

УДК 622.279.23/4+547.2.03+543.27

**ОЦЕНКА КАЧЕСТВЕННОГО СОСТАВА ПРИТОКА
ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА, ПРИТЕКАЮЩЕГО К ОТДЕЛЬНЫМ
ИНТЕРВАЛАМ СТВОЛА СКВАЖИНЫ
В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА**

Федоров В.Н., Свешников А.В.
ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа
e-mail: FedorovVN@baschneft.ru

Ихсанов М.А.
СургутНИПИнефть, г. Сургут

Баширов И.Р.
ООО «Башнефть-Добыча», г. Уфа

Аннотация. Традиционные подходы в исследовании наклонных, пологих, горизонтальных и многозабойных скважин при высокой анизотропии и расчлененности пластов малоэффективны, поэтому возникает необходимость в комплексном подходе к проблеме исследования подобных объектов. При интерпретации результатов исследований скважин важно знать, не только с какого участка ствола притекает в скважину пластовой флюид, но и фазу, притекающую с каждого из продуцирующих интервалов, а также долю участия каждого из интервалов пласта в общем дебите скважины. Термогидродинамические исследования скважин позволяют определить качественный состав притока каждого пропластка в общей продукции скважины.

Ключевые слова: скважина, термогидродинамические исследования скважин, многозабойные скважины, горизонтальный ствол, состав притока, термодинамический процесс, адиабатический коэффициент

Широкое распространение в практике геофизических исследований скважин (ГИС), направленных на изучение интервалов притока в скважинах, вскрывающих несколько пропластков (пластов) одновременно, получили методы термометрии. Многие исследовательские геофизические комплексы включают в себя приборы, определяющие состав жидкости, протекающей через них. Однако, продуцирующие интервалы пласта, определенные геофизическими методами, применять при решении обратной задачи гидродинамики для расчлененных пластов, многопластовых объектов, горизонтальной и многозабойной скважины неправомерно для всех случаев, когда ГИС проводят в условиях затухающего притока низкодебитных скважин, так как проведение гидродинамических и геофизических исследований скважин всегда значительно разнесены во времени. Использование в качестве исходной информации для состава притока пластового флюида по каждому продуцирующему интервалу насыщенности пласта, определенной различ-

ными модификациями нейтронных и индуктивных методов, может привести к существенной ошибке при интерпретации [1].

Изучение термодинамических эффектов (дрессельного, адиабатического расширения (сжатия)), протекающих в процессе нестационарной фильтрации при гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС) в интервалах испытания продуктивного пласта (пропластков) позволяет выявить интервалы притока по стволу скважины и оценить состав притекающего флюида. При этом состав притока, в значительной степени, характеризуется коэффициентом адиабатического расширения (сжатия), проявляющегося в стволе скважины в объеме, ограниченном пакером, при мгновенном изменении режима (пуск, остановка) работы скважины в условиях отсутствия теплообмена с окружающими породами и обсадной колонной скважины (первые секунды после изменения режима работы скважины) [2].

В настоящее время достаточно большое количество разрабатываемых месторождений имеют газовую шапку, поэтому эксплуатируются при газонапорном режиме. При эксплуатации таких месторождений часто возникает проблема превышения допустимых депрессий, когда к забою скважины начинает прорываться газ из газовой шапки. Данное явление недопустимо для таких месторождений, так как если эксплуатация месторождения будет сопровождаться интенсивным отбором газа из шапки, приводящим к значительному снижению давления в ней, то возможно движение нефти в занимаемую газовой шапкой часть пласта. В этом случае значительная часть нефти, занимающая не менее 20 - 50 % объема порового пространства, останется неизвлеченной вследствие того, что при указанных значениях нефтенасыщенности фазовая проницаемость для жидкости равна нулю. При разработке таких месторождений определение продуцирующих интервалов нефтегазового пласта с оценкой качественного состава притока по отдельным интервалам позволяет существенно уточнить фильтрационные свойства при интерпретации гидродинамических исследований скважин.

Для интерпретации термодинамических эффектов, обусловленных проявлением адиабатического эффекта, необходимо знание адиабатического коэффициента пластовой воды, нефти, газа и их смесей при различных сочетаниях фаз в пластовых условиях. Для этого выполнен ряд лабораторных экспериментов, часть результатов которых приведена в работе [2]. В частности, представлена экспериментальная установка и результаты лабораторных экспериментов по изучению адиабатического коэффициента двухфазной жидкости (водонефтяной смеси при различных соотношениях фаз). Выполненные исследования позволяют определить качественный состав притока двухфазного пластового флюида, притекающего в ствол скважины, для обработки и интерпретации термогидродинамических исследований (ТГДИС) в скважинах, вскрывающих одним фильтром многопластовые объекты [2]. Однако эти исследования проводились на дегазированной нефти и при проведении промысловых испытаний адиабатический коэффициент

иногда значительно отличался от значений, определенных лабораторными методами. Поэтому появилась необходимость проведения лабораторных экспериментов по определению зависимости коэффициента адиабатического расширения (сжатия) газонефтяной смеси от объемного содержания газа, а также степени влияния газовой составляющей на значение адиабатического коэффициента. Установка, на которой проводились лабораторные исследования, представлена на рис. 1.

