

УДК 622.279

**Сова В.Э.**ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский и проектный институт природных газов», Ставрополь, Россия, [kochichiro@mail.ru](mailto:kochichiro@mail.ru)

## **ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ, ВСКРЫВАЮЩЕЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ ВБЛИЗИ ГАЗО-НЕФТЯНОГО КОНТАКТА**

*Представлены результаты газогидродинамического исследования газоконденсатной скважины, вскрывающей продуктивный пласт вблизи газо-нефтяного контакта. Рассмотрены эффекты, возникающие в процессе эксплуатации такой скважины и их влияние на ее производительность. Предложен порядок действий, позволяющих установить положение газо-нефтяного контакта и детализировать строение залежи по результатам газогидродинамических исследований.*

**Ключевые слова:** *газогидродинамическое исследование, газоконденсатная скважина, газо-нефтяной контакт, кривая восстановления давления, кривая распределения давления в остановленной скважине, давление начала конденсации, градиент изменения состава углеводородной смеси, конус пластовой нефти.*

Обоснование флюидоконтактов является одной из основных задач, решаемых на стадии оценки и подготовки к разработке перспективной залежи углеводородного сырья. Достоверное установление глубины залегания и типа флюидоконтакта позволяет установить режим работы залежи и выбрать оптимальную стратегию ее разработки.

В то же время, в подавляющем большинстве мелких и ряде крупных нефтегазодобывающих предприятий до сих пор распространена практика обоснования положения флюидоконтактов по результатам непосредственного вскрытия разведочной скважиной того или иного флюидоконтакта. Распространенность этой практики является следствием текущего положения дел в геологоразведочной политике независимых нефтегазовых компаний. Зачастую данные компании получают лицензии на участки недр открытые и частично изученные еще в период существования Советского Союза, дальнейшее изучение залежи сводится к ряду стандартных мероприятий, направленных на локальное уточнение параметров залежи без глобального пересмотра геологической модели.

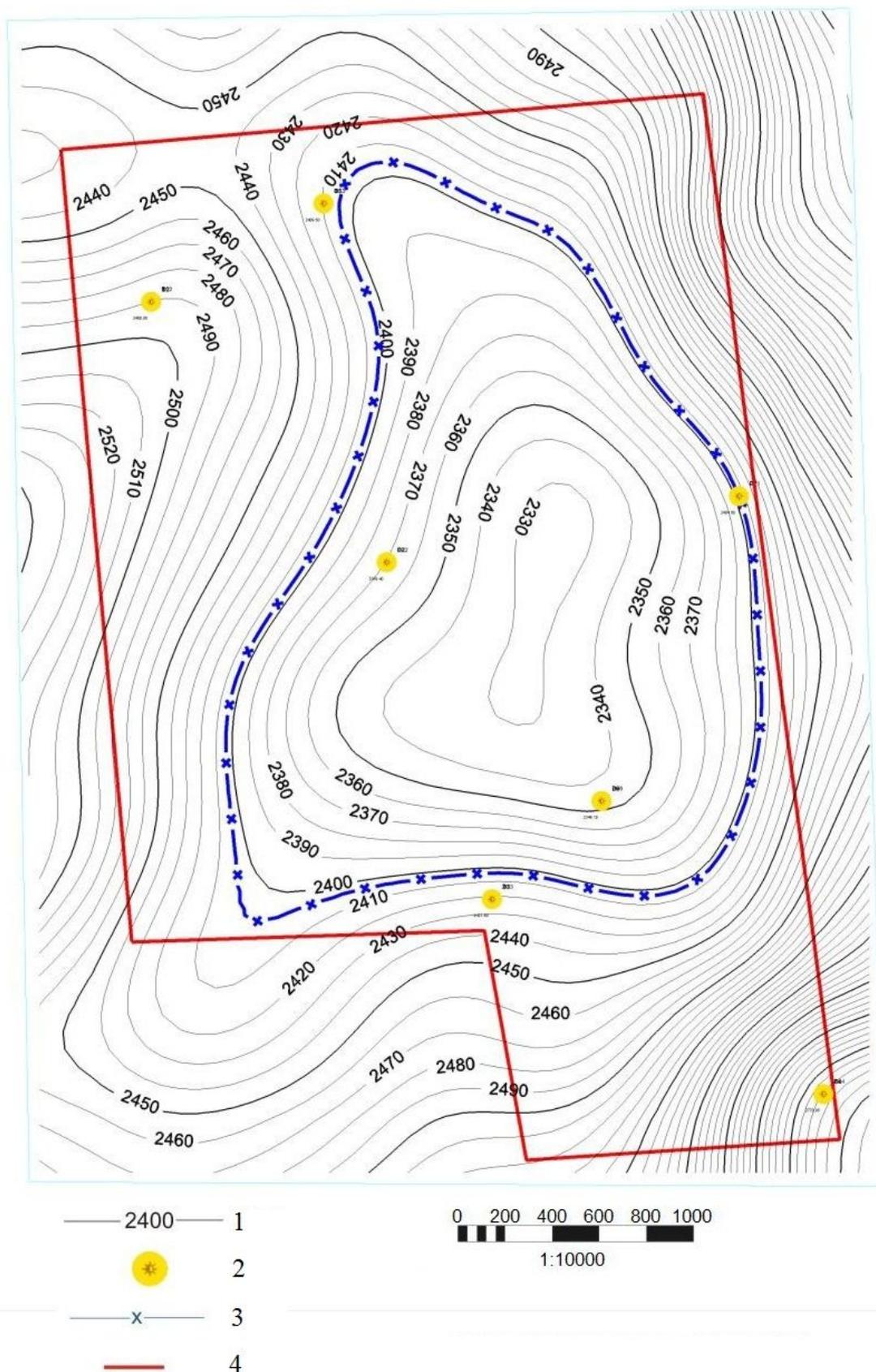
Более современные методы обоснования флюидоконтактов, такие как, к примеру, модульный динамический испытатель пластов на геофизическом кабеле (MDT) предлагаемый компанией Шлюмберже и рядом других западных сервисных компаний, применяются лишь крупными добывающими компаниями на стратегических месторождениях.

Отказ от применения современных методов большинством независимых компаний объясняется дороговизной таких исследований и недостатком финансирования. В то же время стоимость качественного исследования одной разведочной скважины существенно ниже стоимости бурения нескольких неуспешных скважин или затрат на выяснение и устранение причин различного рода осложнений, возникающих при эксплуатации недостаточно изученных скважин.

Рассмотрим пример работы именно такой скважины, вскрывающей недостаточно изученную залежь. Помимо общего обзора эффектов, возникающих при эксплуатации скважины, и влияния, оказываемого ими на ее производительность, нами также рассмотрен ряд конкретных операций, направленных на детализацию строения залежи в сложившихся условиях.

