабилизацией забойного давления и дебита были предложены различные модификации этого метода, позволяющие ускорить процесс исследования таких скважин. Каждая из предложенных модификаций метода установившихся отборов допускает возможность использования нестабилизировавшихся значений давления и дебита скважины. Следовательно, неточности определяемых параметров пласта и коэффициентов фильтрационных сопротивлений будут обусловлены правильностью принятых допущений о возможности использования нестабилизированных значений пластового и забойного давлений и дебитов на различных режимах работы скважин. Как известно, метод установившихся отборов требует полной стабилизации забойного давления и дебита скважин на каждом режиме и полного восстановления давления между режимами. Причём режим считается стабилизированным, если в течение определённого отрезка времени забойное давление и дебит не изменяются. Иными словами, изменение давления и дебита используемыми приборами не фиксируется. Если приборы, используемые при измерении давления и дебита, высокочувствительные, то условия стабилизации соблюдаются достаточно надёжно. По отношению к забойному давлению это условие может быть выражено формулой (10):

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} \leq \delta, \quad (10)$$

где ΔP – изменение давления за промежуток времени Δt ; δ – предел погрешности применяемых приборов.

На рисунке 9 показаны кривые зависимости времени стабилизации от пьезопроводности газонасыщенного коллектора.

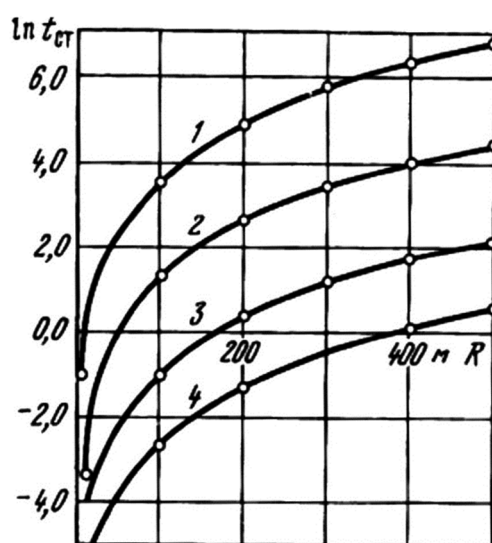


Рисунок 9 – Зависимости $\ln t_{ст}$ от R при различных пьезопроводностях χ : 100 (1), 1000 (2), 10000 (3), 50000 (4), $\text{см}^2/\text{с}$

Изохронный метод исследования скважин

Одной из первых модификаций метода установившихся отборов является изохронный метод. Сущность метода заключается в том, что при испытании скважины в течение одинаковых отрезков времени с различными дебитами будет получена индикаторная кривая, характеризующая работу скважины для данного отрезка времени. При этом обязательным условием является необходимость после каждого режима эксплуатации скважины её остановки до полного выравнивания давления по всему пласту. Отметим, что если пластовое давление не успевает полностью выравниваться между режимами и время работы скважины равно времени остановки между режимами, то полученная индикаторная кривая также позволяет достаточно точно определить параметры пласта. Основным принцип изохронного метода испытания скважины заключается в том, что радиус дренированной области зависит не от дебита, а от безразмерного времени, определяемого по формуле:

$$t_p = \frac{0,348 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot P_{cp} \cdot t}{m \cdot \mu \cdot r_{скв}^2}, \quad (11)$$

где k и μ – коэффициенты проницаемости пласта и вязкости газа; P_{cp} – среднее пластовое давление; m – пористость коллектора, доли единицы; $r_{скв}$ – радиус скважины; t – время работы скважины после её пуска.

Принятое условие означает, что для одного и того же отрезка времени независимо от дебита будет дренироваться зона одинакового радиуса. Следовательно, независимо от критериев, предложенных разными исследователями, о величине продолжительности процесса стабилизации для испытания скважины изохронным методом необходимо, чтобы радиус зоны дренирования на различных дебитах был постоянным. В этом случае, так же как и при полной стабилизации забойного давления и дебита, угол наклона индикаторной кривой, обработанной в координатах $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q , остаётся постоянным. Постоянство угла наклона индикаторной кривой, получаемое при испытании скважины изохронным методом, было подтверждено промысловыми исследованиями. В противном случае применение различных модификаций метода установившихся отборов в скважинах с длительной стабилизацией давления и дебита было бы невозможным.