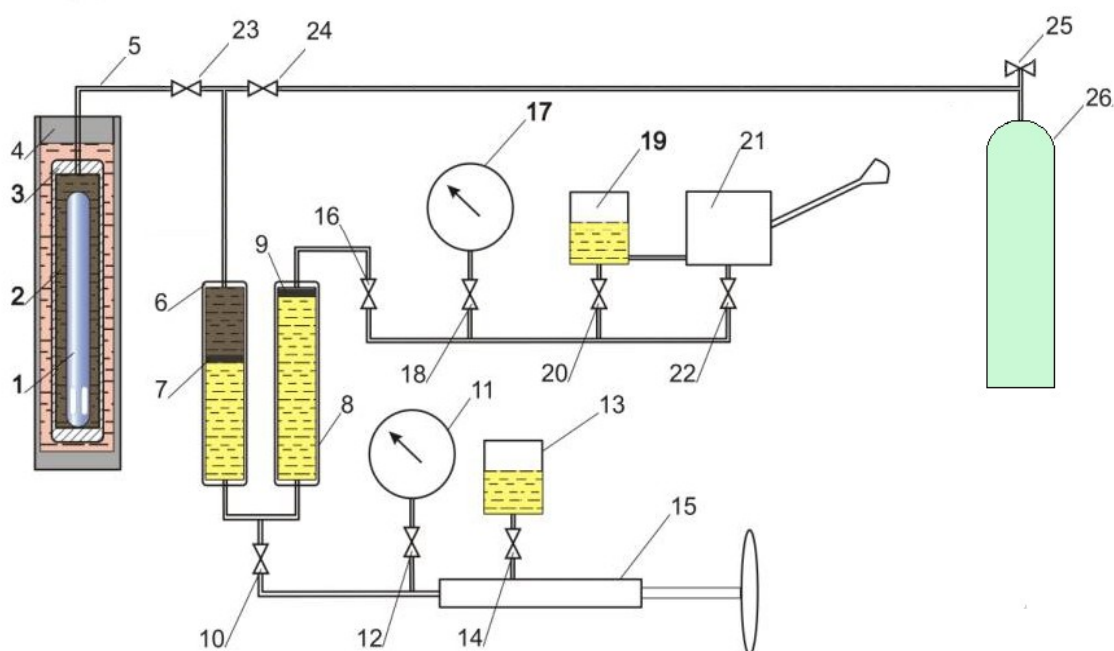


Рис. 1. Схема установки для исследования адиабатического коэффициента:

- 1 – комплексный прибор с датчиком давления и температуры;
- 2 – исследуемая жидкость; 3 – контейнер с исследуемой жидкостью;
- 4 – термованна; 5 – капилляр высокого давления;
- 6 – первая промежуточная камера; 7 – разделительный поршень;
- 8 – вторая промежуточная камера; 9 – разделительный поршень;
- 10 – вентиль напорной линии дополнительного пресса;
- 11 – образцовый манометр дополнительного пресса;
- 12 – вентиль образцового манометра; 13 – расширительный бачок;
- 14 – вентиль расширительного бачка; 15 – гидравлический винтовой пресс;
- 16 – вентиль промежуточных камер; 17 – образцовый манометр;
- 18 – вентиль образцового манометра; 19 – расширительный бачок;
- 20 – вентиль расширительного бачка; 21 – гидравлический насос МП-600;
- 22 – вентиль нагнетательной линии пресса МП-600;
- 23, 24 – разделительные вентили;
- 25 – вентиль газового баллона; 26 – баллон с азотом

При проведении исследований для газожидкостной смеси последовательно увеличивали газовый фактор (20, 30, 40, 60 и 90 м³/м³). График изменения давления и температуры для газожидкостной смеси с газовым фактором 40 м³/м³ приведен на рис. 2. Результаты лабораторных исследований газожидкостной смеси представлены в табл. 1. По графикам на рис. 2 видно, что скорость изменения температуры при изменении давления в газожидкостной смеси выше, чем в водонефтяной смеси, представленной в работе [2]. Это связано с тем, что газированная нефть менее вязкая. Скорость и характер изменения температуры при «мгновенном» изменении режима работы скважины (давления на забое) позволяет качественно оценивать состав газодонефтяной смеси, притекающей из пласта в ствол скважины в интервале, оснащенный датчиками давления и температуры.

Исследования газонефтяной смеси позволили получить зависимость адиабатического коэффициента от температуры при различной степени газосодержания продукции (рис. 3) и зависимость адиабатического коэффициента от газосодержания (рис. 4).