Объектом нашего изучения стала скв. 26 Добринского месторождения Волгоградской области. Лицензия на разработку Добринского месторождения принадлежит ООО «Газнефтедобыча». Коллектор месторождения сложен рифогенными карбонатными отложениями верхнедевонского возраста. На данный момент специалисты-геологи и разработчики отдела разработки месторождений ОАО «СевКавНИПИГаз», занимающегося проектированием разработки данного месторождения, представляют залежь в виде структурного построения, представленного на рис. 1. Месторождение представляется в виде единой гидродинамической системы, содержащей газо-водяной контакт (ГВК) и не имеющей газо-нефтяного контакта (ГНК). В действительности это не так, о чем будет сказано далее.

Газогидродинамическое исследование скв. 26 проводилось в период с 17 по 24 июня 2010 г. сотрудниками отдела исследования скважин ОАО «СевКавНИПИГаз». Замер забойных параметров осуществлялся глубинным прибором «Фотон-Т». Результаты исследования скважины приведены в табл. 1. Диаграммы записи забойных параметров приведены на рис. 2 и 3. Как видно из таблицы и этих рисунков, при остановке скважины в течение непродолжительного времени после остановки наблюдался рост пластового давления, далее произошло его резкое снижение. Такое поведение пластового давления достаточно часто наблюдается при исследовании газоконденсатных скважин. Разные исследователи связывают его с различными причинами – влиянием температурных переходов в стволе скважины, интерференцией соседних скважин и т.д.



**Рис. 1. Структурная карта Добринского ГКМ по кровле евлано-ливенского горизонта**  
*1 – изогипсы по кровле евлано-ливенского горизонта; 2 – разведочные скважины; 3 – предполагаемый контур газо-водяного контакта; 4 – граница лицензионного участка.*

Таблица 1

## Результаты газогидродинамического исследования скв. 26 Добринского месторождения

Дата исследования 17-24.06.2010 г.

Интервал открытого ствола: 2580-2610 м

Режим №	d <sub>шт.</sub> , мм	Дата замера 2010 г.	Время работы на режиме, ч	P <sub>затр.</sub> м.о. № 46051		P <sub>тр.</sub> м.о. № 17067		t <sub>у.</sub> , °С	P <sub>сеп.</sub>		t <sub>сеп.</sub> , С	Дебит		КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	P <sub>заб.</sub> на глубине 2590 м кгс/см <sup>2</sup>	t <sub>заб.</sub> °С
				деления	кгс/см <sup>2</sup>	деления	кгс/см <sup>2</sup>		деления	кгс/см <sup>2</sup>		газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут.	конд, м <sup>3</sup> /сут.			
1	0,0	17-18.06	28,00	185,0	185,17	179,5	182,39	-	-	-	-	-	-	-	252,11	69,99
2	6,0	18-19.06	22,30	187,2	187,40	180,4	183,35	26,0	-	-	-	81,19	36,95	455,1	253,62	70,89
3	0,0	19.06	1,38	186,3	186,49	182,5	185,59	26,3	-	-	-	-	-	-	253,62	70,52
4	8,0	19.06	8,51	187,2	187,40	177,0	179,73	28,5	-	-	-	125,14	61,71	493,1	253,45	70,76
5	0,0	19.06	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	253,67	70,69
6	7,0	19-20.06	7,41	187,4	187,60	179,1	181,97	26,8	-	-	-	77,68	37,47	482,4	253,51	70,89
7	0,0	20.06	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	253,67	70,88
8	9,0	20-21.06	27,06	188,3	188,51	183,2	186,33	32,0	-	-	-	124,10	58,83	474,0	253,35	70,91
9	0,0	21.06	0,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	253,58	70,71
10	10,0	21.06	8,82	188,2	188,41	174,4	176,96	35,0	-	13,50	10,2	157,46	72,74	462,0	253,22	70,90
11	0,0	21-23.06	45,67	184,3	184,47	179,0	181,86	-	-	-	-	-	-	-	251,86	70,05
12	дроссель 1	23-24.06	17,82	188,8	189,01	173,0	175,49	34,2	-	-	-	178,50	84,62	474,0	253,00	70,87
13	дроссель 2	24.06	6,88	188,4	188,61	168,5	170,86	37,0	-	-	-	206,40	99,00	479,7	252,79	70,87

