

УДК 622.276.5.001.42

АНАЛИЗ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА УРЕНГОЙСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF HYDRODYNAMIC WELL TEST AT THE URENGOY OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD

Петрушин Евгений Олегович

ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

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

Сезар Лину Андре

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
LinoCesar23@gmail.com

Ганга Иванов Адриану Табита

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Ivanovganga1@gmail.com

Аннотация. В статье проанализированы газодинамические исследования скважин на нестационарных режимах, которые проводились на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. В частности, были обработаны 10 исследований валанжинских скважин, выбранных случайным образом. Анализ результатов обработок позволил сделать следующие выводы: 1) решение задачи о нестационарном притоке газоконденсатной смеси в бесконечном пласте свидетельствует о правомочности обработки кривых восстановления давления в газоконденсатных скважинах по формулам для газовых скважин; 2) определяемые по кривым восстановления давления характеристики пласта представляют интегральные характеристики фильтрационно-емкостных свойств в зоне дренирования скважины: коэффициенты проводимости, проницаемости и пьезопроводности рассчитываются при условии работы всей эффективной перфорированной мощности по формулам для однородного пласта.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин; газодинамические исследования скважин; газоконденсатные исследования скважин; статические и глубинные замеры в газоконденсатных скважинах; специальные исследования; обработка кривых восстановления давления в ограниченных пластах; приток газа к скважине после закрытия.

Petrushin Evgeny Olegovich

Leading oil and gas production
technologist,
TsDNG1 of JSC Pechoraneft
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Strayevich

Candidate of technical sciences,
Associate professor
of applied mathematics,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

César Lina André

Student,
Kuban state technological university
LinoCesar23@gmail.com

Ganga Ivanov to Adrian Tabitha

Student,
Kuban state technological university
Ivanovganga1@gmail.com

Annotation. The article analyzes the gas-dynamic studies of wells in the non-stationary modes, which were held at the Urengoy oil, gas and condensate field. In particular, studies Valangin 10 wells were treated randomly selected. Analysis of treatment results led to the following conclusions: 1) solve the problem of non-stationary inflow of gas-condensate mixture in an infinite reservoir indicates eligibility of processing pressure-in condensate wells on the formulas for gas wells; 2) determine of the curve of pressure recovery characteristics of the reservoir are integral characteristics of reservoir properties in the drainage area of the well: conductivity coefficients, permeability and diffusivity are calculated on the condition of the entire perforated effective capacity formulas for homogeneous reservoir.

Keywords: hydrodynamic well testing; gas dynamic well testing; condensate well testing; static and in-depth measurements in gas-condensate wells; special studies; treatment of pressure recovery curves in limited layers; flow of gas to the well after closing.

Исследовательские работы в валанжинских скважинах Уренгойского НГКМ

В 2001 году выполнен обширный комплекс исследовательских работ по различным видам исследований составляет 100–123 %.

Исследовательские работы выполняются геологической службой УГПУ, бригадой по исследованию скважин УПНП и КРС и подрядными специализированными организациями. Промыслово-геофизические исследования проводились ГП «Севергазгеофизика». Специальные виды исследований (определение потенциального содержания $C_{5+в}$ в продукции газоконденсатных скважин) проводятся геологической службой совместно с НТЦ.

В перечень исследовательских работ вошли:

- замер статических давлений на устье эксплуатационных и наблюдательных скважин;

- исследования на продуктивность;
- запись забойных КВД;
- глубинные замеры $P_{пл}$, $P_{заб}$;
- газоконденсатные исследования;
- отбор устьевых проб;
- комплексные исследования на продуктивность;
- специальные исследования.

В текущем году выполнено 2183 различных видов исследований по контролю за разработкой газоконденсатных залежей, в том числе по зонам УКПГ:

УКПГ-1АВ – 883 иссл.;

УКПГ-2В – 490 иссл.;

УКПГ-5В – 438 иссл.;

УКПГ-8В – 542 иссл.