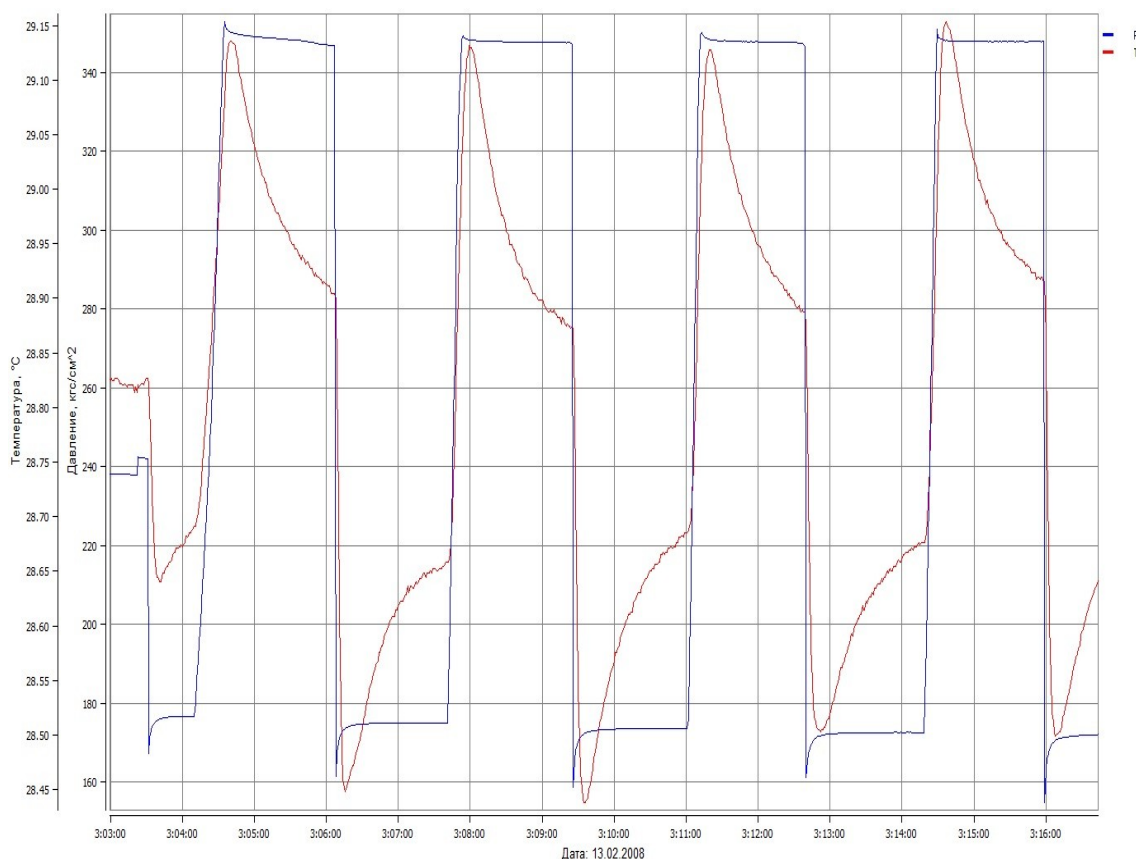


Рис. 2. График изменения давления и температуры для нефти с газовым фактором 40 м³/м³

Таблица 1. Результаты определения адиабатического коэффициента расширения (сжатия) (С/атм) при лабораторных исследованиях газожидкостной смеси

Температура, °С	Газовый фактор, м ³ /м ³					
	0	20	30	40	60	90
28,67	0,0013	0,001422	0,0020	0,002357	0,0028	0,0033
38,52	0,0016	0,001693	0,0022	0,002054	0,0030	0,0036
53,75	0,0019	0,002052	0,0024	0,002431	0,0030	0,0036
69,13	0,0021	0,002141	0,0026	0,002661	0,0029	0,0035
84,29	0,0024	0,002626	0,0027	0,002886	0,0030	0,0036