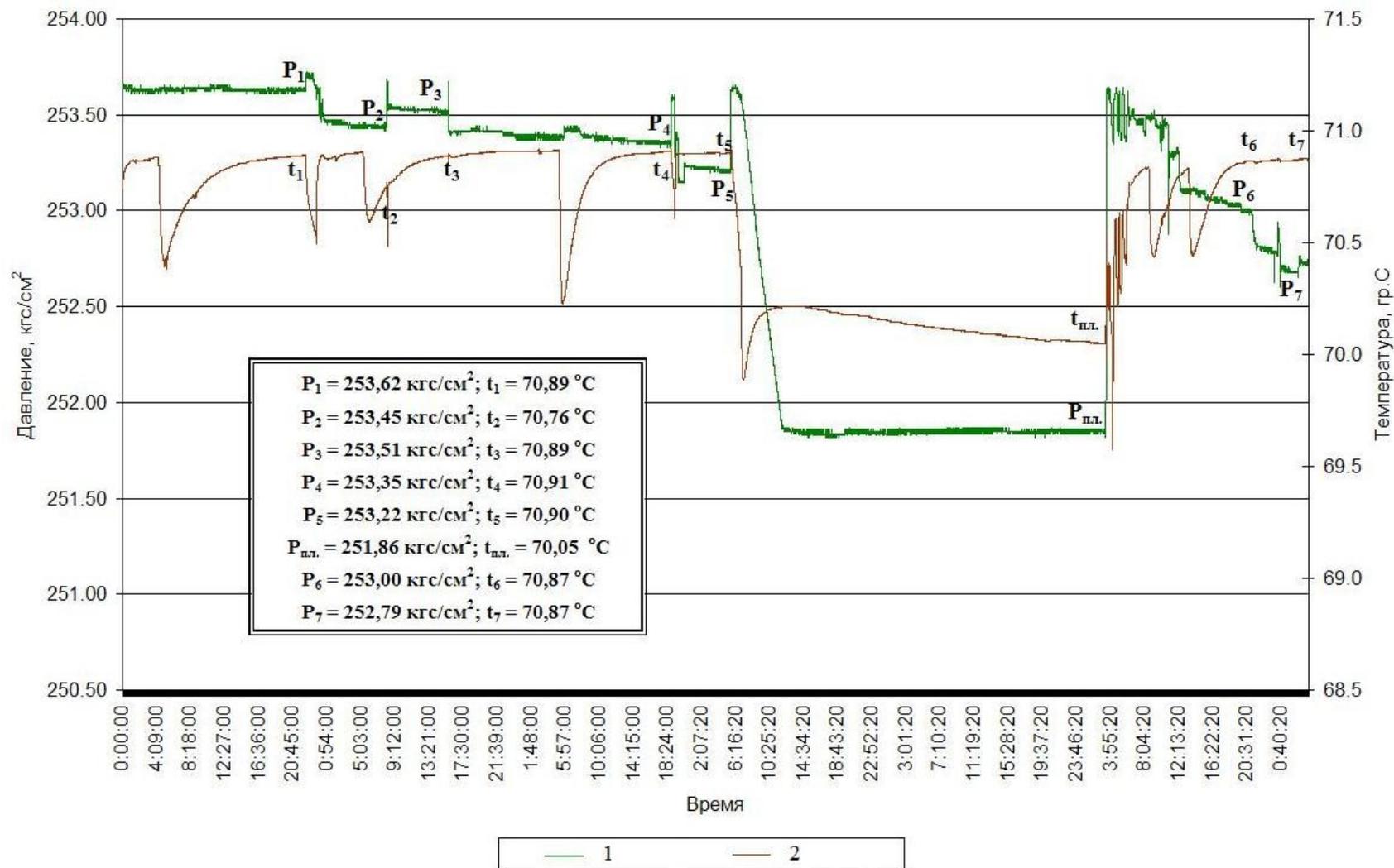
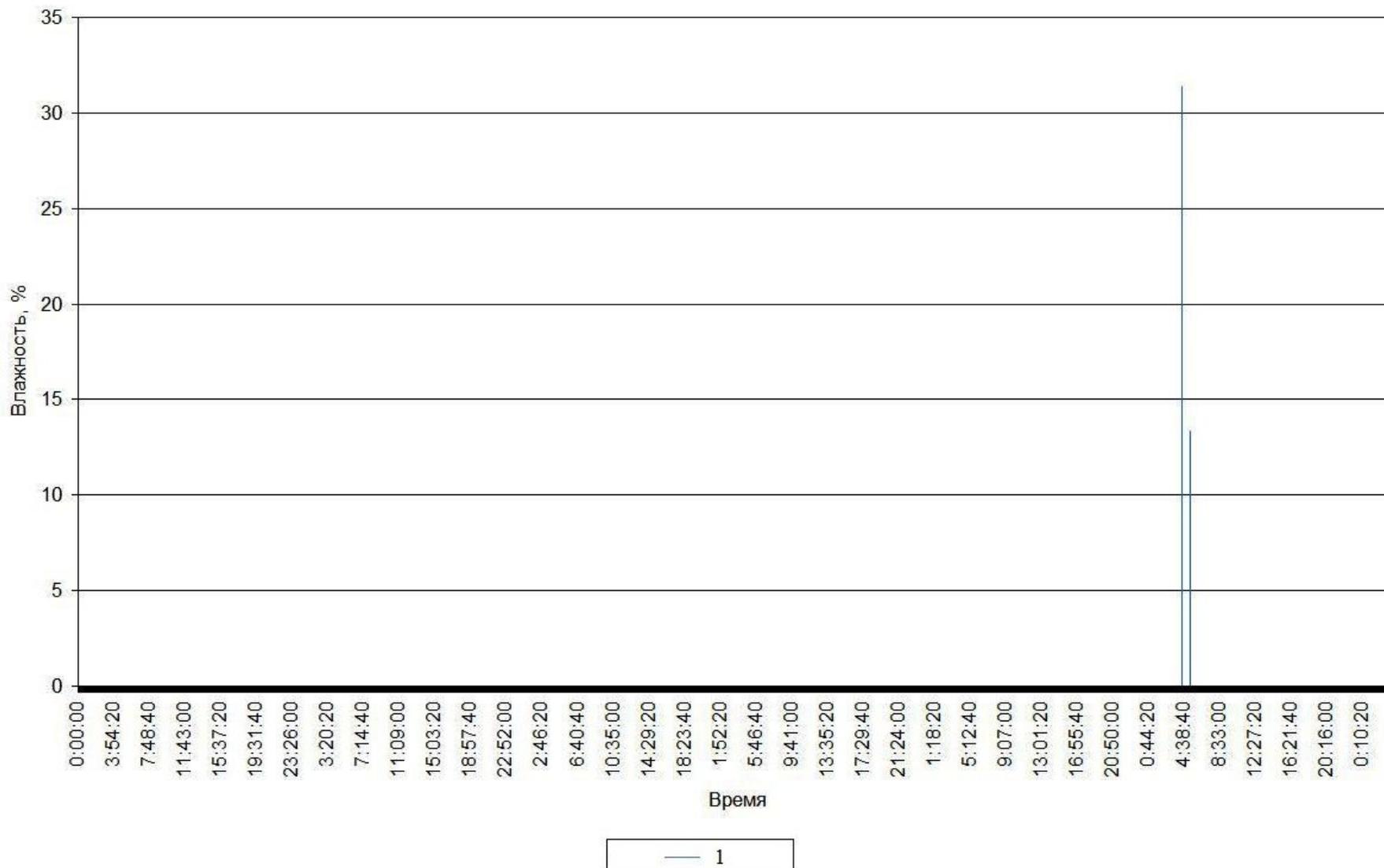