При этом охват исследованиями составил 4,93 иссл./скв. и по зонам УКПГ распределен следующим образом:

УКПГ-1АВ – 5,22 иссл./скв.;

УКПГ-2В – 3,58 иссл./скв.;

УКПГ-5В – 4,38 иссл./скв.;

УКПГ-8В – 4,46 иссл./скв.

Газодинамические исследования скважин

В течение 2001 года с целью определения продуктивных характеристик и основных параметров пласта проведено 47 газодинамических исследований скважин, эксплуатирующих валанжинскую залежь.

При оптимально-допустимых депрессиях до 5 МПа дебиты исследуемых скважин колебались в широком диапазоне:

УКПГ-1АВ – от 87 до 425 тыс. м³/сут.;

УКПГ-2В – от 98 до 410 тыс. м³/сут.;

УКПГ-5В – от 117 до 503 тыс. м³/сут.;

УКПГ-8В – от 108 до 637 тыс. м³/сут.

Средняя температура газа на устье скважин составляет 70–75 °С. Средняя депрессия при оптимальных температурных режимах колеблется в интервале 3,5–4,0 МПа.

Средние значения фильтрационных коэффициентов по УКПГ сведены в таблицу 1.

Также согласно плану работ, утверждённому главным геологом, в течение 2001 года записано 97 забойных КВД.

Параметры газоконденсатных залежей и скважин Уренгойского месторождения определяются в основном по данным кривых восстановления забойного давления. По результатам комплексной интерпретации данных ГКИС и ГДИС определяются текущие продуктивные характеристики скважин, фильтрационно-емкостные свойства в зонах их дренирования, которые необходимы для контроля за эксплуатацией скважин и разработкой неокомских залежей. Для оценки представительности результатов ГКИС рассчитываются по данным ГДИС скорости восходящего потока в подъёмниках скважин, определяются по результатам поинтервальных замеров давления наличие либо отсутствие уровней жидкости в стволе, истинные (замеренные) значения депрессий на пласт, а по КВЗТ – присутствие жидкой фазы в потоке и её накопление на забое при остановке скважины (по снижению забойной температуры в результате стекания вниз по НКТ более холодной жидкости). В таблице 2 показаны результаты обработки КВЗД.

Таблица 1 – Динамика средних значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений в процессе эксплуатации скважин неокомской залежи УНГКМ

УКПГ	Объект	Принятые в уточнённом проекте	Коэффициент «А», МПа · сут./тыс. м ³									Среднее значение
			Фактические значения									
			01.07.1998 г.	01.01.1999 г.	01.07.1999 г.	01.01.2000 г.	01.07.2000 г.	01.01.2001 г.	01.07.2001 г.	01.01.2002 г.	01.07.2002 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9				
1-АВ	I	0,144	0,140	0,055	0,066	0,032	0,054					0,069
	II	0,179	0,021	0,107	0,107	0,066	0,125					0,085
	III	0,212	0,098	0,145	0,155	0,125	0,107					0,126
	IV	0,349	0,100	0,212	0,230	0,175	0,207					0,185
2-В	II	0,228	0,235	0,212	0,202	0,226	0,246					0,224
	III	0,360	0,395	0,325	0,363	0,401	0,398					0,376
	IV	0,288	0,200	0,237	0,288	0,340	0,325					0,278
	II	0,258	0,155	0,135	0,142	0,158	0,180					0,154
5-В	III	0,366	0,239	0,153	0,215	0,250	0,267					0,225
	IV	0,411	0,137	0,094	0,125	0,165	0,207					0,146
	1а	0,200										
	1б	0,126	0,144	0,118	0,137	0,125	0,102					0,125
8-В	II	0,189	0,094	0,07	0,082	0,082	0,065					0,079
	III	0,288	0,192	0,121	0,164	0,160	0,110					0,149
1-АВ	I	8 · 10 ⁻⁵	7,7 · 10 ⁻⁵	1,8 · 10 ⁻⁵	2,4 · 10 ⁻⁵	0,8 · 10 ⁻⁵	1,7 · 10 ⁻⁵					2,9 · 10 ⁻⁵
	II	12 · 10 ⁻⁵	0,4 · 10 ⁻⁵	5,1 · 10 ⁻⁵	5,1 · 10 ⁻⁵	2,4 · 10 ⁻⁵	6,5 · 10 ⁻⁵					3,9 · 10 ⁻⁵
	III	16 · 10 ⁻⁵	4,4 · 10 ⁻⁵	8,2 · 10 ⁻⁵	9,1 · 10 ⁻⁵	6,5 · 10 ⁻⁵	5,1 · 10 ⁻⁵					6,6 · 10 ⁻⁵
	IV	34 · 10 ⁻⁵	4,6 · 10 ⁻⁵	14,8 · 10 ⁻⁵	16,8 · 10 ⁻⁵	10,9 · 10 ⁻⁵	14,2 · 10 ⁻⁵					12,3 · 10 ⁻⁵