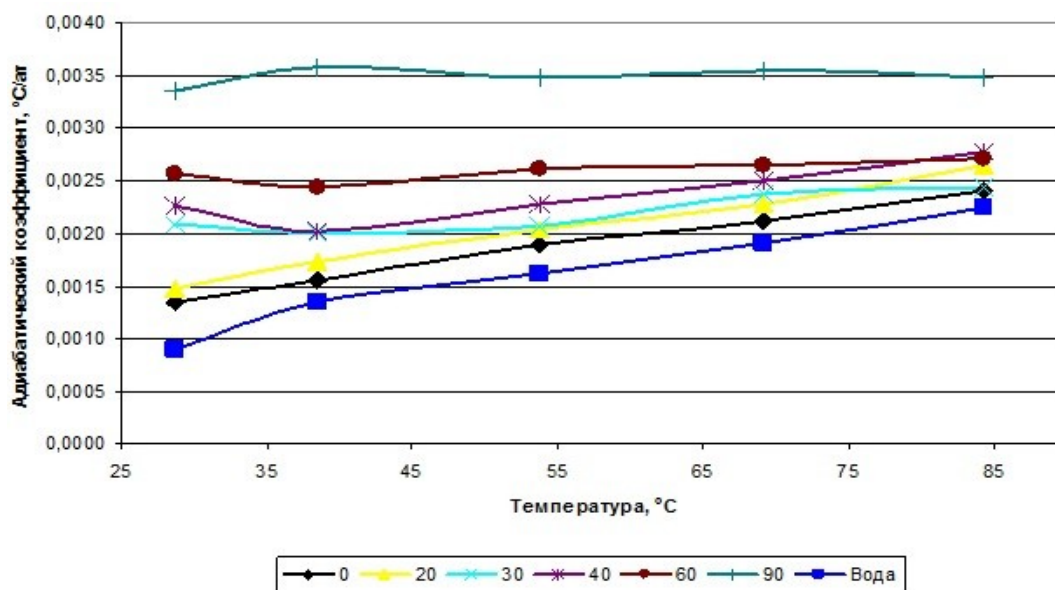


Рис. 3. Зависимость адиабатического коэффициента от температуры газонефтяной смеси при различных значениях газосодержания

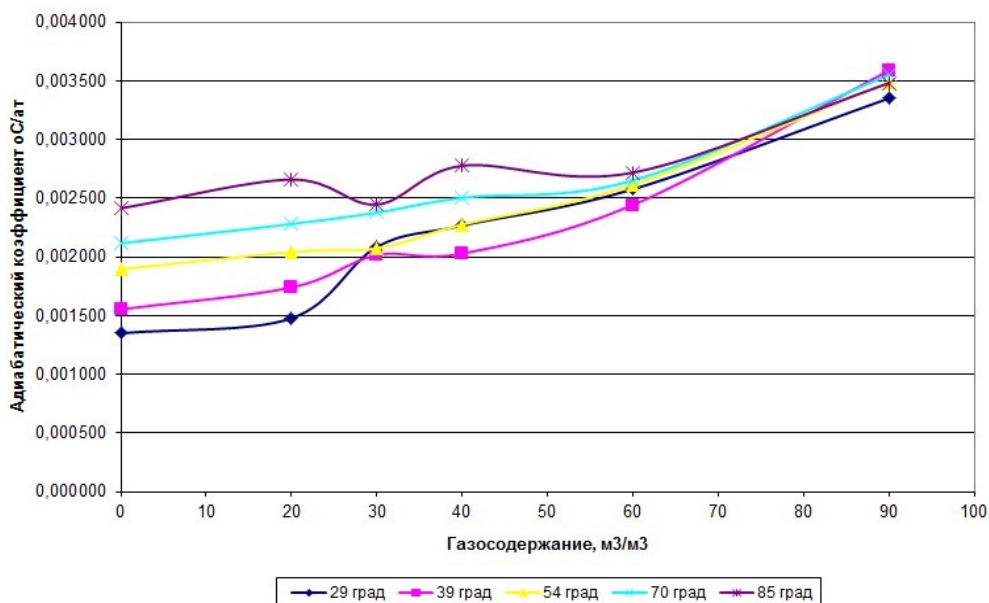


Рис. 4. Зависимость адиабатического коэффициента от газосодержания

Зависимость адиабатического коэффициента газожидкостной смеси от температуры носит линейный характер при малых значениях газосодержания (до 25 м³/м³). При газосодержании 80 - 90 м³/м³ адиабатический коэффициент слабо зависит от температуры в диапазоне исследования. Это объясняется большей теплоемкостью газа (с большим содержанием метана) (табл. 2) и нахождением газа в свободном состоянии при повышении температуры.

Таблица 2. Значения теплоемкостей некоторых флюидов

Пластовая жидкость	C_p , Дж/(кг*К)
Дегазированная нефть	2120
Метан	3080
Азот	1042

Поскольку лабораторные эксперименты ставились на газе с большим содержанием азота (что характерно для ряда месторождений Башкортостана и Татарстана), то адиабатический коэффициент, в значительной степени, характеризуется свойствами азота, который слабо растворим в воде. Поэтому с ростом процента воды в водогазонефтяной смеси, адиабатический коэффициент определяется свойствами высокоазотистого газа.

Зависимость адиабатического коэффициента от газосодержания имеет ярко выраженное изменение угла наклона при значениях выше 60 м³/м³ практически при всех значениях температуры, при этом кривые практически сливаются в одну (разброс значений адиабатического коэффициента определяется погрешностью его определения лабораторными методами). Необходимо отметить, что значения адиабатического коэффициента для многих дегазированных нефтей месторождений Западной Сибири сопоставимы со значениями газированной нефти. Поэтому необходимо для каждого продуктивного горизонта каждого месторождения изучать адиабатический коэффициент при различных значениях газосодержания для уверенной идентификации интервала пласта по стволу скважины, на котором происходит преимущественный приток газа или пластового флюида с высоким значением газосодержания. Представительная накопленная база значений адиабатического коэффициента позволяет характеризовать состав пластового флюида количественно, а не только на качественном уровне.