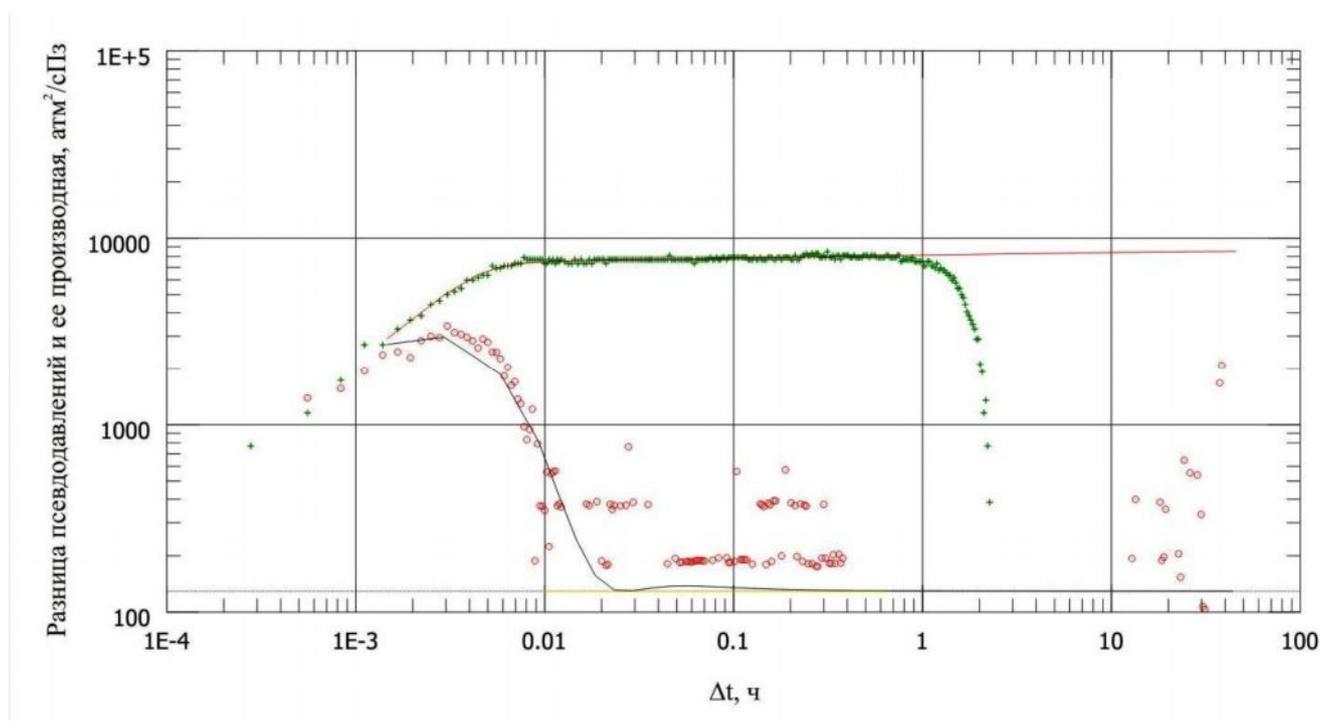
Рис. 2. Диаграммы записи забойного давления и температуры глубинным манометром-термометром «Фотон-Т» при исследовании скв. 26 Добринского месторождения

1 – давление, ат.; 2 – температура, гр. С.



**Рис. 3. Диаграмма записи глубинным прибором влагосодержания на забое скв. 26 Добринской при исследовании**  
*1 – влажность, %.*

Вначале рассмотрим кривую восстановления пластового давления (КВД), обработка которой осуществлялась путем наложения графиков зависимости от разницы псевдодавлений реального газа между текущим пластовым псевдодавлением и забойным псевдодавлением перед закрытием скважины на КВД, и производной этой разницы по времени от времени остановки скважины на модельные кривые Грингартена-Бордуэта [Bourdet, 2005] (рис. 4).



**Рис. 4. Кривая восстановления пластового давления по скв. 26 в билогарифмическом масштабе с наложенными типовыми кривыми**

Видно, что по истечении 0,77 часа с момента остановки скважины пластовое давление начало резко снижаться. Данное обстоятельство, на наш взгляд, не связано с влиянием на процесс восстановления давления в скв. 26 зоны дренирования скв. 22, поскольку расстояние между скважинами составляет около 1360 м; в то же время, по истечении 0,77 часа с момента остановки скв. 26 ее радиус влияния составлял лишь 342,12 м. Радиус же влияния скв. 22 по результатам исследования, выполненного ранее отделом исследования скважин, составил 350 м.

Причем по результатам исследований было установлено, что для скв. 22 зона влияния ограничена границей постоянного давления, в качестве которой может выступать газовойодяной контакт или иной тип флюидоконтакта, но никак не зона дренирования другой скважины, поскольку в случае взаимовлияния скважин зона дренирования скв. 22 должна быть ограничена границей падения давления.

Учитывая характер изменения забойного давления и конденсато-газового фактора в процессе исследования (табл. 1), мы предположили, что при работе скв. 26 происходит подтягивание и прорыв в скважину конуса пластовой нефти с ГНК. Для проверки данного предположения мы решили рассчитать с помощью уравнения состояния градиент изменения состава углеводородной смеси и определить глубину возможного ГНК и плотность нефти в этой точке. Однако предварительно нами было определено давление начала конденсации.

Для оценки давления начала конденсации мы воспользовались тремя расчетными методами и сравнили их результаты с результатами PVT исследований, проведенных ООО «Сиам Мастер».

В качестве опорного метода мы использовали определение давления начала конденсации по результатам измерения градиента давления в остановленной скважине. Результаты измерения статического градиента по скв. 26 приведены в табл. 2, кривая распределения давления в остановленной скважине приведена на рис. 5.

Таблица 2

**Результаты измерения статического градиента давления по скв. 26 Добринского месторождения**

Глубина замера, м	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Градиент давления в интервале, (кгс/см <sup>2</sup> )/м	Средняя плотность флюида в интервале, кг/м <sup>3</sup>
0	181,41	-	-
500	193,95	0,0251	250,65
1000	207,31	0,0267	267,03
1500	220,89	0,0272	271,43
2000	234,69	0,0276	275,83
2295	242,94	0,0280	279,49
2590	252,11	0,0311	310,66

Анализируя данные табл. 2 и рис. 5, можно отметить, что излом на кривой распределения давления в остановленной скважине, соответствующий началу массовых переходов, достаточно трудно выделить, поскольку он имеет сглаженную форму.

Однако, если провести касательную к линейному участку кривой в интервале глубин 0-2295 м, можно получить пересечение касательной с точкой перегиба, которое будет соответствовать значению давления начала конденсации.