Для двучленного закона фильтрации газа к скважине результаты испытания изохронным методом обрабатываются по формуле

$$P_{nl}^2 - P_{заб}^2(t_p) = a(t_p) \cdot Q(t_p) + b(t_p) \cdot Q^2(t_p), \quad (12)$$

где $P_{заб}^2(t_p)$ – забойное давление, соответствующее времени t_p ; t_p – время работы скважины, не превышающее 60 мин и одинаковое на всех режимах испытания скважины; $Q(t_p)$ – дебит скважины, соответствующий времени t_p ; $a(t_p)$ – коэффициент фильтрационного сопротивления, зависящий от свойств пористой среды и насыщающих её жидкостей и газов, а также от радиуса дренирования.

В данном случае изменчивость коэффициента $a(t_p)$ обусловлена не только радиусом зоны дренирования, величина которого зависит от продолжительности работы скважины t_p на различных режимах. При величине t_p , равной времени полной стабилизации давления и дебита t_{cm} , радиус зоны дренирования доходит до контура питания. Чем больше t_p , тем ближе значение $a(t_p)$ к истинному значению a_{uc} .

Рассмотрим структуру коэффициента $a(t_p)$:

$$a(t_p) = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{амм} \cdot T_{nl} \cdot \ln\left(\frac{R(t_p)}{R_c}\right)}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{cm}}, \quad (13)$$

где z – коэффициент сверхсжимаемости газа, зависящий от давления, температуры и состава газа; $T_{пл}$ и T_{cm} – пластовая и стандартная температуры; h – толщина пласта; $R(t_p)$ – радиус зоны дренирования, охваченный скважиной за время работы t_p .

Рассмотрим структуру коэффициента $b(t_p)$:

$$b(t_p) = \frac{\rho_{амм} \cdot P_{амм} \cdot z \cdot T_{пл} \cdot \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R(t_p)} \right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{cm}} \quad (14)$$

Обработывая результаты испытания в координатах $\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t_p)}{Q(t_p)}$ от $Q(t_p)$ определяем коэффициент $a(t_p)$ как отрезок, отсекаемый на оси координат, и коэффициент b как тангенс угла наклона прямой (рис. 10).

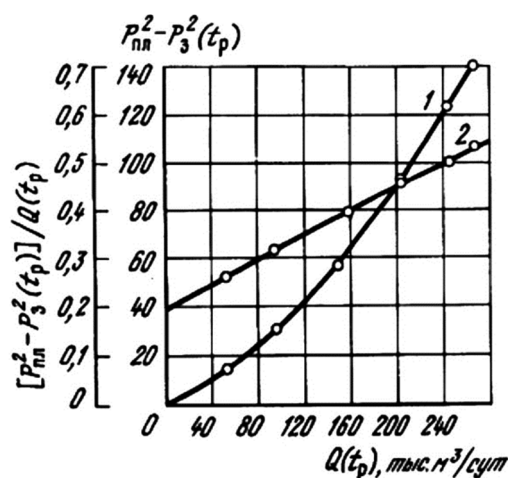


Рисунок 10 – Зависимости $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ (1) и $\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t_p)}{Q(t_p)}$ (2) от $Q(t_p)$, полученные при изохронном методе исследования

Для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ предложены два метода.

1. При известном коэффициенте b для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ соответствующего стабилизированным величинам забойных давлений и дебитов, необходимо на одном из режимов дождаться полной стабилизации забойного давления и дебита, используя уравнение:

$$a_{ис} = \frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t_{cm})}{Q(t_{cm}) - b \cdot Q(t_{cm})} \quad (15)$$

где $P_{заб}(t_{cm})$ – забойное давление на выбранном режиме после полной стабилизации работы скважины; $Q(t_{cm})$ – дебит скважины после полной стабилизации работы на данном режиме; t_{cm} – время, необходимое для полной стабилизации давления и дебита на одном из режимов работы скважины, которое определяется по формуле:

$$t_{cm} = \frac{C \cdot R_k^2 \cdot m \cdot \mu}{k \cdot P_{пл}} \quad \text{или} \quad t_{cm} = C \cdot R_k^2 \cdot \chi, \quad (16)$$

где C – числовой коэффициент, изменяющийся в пределах 0,122–0,350 в зависимости от принятых условий задачи; R_k – радиус контура питания; t_{cm} – время, необходимое для стабилизации давления; m – пористость; μ – коэффициент вязкости газа; χ – коэффициент пьезопроводности; k – коэффициент проницаемости пласта; $P_{пл}$ – пластовое давление.