Методика качественной оценки состава притока, основанная на выявлении и анализе адиабатического коэффициента расширения (сжатия) может быть использована только при условии регистрации нестационарных температурных полей в стволе скважины одновременно на всех изучаемых интервалах. Это технически реализуемо при использовании многодатчиковой технологии [3] исследования скважины, которая апробирована и успешно используется более 10 лет для исследования горизонтальных, многозабойных скважин, а также скважин,

вскрывших сложно построенные коллектора и многопластовые объекты. Отличительной чертой данной технологии от геофизических исследований является то, что приборы не движутся вдоль ствола скважины, а располагаются неподвижно в нескольких (на практике до 20) точках ствола и одновременно регистрируют изменение температуры и давления во времени в этих точках. Точки размещения приборов выбираются на основе конструктивных особенностей ствола скважины, геологического строения исследуемого объекта. Воздействие на пласт осуществляется с помощью насоса (ЭЦН, ШГН, струйного) или методом компрессирования с пусковыми муфтами.

Комплекс исследований по определению качественного состава притока был проведен на скважине Талаканского месторождения Восточной Сибири. Для этого при исследованиях использовались три автономных манотермометра АМТ - 08 с расстояниями между датчиками температуры 1,2 м. Приборы находились в скважине в интервале перфорации на фиксированной глубине (рис. 5), прибор № 1 находился в интервале 1170,3 - 1171,5 м, прибор № 2 – 1169,1 - 1170,3 м, прибор № 3 – 1167,9 - 1169,1 м [4].

На протяжении всего исследования приборы находились неподвижно в стволе скважины.

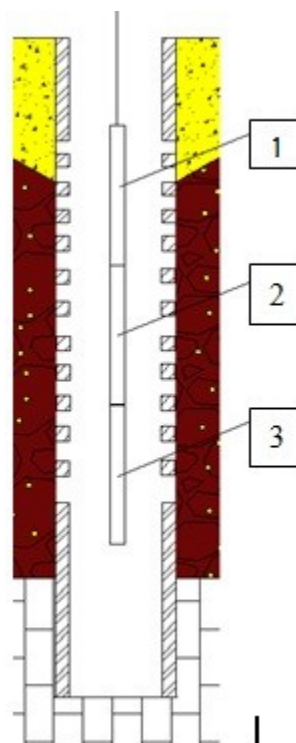


Рис. 5. Схема расположения приборов в стволе скважины

Забойное давление при исследовании на режимах (рис. 6 - 8) нестабильно, на графике замера давления имеются резкие скачки давления до 5 ат на штуцере 8,0 мм и до 13 ат на штуцере 10 мм с периодичностью от 2 до 3 раз в сутки, процессы снижения и повышения давления занимают по 1,5 часа каждый (в целом процесс снижения - повышения давления длится около 3 часов). На графиках давления и температуры, зарегистрированных верхним прибором, видно, что проявляется дроссельный эффект по газу, об этом свидетельствуют участки снижения температуры. Это говорит о многофазном притоке флюида к скважине, а так же о том, что верхний участок перфорации продуцирует преимущественно газом.

Проведен расчет адиабатического коэффициента по трем приборам. Анализ данных результатов показывает, что из нижнего участка перфорации притекает чистая нефть, адиабатический коэффициент в данном интервале равен $0,00279 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{ат}$. Величина адиабатического коэффициента по прибору расположенному в середине исследовательской компоновки составляет $0,0088 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{ат}$, что характеризует приток чистого газа из газовой шапки. По верхнему интервалу перфорации адиабатический коэффициент равен $0,0055 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{ат}$, снижение коэффициента говорит о конвективном теплообмене при остановке скважины. Данные исследования позволили выделить из полной эффективной мощности пласта участок притока нефти и участок притока газа.