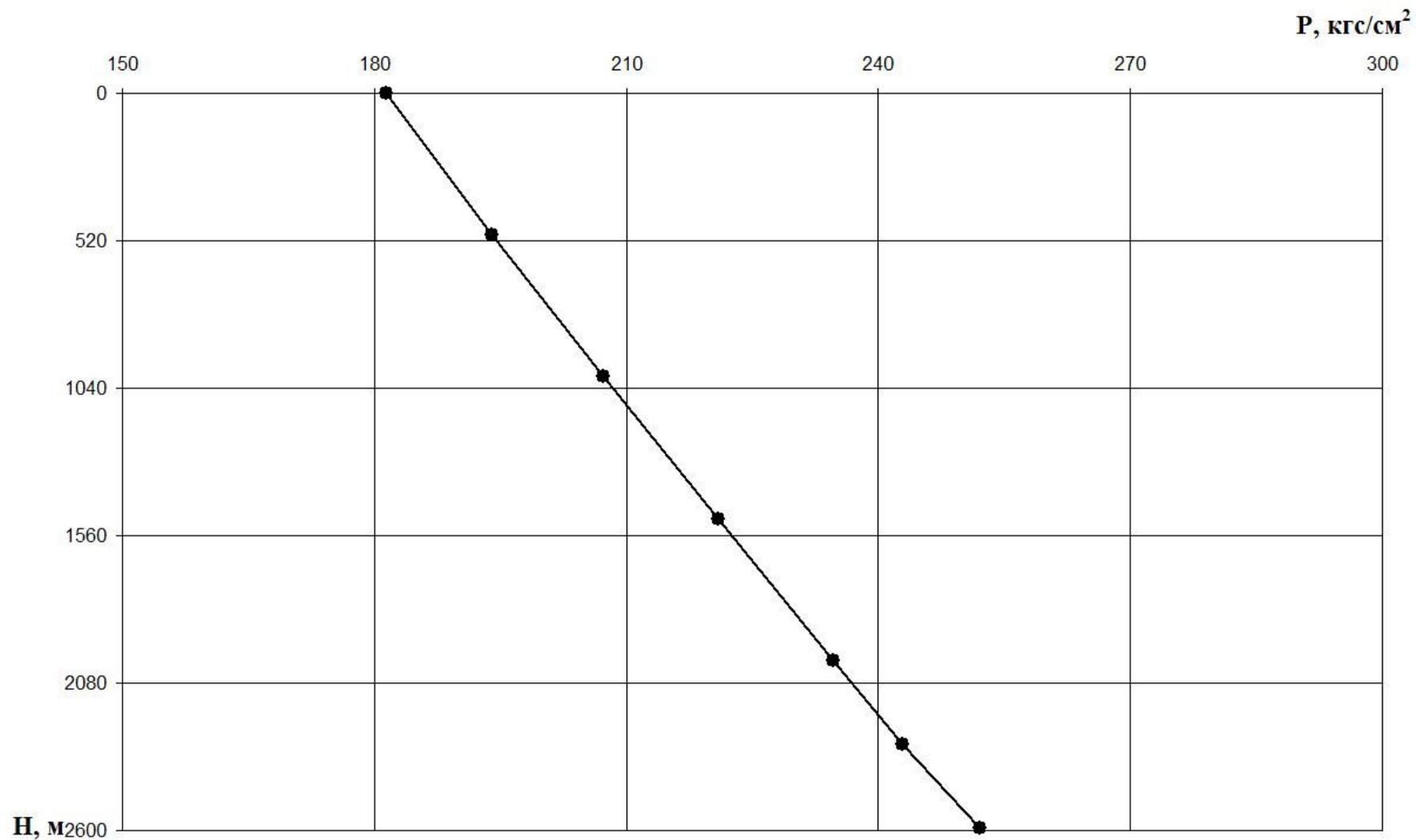


Рис. 5. Кривая распределения давления в остановленной скв. 26

Для скв. 26 Добринского месторождения оно составляет  $246 \text{ кгс/см}^2$ . Здесь может возникнуть вопрос об адекватности таких определений, однако следует отметить, что до проведения замера статического градиента скважина простаивала в течение суток, в то же время процессы, связанные с оттоком в пласт столба нефти, заканчиваются по истечении 6,62 часов с момента остановки скважины, о чем будет сказано далее. Помимо этого, статический градиент демонстрирует практически линейный характер изменения, резкие изломы на кривой и внезапное увеличение плотности флюида, соответствующие границе раздела между нефтью и газом в стволе скважины, отсутствуют.

Для сравнения мы приведем результаты измерения статического градиента давления по скв. 22 Добринского месторождения. Непосредственно результаты измерения по скв. 22 приведены в табл. 3, кривая распределения давления – на рис. 6.

Таблица 3

**Результаты измерения статического градиента давления по скв. 22 Добринского месторождения**

Глубина замера, м	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Градиент давления в интервале, (кгс/см <sup>2</sup> )/м	Средняя плотность флюида в интервале, кг/м <sup>3</sup>
0	181,23	-	-
500	192,28	0,0221	220,86
1000	207,25	0,0299	299,22
1500	221,98	0,0295	294,42
2000	236,52	0,0291	290,62
2360	246,82	0,0286	285,93
2560	252,53	0,0286	285,32

Давление начала конденсации для скв. 22 Добринского месторождения составило  $207,25 \text{ кгс/см}^2$ . Более того, сравнивая изменение средней плотности флюида по скв. 26 и 22, можно отметить, что для скв. 26 с увеличением глубины происходит увеличение плотности флюида в стволе скважины, а для скв. 22 – уменьшение. Причем для скв. 26 интенсивность увеличения плотности флюида превосходит интенсивность уменьшения плотности для скв. 22.