2. Зная величину $a(t_p)$ по результатам испытания скважины изохронным методом, соответствующую нестабилизированным значениям забойных давлений и дебитов, истинное значение коэффициента аис можно определить по формуле:

$$a_{uc} = a(t_p) + \beta \cdot \ln \frac{t_{cm}}{t_p}, \quad (17)$$

где значения t_{cm} и t_p определяются по формулам (16) и (11); β – тангенс угла наклона кривой восстановления давления, обработанной в координатах $P_{заб}^2(t)$ от $\ln t$.

При испытании скважины изохронным методом одним из обязательных условий является полное восстановление давления между режимами. Это означает, что при испытании скважины изохронным методом имеем столько кривых, сколько режимов. Поэтому для определения истинного значения коэффициента аис необходимо одну из кривых восстановления давлений обработать в координатах $P_{заб}^2(t)$ от $\ln t$. Далее, определив β , а также t_{cm} и t_p находят истинный коэффициент аис по формуле (16).

Технология испытания скважин изохронным методом показана на рисунке 11 и заключается в следующем: перед началом испытания скважины измеряют пластовое давление или определяют его расчётным путём, измерив статическое давление на устье. Далее скважину пускают в работу с дебитом Q_1 на время $t_p = 30-60$ мин. К концу выбранного времени измеряют затрубное и буферное давления (по возможности забойное давление глубинным манометром), температуру газа, а также давление и температуру газа на ДИКТе. Если расход газа измеряется дифманометром, то измеряют давление и температуру перед диафрагмой и перепад давления на диафрагме.

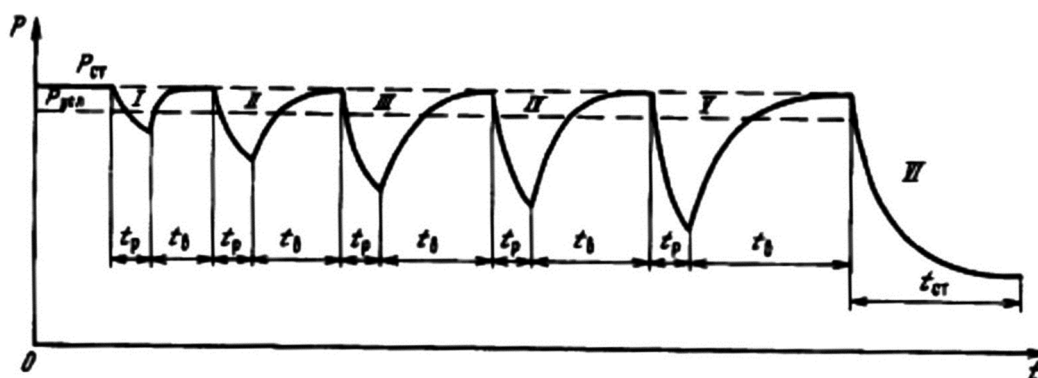


Рисунок 11 – Характер изменения давления во времени при исследовании скважины изохронным методом:

I–IV – номера режимов; $P_{ст}$ – статическое давление на устье скважины перед началом исследования; t_p – продолжительность работы скважины на режиме; $t_в$ – время полного восстановления давления между режимами; t_{cm} – время, необходимое для полной стабилизации забойного давления и дебита; $P_{усл}$ – условное пластовое давление при ускоренно-изотропном исследовании скважины

При выборе режима испытания следует обратить особое внимание на следующие факторы.

1. Дебиты скважины на всех режимах испытания должны обеспечить вынос с потоком газа жидких и твёрдых примесей и исключить возможность загрязнения призабойной зоны пласта, образования жидкой и песчаной пробки. Образование пробки или очищение забоя от неё в процессе испытания приводит к изменению коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений от режима к режиму является одним из факторов, влияющих на форму индикаторных кривых.

2. Параметры режима должны исключить возможность образования кристаллогидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины.

3. Режим скважины должен исключить возможность подтягивания конуса подошвенной воды в процессе испытания.

На втором и последующих режимах, аналогично первому режиму испытания, по истечении времени t_p измеряют давление, температуру и расход газа и закрывают скважину до полного восстановления давления. Таким образом, пуск скважины на различных режимах на время $t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn}$ и остановка между режимами до полного восстановления давления позволяют получить характер изменения устьевого давления во времени, показанного на рисунке 8, при изохронном методе испытания скважины.