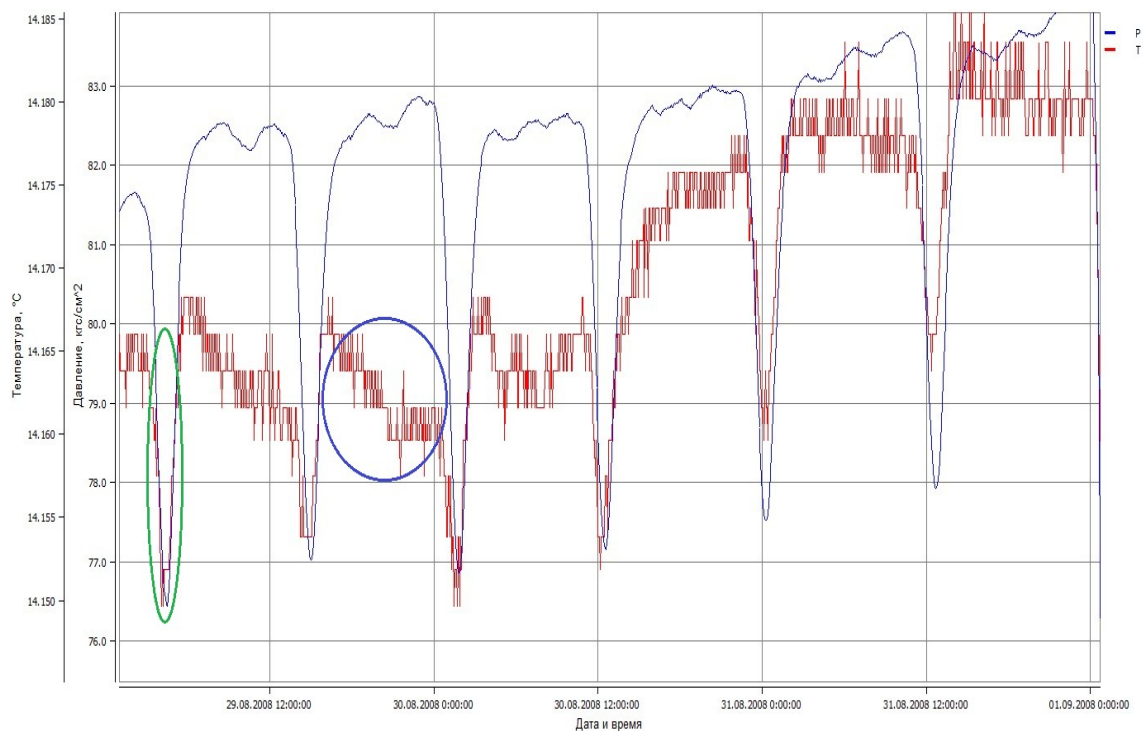


Рис. 6. Замер забойного давления и температуры на штуцере 8 мм (1-й прибор)

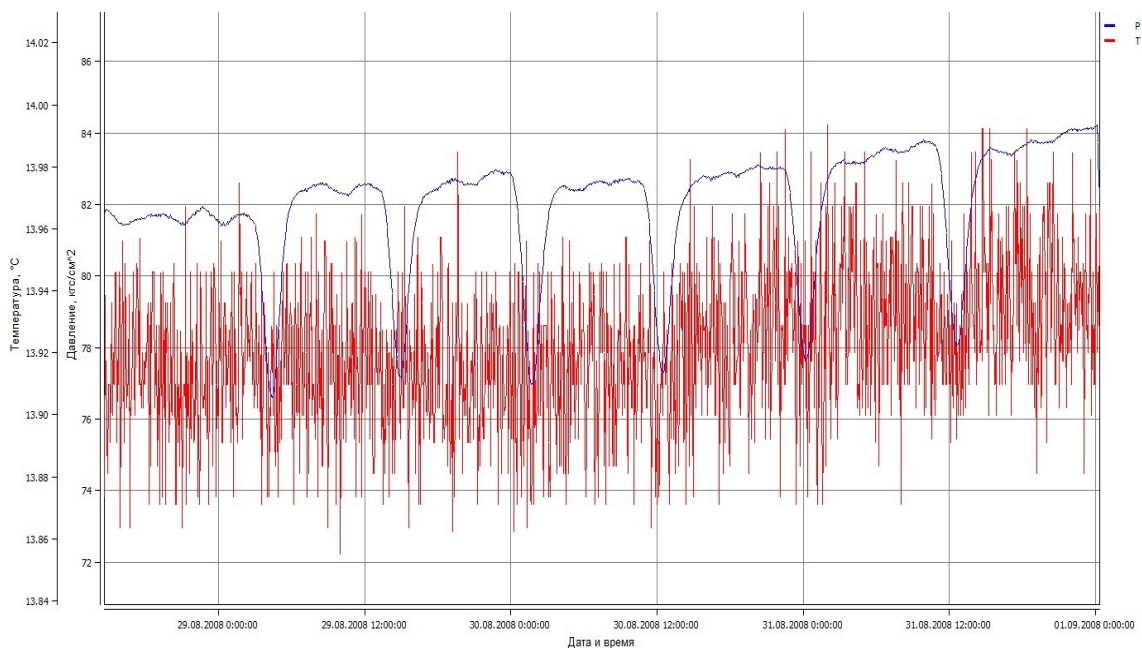


Рис. 7. Замер забойного давления и температуры на штуцере 8 мм (2-й прибор)