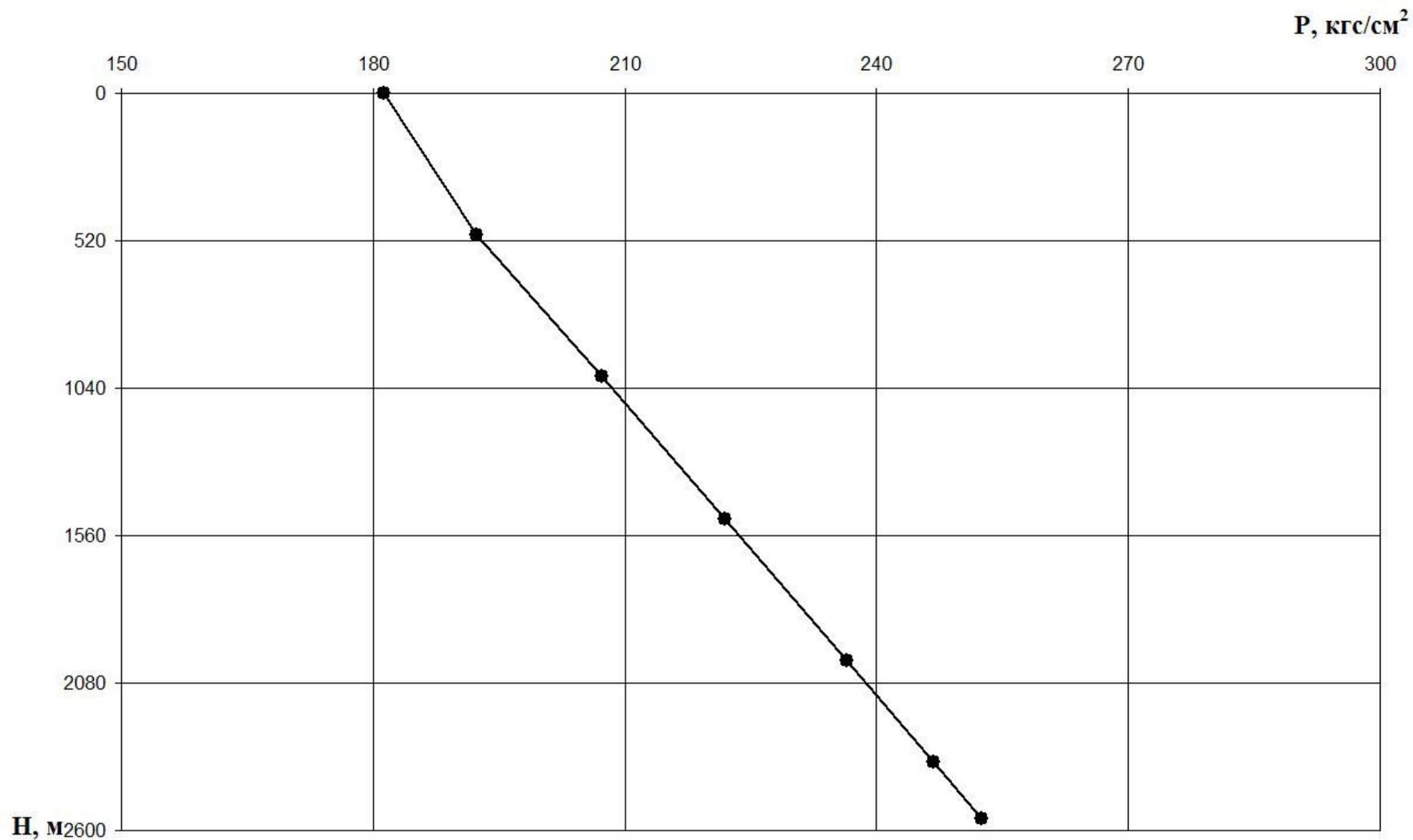


Рис. 6. Кривая распределения давления в остановленной скв. 22

Мы связываем данное обстоятельство с доминирующим влиянием гравитационных сил на поведение флюида в зоне расположения скв. 26, что обусловлено большим углом падения пород-коллекторов на этом участке залежи. Для скв. 22 влияние температуры на поведение флюида превышает влияние гравитационных сил, что обусловлено малым углом падения и практически пологим залеганием пород-коллекторов.

Такое поведение статических градиентов давления по скв. 22 и 26 говорит, в первую очередь, об отсутствии гидродинамической связи между этими скважинами. Так, в случае существования единой гидродинамической системы с ГВК, как показано на рис. 1, кривые распределения давления по обеим скважинам должны были экстраполироваться на одно общее давление – давление на ГВК. Однако, как видно в табл. 2 и 3, кривые пересекаются выше кровли продуктивного пласта, что говорит об отсутствии единого флюидоконтакта, объединяющего скв. 22 и 26.

Два дополнительных значения давления начала конденсации были рассчитаны с помощью уравнения состояния и корреляции Немез-Кеннеди [McCain, 1990] соответственно. Результаты расчетного и лабораторного определения давления начала конденсации приведены в табл. 4.

Таблица 4

**Результаты определения давления начала конденсации по скв. 26**

Способ определения	Давление начала конденсации, кгс/см <sup>2</sup>	Начальное пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>
Распределение давления в остановленной скважине	246,00	278,46
Уравнение состояния	247,93	
Корреляция Немез-Кеннеди	253,52	
PVT анализ ООО «Сиам Мастер»	252,11	

В табл. 4 видно, что во втором случае давление начала конденсации достаточно хорошо соответствует значению, полученному по результатам анализа статического градиента, что говорит о представительности определенного расчетным способом состава пластового флюида. В третьем и четвертом – практически равно текущему пластовому давлению, что противоречит фундаментальным законам фазового поведения углеводородных систем и может иметь место только в том случае, когда скважина вскрывает залежь на границе газонефтяного контакта (т.е. в зоне двухфазного насыщения порового пространства).

Предположение о снижении пластового давления до давления начала конденсации и равенстве текущего пластового давления давлению начала конденсации также безосновательно. В этом случае уже происходило бы выпадение конденсата в продуктивном пласте и любые отобранные пробы газа и насыщенного конденсата на поверхности были бы не представительными, поскольку забойное давление на режиме отбора проб ниже давления начала конденсации.

Следует отметить, что мы не первый раз сталкиваемся с равенством давления начала конденсации текущему пластовому давлению в результатах PVT исследований ООО «Сиама Мастер». Интересно, что давление начала конденсации приравнивается текущему пластовому вне зависимости от статуса скважины (введена в эксплуатацию только что или находится в эксплуатации длительное время), а также по результатам измерений, выполненных другими сервисными компаниями, в частности в PVT исследованиях по скв. 22 и 26 Добринского месторождения, давление начала конденсации было приравнено к максимальному записанному отделом исследования скважин ОАО «СевКавНИПИГаз» пластовому давлению. Аналогичная ситуация наблюдается также и в демонстрационных результатах PVT исследований, представленных на официальном сайте этой компании. Нам сложно судить о том, чем вызван данный факт, одной из возможных причин могут являться сложности в определении давления начала конденсации по результатам PVT исследований, описанные в [Danesh, 1998].

Используя полученное с помощью уравнения состояния значение давления начала конденсации, мы рассчитали градиент изменения состава углеводородной смеси и определили глубину возможного ГНК и плотность нефти в этой точке. Глубина возможного ГНК составила 2622,15 м, при погрешности расчета плюс-минус 0,05 м, а плотность нефти – 491,32 кг/м<sup>3</sup>.

Далее мы рассчитали критический дебит газа, при котором происходит прорыв конуса. Поскольку в нашем случае соотношение между вертикальной и горизонтальной проницаемостями неизвестно, расчет проводился по уравнению Мейера-Гардера [Ahmed, 2001]:

$$Q_{gc} = 2,6268 \times 10^{-9} \left[ \frac{\rho_o - \rho_g}{\ln(r_e/r_{wa})} \right] \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) (h^2 - h_p^2), \quad (1)$$

где  $Q_{gc}$  - критический дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут.;

$\rho_o, \rho_g$  - плотности нефти и газа соответственно, кг/м<sup>3</sup>;

$r_e$  - радиус дренирования, м;