Основным недостатком изохронного метода является необходимость полного восстановления давления между режимами. Если считать, что время, необходимое для полной стабилизации и восстановления давления, одинаковым, то применение изохронного метода позволяет сократить продолжительность испытания скважины менее чем в 2 раза.

Ускоренно-изохронный метод исследования скважин

Для коллекторов, в которых стабилизация давления и дебита на различных режимах работы скважины и восстановление давления между режимами требуют десятков часов, а иногда и дней, использование изохронного метода так же нецелесообразно, как и метода установившихся отборов. Поэтому разрабатывались различные методы, предусматривающие не только сокращение времени на стабилизацию давления и дебита, но и сокращение времени на восстановление давления между режимами. Одним из таких методов является ускоренно-изохронный метод.

Сущность метода заключается в следующем.

Скважину пускают в работу на первом режиме со временем t_{p1} . Продолжительность времени работы на первом и последующих режимах определяется так же, как и при изохронном методе испытания скважины, и не превышает 60 минут. Причём на всех режимах время работы скважины одинаково, т.е. $t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn}$.

К концу времени t_{p1} фиксируют давление, температуру и расход газа $Q(t_p)$. Затем скважину закрывают для восстановления давления до величины $P_{пл.усл} = (0,95-0,98) \cdot P_{пл}$. Значение $P_{пл.усл}$ после каждого режима работы скважины должно быть одинаковым. По достижении требуемой величины условного пластового давления скважину пускают в работу на втором режиме. По истечении времени t_{p2} фиксируют $P_{заб}(t_{p2})$, $Q(t_{p2})$ и температуру газа и снова закрывают скважину для восстановления давления до $P_{пл.усл}$. Аналогичным образом поступают и на последующих режимах. Результаты испытаний обрабатываются по формуле:

$$P_{пл.усл}^2 - P_z^2(t_p) = a(t_p) \cdot Q(t_p) + b \cdot Q^2(t_p). \quad (18)$$

Характер изменения устьевого давления во времени при ускоренно-изохронном методе испытания скважины, показан на рисунке 12.

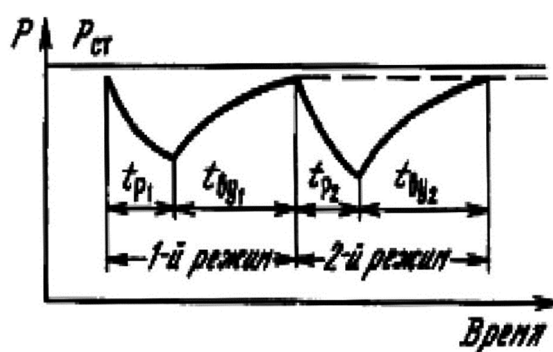


Рисунок 12 – Характер изменения давления во времени при исследовании скважины ускоренно-изохронным методом

Из графика зависимости $\frac{\Delta P}{Q(t_p)}$ от $Q(t_p)$ определяют коэффициент $a(t_p)$ как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и коэффициент b как тангенс угла наклона к оси абсцисс прямой, описываемой формулой:

$$\frac{P_{нл.усл}^2 - P_{заб}^2(t_p)}{Q(t_p)} = a(t_p) + b \cdot Q(t_p). \quad (19)$$

Истинное значение коэффициента аист определяется теми же методами, которые были использованы при определении этого коэффициента по результатам изохронного испытания скважин. Применение ускоренно-изохронного метода позволяет сократить продолжительность испытания скважины больше, чем при испытании изохронным методом.

Экспресс-метод исследования скважин

Технология испытания скважин экспресс-методом следующая (рис. 10). Перед началом испытания измеряют или определяют по известному статическому давлению пластовое давление. Если нет возможности дожидаться полного восстановления давления, то необходимо фиксировать продолжительность продувки или работы скважины $t_{пр}$ и время остановки $t_{ост}$. Далее скважину пускают в работу с дебитом Q_1 на время $t_{p1} = 1200-1800$ с. К концу времени t_{p1} измеряют затрубное и буферное давления; по возможности, забойное давление следует определить глубинным манометром, давление и температуру – на ДИКТе или дифманометре, перепад давления – на дифманометре.