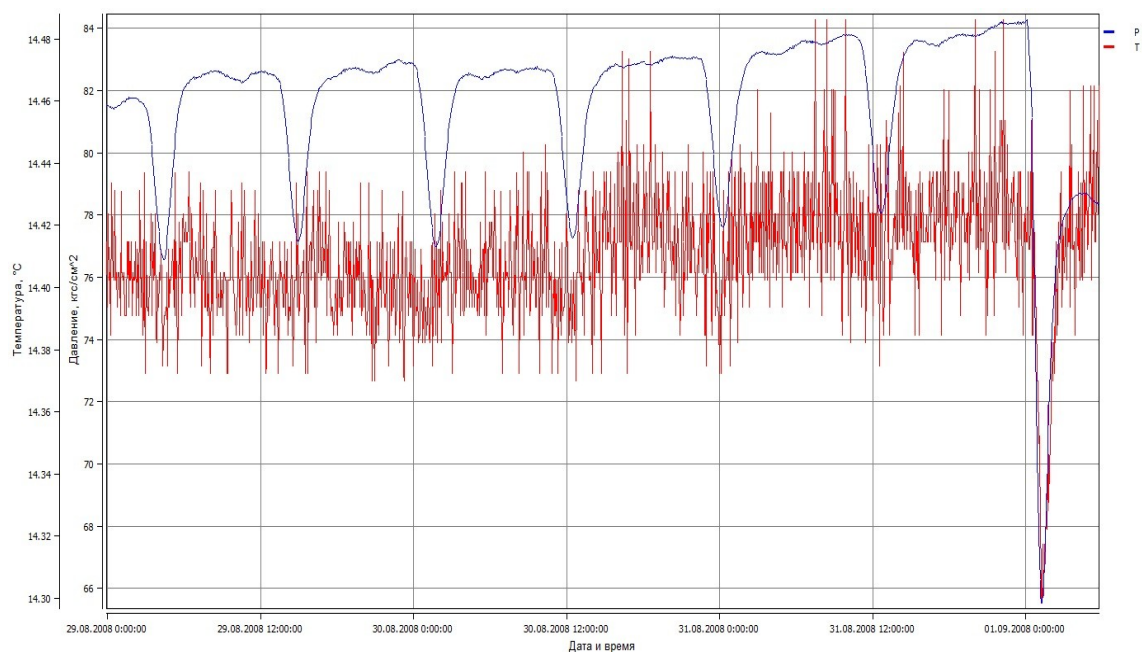


Рис. 8. Замер забойного давления и температуры на штуцере 8 мм (3-й прибор)

Зная эффективные мощности притока по каждому флюиду, обработана кривая восстановления давления (КВД) по данной скважине (рис. 9). Результаты обработки КВД представлены в табл. 3. За счет проведенных исследований, получены более точные значения фильтрационно-емкостных параметров.

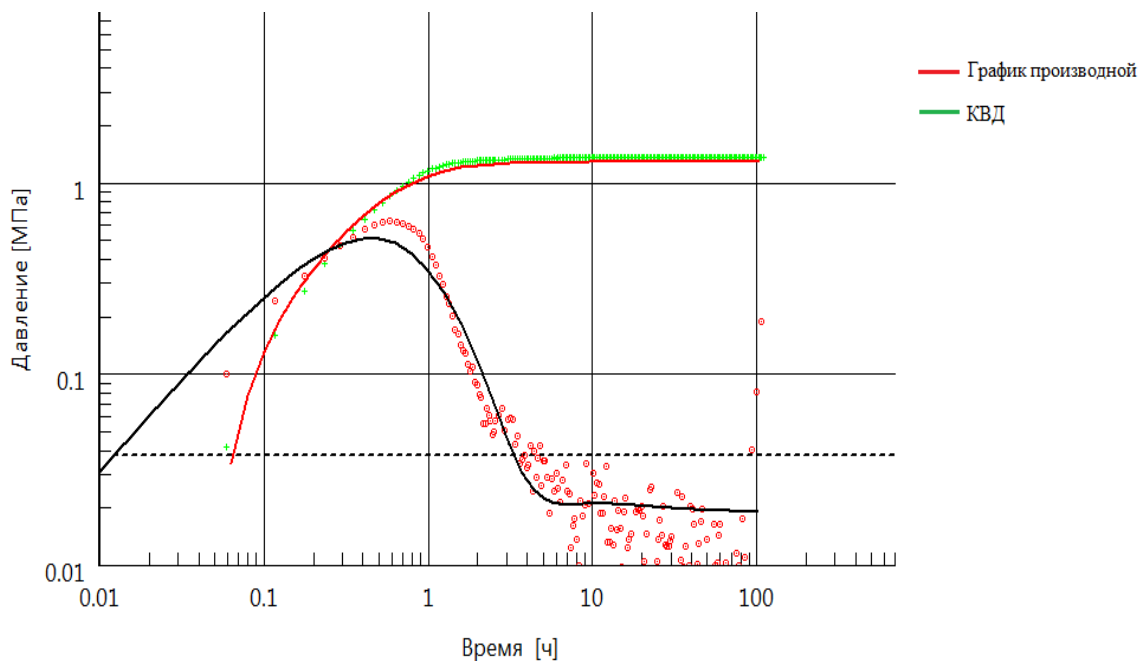


Рис. 9. График КВД и ее производной в билгарифмических координатах

Таблица 3. Результаты интерпретации КВД

Параметр	Значение	Размерность
Гидропроводность пласта	1,217	мкм ² *м/(мПа*с)
Скин – фактор	10	
Проницаемость	0,236	мкм ²