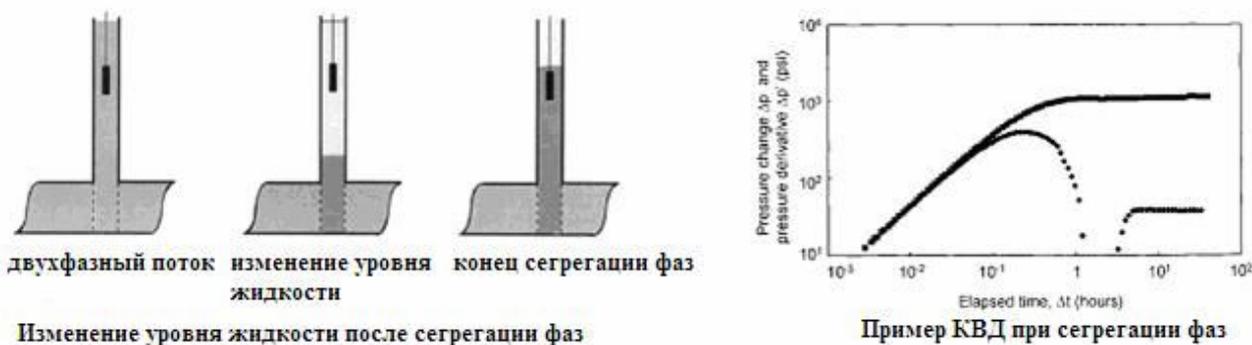
- $k_g$  - проницаемость по газу, мД;  
 $\mu_g$  - вязкость газа, сПз;  
 $B_g$  - объемный коэффициент пластового газа;  
 $h$  - расстояние от верхней отметки вскрытого интервала до ГНК, м;  
 $h_p$  - длина вскрытого интервала, м;

$$r_{wa} = r_w e^{-s}, \quad (2)$$

- где  $r_{wa}$  - приведенный радиус скважины, м;  
 $r_w$  - радиус скважины, м;  
 $s$  - скин-фактор.

По результатам расчета критический дебит составил 123,85 тыс. м<sup>3</sup>/сут., что ниже дебита газа на рабочем режиме перед закрытием скважины на КВД и подтверждает наши предположения.

Таким образом, при работе скважины с дебитом, превышающим 123,85 тыс. м<sup>3</sup>/сут., происходит прорыв и поступление пластовой нефти на забой скважины, сопровождающееся увеличением давления на забое скважины и в призабойной зоне. При остановке скважины, ввиду высокой проницаемости коллектора, в течение непродолжительного времени происходит восстановление давления в условиях двухфазного притока, после чего происходит расформирование конуса, сопровождающееся снижением уровня жидкости в стволе скважины и давления в газовой зоне. Данный процесс во многом аналогичен процессу сегрегации фаз в обводнившихся газовых скважинах (рис. 7). По всей видимости, при работе скважины вынос пластовой нефти происходит в малых количествах, поскольку он не оказал значительного влияния на представительность поверхностных проб газа и конденсата.



**Рис. 7. Схема процесса сегрегации фаз в стволе скважины при остановке и характерное поведение билогарифмического графика кривой распределения давления**

Следует отметить, что в таких условиях интерпретация кривой восстановления давления вполне возможна, для этого необходимо использовать участок восстановления давления в условиях двухфазного притока, именно он позволит получить более или менее адекватные значения коэффициента влияния ствола скважины, скин-фактора и проницаемости.

Как видно на полулогарифмическом графике КВД (рис. 8), по истечении 6,62 часов с момента начала падения давления, пластовое давление стабилизировалось, и начался его незначительный рост. Как было сказано выше, это связано с окончанием расформирования конуса и началом восстановления давления в газовой зоне. Можно заметить, что второй участок восстановления давления параллелен первому, т.е. при интерпретации дает значение проницаемости равное значению проницаемости в условиях двухфазного притока. Данный участок также позволяет оценить интерполированное пластовое давление в газовой зоне после расформирования конуса. Однако значения коэффициента влияния ствола скважины и скин-фактора, полученные по второму участку восстановления давления, будут ошибочными.

В результате интерпретации было также установлено изменение скин-фактора в процессе исследования, что обусловлено внедрением в призабойную зону конуса пластовой нефти, при увеличении дебита скважины, и снижением в ней фазовой проницаемости по газу. Динамика изменения скин-фактора в процессе исследования скв. 26 представлена в табл. 5. Видно, что при увеличении дебита происходит увеличение скин-фактора, причем резкое его увеличение происходит при достижении критического дебита, последующее же снижение дебита не приводит к снижению скин-фактора, поскольку, как было отмечено выше, расформирование конуса происходит лишь при остановке скважины, причем длительность остановки для скв. 26 должна составлять не менее 7 часов.

Таблица 5

**Изменение скин-фактора в процессе исследования скв. 26**

$d_{шт.}$ , мм	Дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут.	Значение скин-фактора
6,0	81,19	-3,0
8,0	125,14	+11,0
7,0	77,68	+11,0
9,0	124,10	+19,0
10,0	157,46	+23,0
дроссель 1	178,50	+33,0
дроссель 2	206,40	+42,0