Затем закрывают скважину на время продолжительностью $t_э$. Время работы скважины на режимах и время остановки между режимами следует принимать одинаковым, т.е. $t_p = t_э$. Следовательно, одним из условий испытаний экспресс-методом является:

$$t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn} = t_{э1} = t_{э2} = \dots = t_{эn} = \text{const.}$$

Затем скважину пускают в работу на втором режиме на время t_{p2} . К концу времени t_{p2} фиксируют затрубное и буферное давления, давление и температуру на ДИКТе или давление, перепад и температуру на дифманометре. Затем закрывают скважину на время $t_{э2}$. Аналогичные действия проводятся и на последующих режимах работы скважины. Полученные результаты обрабатываются по формуле:

$$P_{нл}^2 - P_{zi}^2(t_p) = a(t_p) \cdot Q(t_p) + b \cdot Q^2(t_p) + \beta \cdot C_i(t_p), \quad (20)$$

где β – коэффициент, определяемый как тангенс угла наклона кривой восстановления давления, обработанной в координатах $P_3^2(t)$ от $\ln t$.

В формуле (20) коэффициент $C_i(t_p)$ зависит от числа и порядкового номера режима и может быть легко определён для различных режимов. Значения коэффициентов $C_i(t_p)$ для каждого режима определяются следующим способом:

$$\begin{aligned} C_1 &= 0; \\ C_2 &= 0,176 Q_1; \\ C_3 &= 0,097 Q_1 + 0,176 Q_2; \\ C_4 &= 0,067 Q_1 + 0,097 Q_2 + 0,176 Q_3; \\ C_5 &= 0,051 Q_1 + 0,067 Q_2 + 0,097 Q_3 + 0,176 Q_4; \\ C_6 &= 0,041 Q_1 + \dots; \\ C_7 &= 0,034 Q_1 + \dots; \\ C_8 &= 0,030 Q_1 + \dots; \\ C_9 &= 0,026 Q_1 + \dots; \\ C_{10} &= 0,024 Q_1 + \dots; \\ C_{11} &= 0,021 Q_1 + \dots \end{aligned}$$

Для определения коэффициента β , необходимого для обработки результатов испытанным экспресс-методом, следует снять одну кривую восстановления давления (либо перед началом испытания, либо после последнего режима). Это же значение коэффициента β нужно использовать при определении истинного коэффициента a_{uc} по формуле (17).

Характер изменения давления в процессе исследования скважины экспресс-методом показан на рисунке 13.

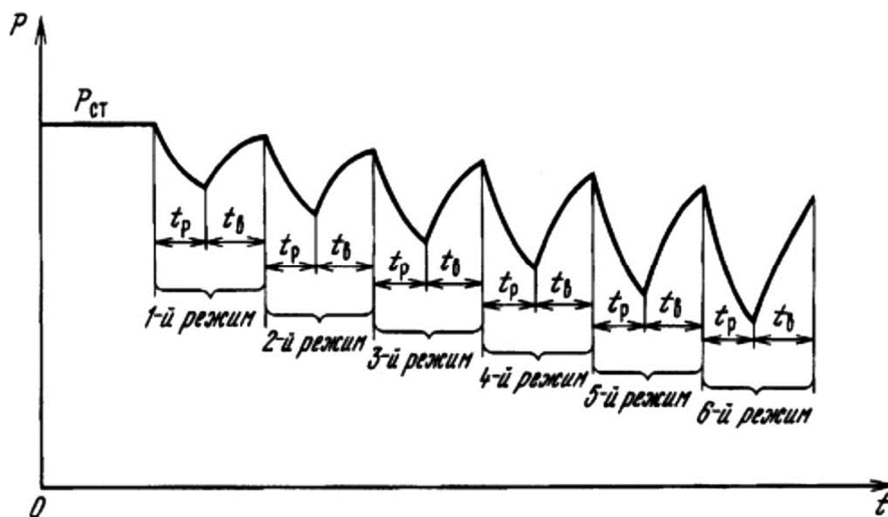


Рисунок 13 – Характер изменения давления в процессе исследования скважины экспресс-методом

Преимущество экспресс-метода заключается в том, что он доводит практически до минимума продолжительность испытания скважин. В принципе экспресс-метод может быть использован на всех месторождениях, если даже процесс стабилизации давления и дебита на режимах и восстановления давления между режимами продолжается 1 час и более. Однако при некачественном определении величины β слагаемое $\beta \cdot C_i(t_p)$ в формуле (20) может оказаться больше, чем слагаемое $P_{пл}^2 - P_{zi}^2(t_p)$. Тогда результаты испытания экспресс-методом не поддаются обработке.

Метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов

С целью дальнейшего сокращения продолжительности испытания скважин, вскрывших пласты с низкими фильтрационными свойствами, предложен метод монотонно-ступенчатого исследования газовых скважин. Причём сокращение продолжительности испытания достигается за счёт сокращения продолжительности восстановления давления между режимами. Характер изменения давления в процессе испытания скважины методом монотонно-ступенчатого изменения дебита показан на рисунке 14.

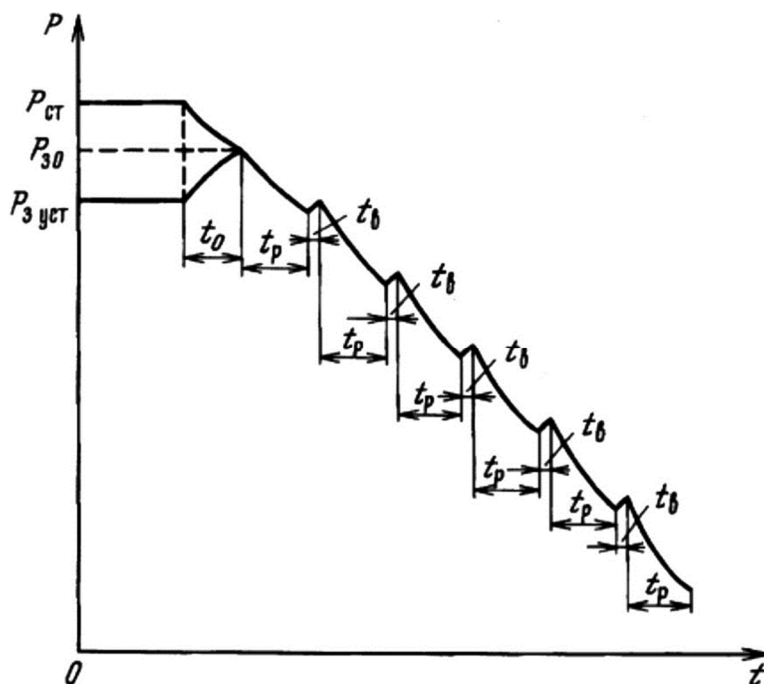


Рисунок 14 – Характер изменения давления в процессе исследования скважины методом монотонно-ступенчатого изменения дебита

Допускается, что перед испытанием скважины этим способом она работает с некоторым установившимся дебитом Q_0 и забойным давлением $P_{заб}$. Затем скважину останавливают на время t_0 , явно недостаточное для восстановления забойного давления до пластового. Обычно величину t_0 принимают равной приблизительно 4–10 часов. К концу времени t_0 пластовое давление восстанавливается до P_0 , затем скважину пускают в работу на первом режиме с дебитом $Q_1(t_p)$ на время t_p . По истечении времени t_p фиксируют давление, температуру и дебит скважины, после чего скважину без остановки или с остановкой не более 120–180 с переводят на новый (второй) режим работы с дебитом $Q_2(t_p)$. Продолжительность работы скважины на каждом режиме должна быть одинаковой и определяется по формуле:

$$t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn} = \text{const}; t_{pn} \cong (0,08 \div 0,2) \cdot t_0.$$

Обработка результатов испытания проводится по формуле:

$$P_0^2 - P_{заб}^2(t_p) = a(t_p) \cdot Q(t_p) + b \cdot Q^2(t_p), \quad (21)$$

где P_0 – забойное давление, соответствующее времени остановки скважины на t_0 или времени работы скважины, исследуемое после остановки для замера статического давления или работающее с дебитом Q_0 .

Преимущество метода монотонно-ступенчатого изменения дебита заключается в том, что скважина работает на нескольких режимах со временем t_p , а на восстановление давления между режимами время не тратится. Однако исходное условие для применения метода монотонно-ступенчатого изменения дебита сводит его преимущество на нет с тем, что:

- если скважина работает, то её следует закрыть на время t_0 на 4–10 часов;
- если скважина остановлена на замер статического давления, то её пускают в работу на режиме на время $t_0 = 4–10$ часов.

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. Гидродинамические исследования 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 : OOO 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 results 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 // *Nefteproslovenie 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 Yam-burg 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.