Данные исследования показывают возможность применения значений адиабаты, полученных экспериментальным путем, на практике для исследований скважин с помощью многодатчиковой технологии.

Выводы

1. Разработана лабораторная установка и проведены эксперименты по определению адиабатического коэффициента в газожидкостных смесях. Разработана методика интерпретации термограмм с учетом данных о коэффициентах адиабатического сжатия (расширения), полученных экспериментальным путем.

2. Выполнена интерпретация результатов термодинамических исследований скважин, выявлены интервалы притока и определен качественный состав притекающего флюида.

3. Анализ качественного состава притока по стволу горизонтальной скважины или по отдельным пластам многопластового объекта позволяет дифференцировать фильтрационные параметры сложного объекта разработки, оценивать

интервалы обводнения при прорыве воды, интервалы прорыва газа в условиях текущего значения депрессии.

4. Привязка типа флюида к эффективной толщине пласта уменьшает погрешность расчета значений гидропроводности, фазовой проницаемости, которые являются основной целью проведения таких исследований.

Литература

1. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика / под ред. В.М. Запорожца. М.: Недра, 1983. 591 с.

2. Федоров В.Н., Нестеренко М.Г., Лушпеев В.А. Оценка качественного состава пластового флюида в горизонтальном стволе скважины // Нефтяное хозяйство. № 4. 2006. С. 76 - 89.

3. Шешуков А.И., Федоров В.Н., Мешков В.М. Гидродинамические исследования горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. № 8. 2002. С. 92 - 94.

4. Лушпеев В.А., Мешков В.М., Ихсанов М.А., Белов К.В. Комплекс газогидродинамических исследований скважин для определения происхождения газа // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: сб. тр. СургутНИПИнефть. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. Вып. 11. С. 126-131.

QUALITATIVE STRUCTURE EVALUATION OF THE FORMATION FLUID FLOWING TO CERTAIN INTERVALS OF WELL BORE IN HETEROGENEOUS STRATUM

V.N. Fedorov, A.V. Sveshnikov
BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia
e-mail: FedorovVN@baschneft.ru

M.A. Ikhsanov
SurgutNIPIneft, Surgut, Russia

I.R. Bashirov
«Bashneft-Dobycha» LLC, Ufa, Russia

Abstract. *Traditional approaches to the study of inclined, sloping, horizontal and multilateral wells with high anisotropy and average number of permeable intervals are ineffective so there is a need for an integrated approach to the study of such objects. While interpreting wellbore study results it is important to know not only productive well bore interval but also the phase of formation fluid flowing from each of the producing intervals, as well as the contribution of each interval to the total well production.*

Thermohydrodynamic research allows to determine the qualitative structure of the formation fluid of each stratum part.

Keywords: *well, thermohydrodynamic research, multilateral wells, horizontal well bore, structure of the formation fluid, thermodynamic process, the adiabatic coefficient*

References

1. Geofizicheskie metody issledovaniya skvazhin. Spravochnik geofizika (Geophysical well logging. Reference book) Ed. red. V.M. Zaporozhets. Moscow: Nedra, 1983. 591 p.
2. Fedorov V.N., Nesterenko M.G., Lushpeev V.A. Otsenka kachestvennogo sostava plastovogo flyuida v gorizonta'nom stvole skvazhiny (Evaluation qualitative composition of formation fluid in a horizontal borehole), *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, Issue 4, 2006, pp. 76 - 89.
3. Sheshukov A.I., Fedorov V.N., Meshkov V.M. Gidrodinamicheskie issledovaniya gorizonta'nykh skvazhin (Horizontal well testing), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, Issue 8, 2002, pp. 92 - 94.
4. Lushpeev V.A., Meshkov V.M., Ikhsanov M.A., Belov K.V. Kompleks gazogidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin dlya opredeleniya proiskhozhdeniya gaza (The complex well testing to determine the origin of gas), *Voprosy geologii, bureniya i razrabotki neftnyanykh i gazoneftnyanykh mestorozhdeniy Surgutskogo regiona: sb. tr. SurgutNIPIneft' (Geology, drilling and oil and gas fields development in Surgut Region. Proceedings of SurgutNIPIneft)*, Moscow: Neftyanoe khozyaistvo, 2010. Issue 11, pp. 126 - 131.