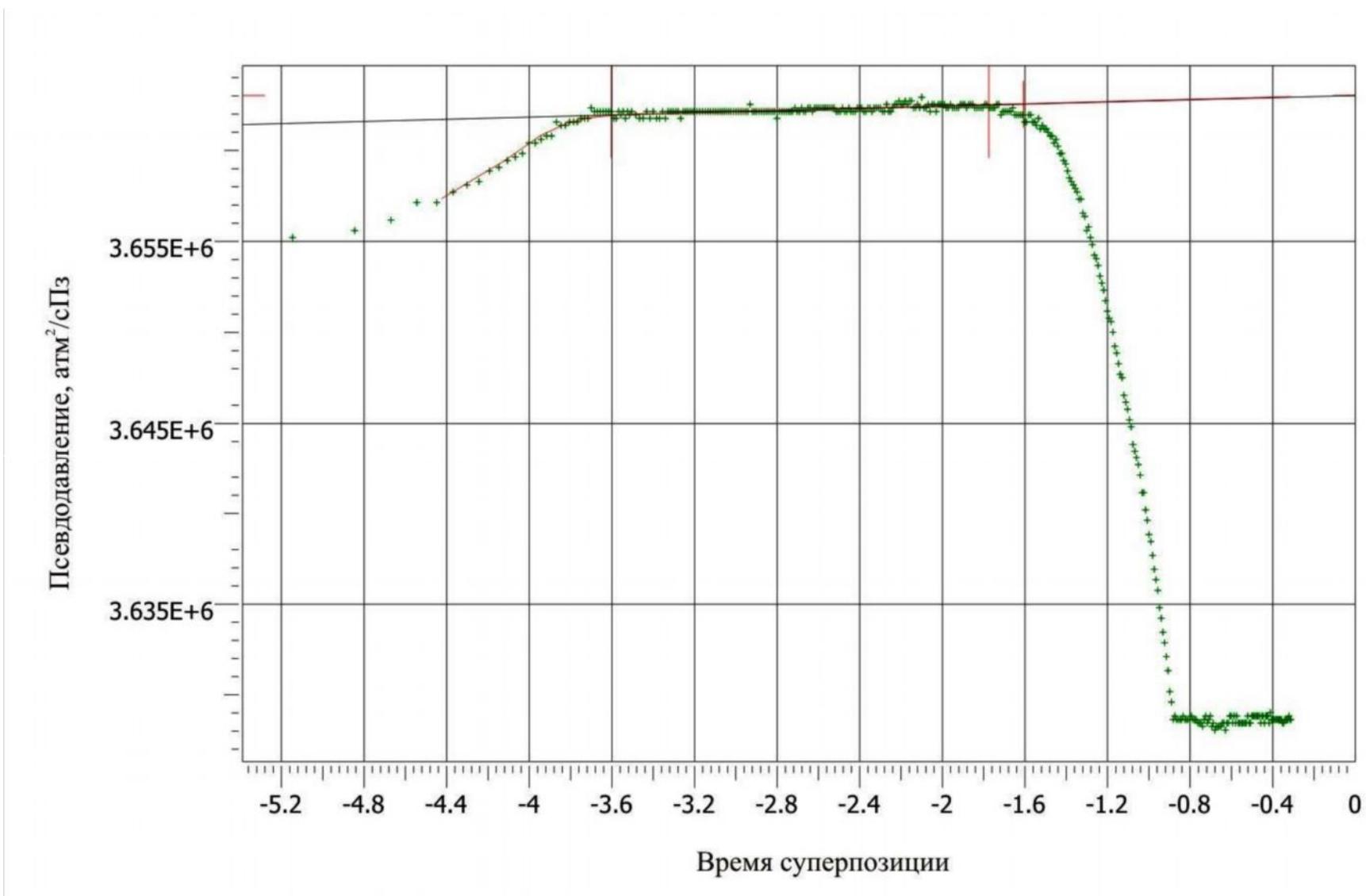


Рис. 8. Кривая распределения давления по скв. 26 в полулогарифмическом масштабе с наложенной теоретической кривой

Резюмируя обзор эффектов, возникающих при эксплуатации газоконденсатной скважины, вскрывающей продуктивный пласт вблизи газо-нефтяного контакта, и способов их диагностирования, сервисным и добывающим компаниям, столкнувшимся с аналогичными явлениями при исследовании и эксплуатации газоконденсатных скважин, можно рекомендовать следующее:

- исследование таких скважин необходимо начинать с длительной остановки продолжительностью от одних до двух суток, на конец остановки целесообразно произвести замер распределения давления по стволу скважины;

- после остановки скважина должна выводиться на режим с минимальным дебитом, обеспечивающим наиболее полный вынос конденсата, но не приводящим к прорыву конуса пластовой нефти, на этом же режиме должен осуществляться отбор проб газа и конденсата для лабораторного PVT анализа, запись КВД для определения параметров продуктивного пласта также лучше осуществлять после этого режима;

- при существовании такой возможности необходимо осуществлять контроль значения давления начала конденсации, установленного по результатам лабораторных PVT исследований, значением, полученным по результатам анализа распределения давления в остановленной скважине;

- в случае отсутствия достоверных данных о положении флюидоконтактов на месторождении, необходимо по результатам PVT анализа или расчетного определения состава пластового флюида провести с помощью уравнения состояния расчет градиента изменения состава УВ смеси, что позволит установить глубину залегания возможного ГНК и плотность нефти в этой точке;

- оценку критического дебита газа, при котором происходит прорыв конуса нефти в скважину, можно осуществлять по уравнению Мейера-Гардера в формулировке (1);

- дополнительным и относительно мало затратным средством диагностирования поступления на забой газоконденсатной скважины пластовой нефти с ГНК является скважинный гамма-плотномер. Для подтверждения факта поступления на забой скважины пластовой нефти, при работе на режиме с дебитом превышающем критический, необходимо спустить гамма-плотномер на отметку регистрации пластового давления, после чего скважину закрыть на КВД длительностью не менее суток. Это позволит зарегистрировать высоту уровня пластовой нефти при работе скважины на режиме, а также его изменение в процессе остановки скважины. Высокая скорость счета, при спуске прибора в скважину на рабочем режиме, будет соответствовать флюиду малой плотности (газ), резкое уменьшение

скорости счета будет соответствовать достижению флюида высокой плотности (нефть). При остановке скважины стабильно низкая скорость счета в течение непродолжительного времени будет соответствовать нахождению столба пластовой нефти на забое скважины. Постепенное увеличение скорости счета с достижением в конце остановки скважины максимального значения будет соответствовать расформированию конуса, сопровождающимся снижением уровня жидкости и расширением газа в стволе скважины.

### Литература

*Ahmed T.* Reservoir Engineering Handbook, 2<sup>nd</sup> ed. //Houston: Gulf Publishing Company. – 2001. – 1186 p.

*Bourdet D.* Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models //Amsterdam: Elsevier Science. – 2002. – 426 p.

*Danesh A.* PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids //Amsterdam: Elsevier Science. – 1998. – 388 p.

*McCain, Jr. W.D.* The Properties of Petroleum Fluids, 2<sup>nd</sup> ed. //Tulsa: PennWell Publishing Company. – 1990. – 548 p.

### Sova V.E.

JSC «North-Caucasus scientific-research and projecting institute of natural gases», Stavropol, Russia, [kochichiro@mail.ru](mailto:kochichiro@mail.ru)

### GAS-HYDRODYNAMIC STUDIES OF GAS-CONDENSATE WELL EXPOSING A PRODUCING FORMATION BY GAS-OIL CONTACT

*Results of gas-hydrodynamic studies of condensate well exposing productive formation near the gas-oil contact are presented. The effects arising during the operation of such well and their impact on productivity are considered. The course of action that enables us to identify the position of gas-oil contact and detail the deposit structure through results of gas-hydrodynamic studies is proposed.*

**Key words:** *gas-hydrodynamic study, gas-condensate wells, gas-oil contact, pressure build-up curve, curve of pressure distribution in the well non-functioning, pressure of initial condensing, gradient of composition change of hydrocarbon mixtures, reservoir oil cone.*

### References

*Ahmed T.* Reservoir Engineering Handbook, 2<sup>nd</sup> ed. //Houston: Gulf Publishing Company. – 2001. – 1186 p.

*Bourdet D.* Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models //Amsterdam: Elsevier Science. – 2002. – 426 p.

*Danesh A.* PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids //Amsterdam: Elsevier Science. – 1998. – 388 p.

*McCain, Jr. W.D.* The Properties of Petroleum Fluids, 2<sup>nd</sup> ed. //Tulsa: PennWell Publishing Company. – 1990. – 548 p.