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2-B	II	$19 \cdot 10^{-5}$	$17,3 \cdot 10^{-5}$	$14,8 \cdot 10^{-5}$	$13,7 \cdot 10^{-5}$	$16,3 \cdot 10^{-5}$	$18,6 \cdot 10^{-5}$	$16,1 \cdot 10^{-5}$
	III	$32 \cdot 10^{-5}$	$39,0 \cdot 10^{-5}$	$28,8 \cdot 10^{-5}$	$34,2 \cdot 10^{-5}$	$39,9 \cdot 10^{-5}$	$39,4 \cdot 10^{-5}$	$36,2 \cdot 10^{-5}$
	IV	$25 \cdot 10^{-5}$	$13,5 \cdot 10^{-5}$	$17,6 \cdot 10^{-5}$	$23,8 \cdot 10^{-5}$	$30,9 \cdot 10^{-5}$	$28,8 \cdot 10^{-5}$	$22,9 \cdot 10^{-5}$
5-B	II	$22 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$7,3 \cdot 10^{-5}$	$7,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$11,4 \cdot 10^{-5}$	$9,0 \cdot 10^{-5}$
	III	$37 \cdot 10^{-5}$	$17,8 \cdot 10^{-5}$	$8,9 \cdot 10^{-5}$	$15,1 \cdot 10^{-5}$	$19,1 \cdot 10^{-5}$	$21,2 \cdot 10^{-5}$	$16,4 \cdot 10^{-5}$
	IV	$44 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-5}$	$10,0 \cdot 10^{-5}$	$14,2 \cdot 10^{-5}$	$8,5 \cdot 10^{-5}$
8-B	1a	$13 \cdot 10^{-5}$						
	1б	$6,5 \cdot 10^{-5}$	$8,1 \cdot 10^{-5}$	$5,9 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-5}$	$4,7 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-5}$
	II	$13 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$2,6 \cdot 10^{-5}$	$3,4 \cdot 10^{-5}$	$3,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$3,2 \cdot 10^{-5}$
	III	$27 \cdot 10^{-5}$	$12,7 \cdot 10^{-5}$	$6,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$8,7 \cdot 10^{-5}$

Газоконденсатные исследования скважин

Ежегодно с начала разработки газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения ведётся контроль за изменением текущей газоконденсатной характеристики объектов эксплуатации по зонам УКПГ. За период с 1983 по 2001 гг. проведено 476 промысловых исследований скважин на газоконденсатность. На УКПГ-1АВ проведено 143 исследования, УКПГ-2В – 92 исследования, УКПГ-5В – 117 исследований и УКПГ-8В – 124 исследований. В 2001 году такого вида исследований было проведено 41. Контроль ведётся по данным исследований эксплуатационных скважин.

В процессе разведки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения выполнен большой объём научно-исследовательских работ по изучению газоконденсатных залежей. Основной задачей исследований ставилось получение комплекса параметров, необходимых для подсчёта запасов углеводородов и получения исходной информации для составления проектов разработки месторождения. Продукция исследуемых скважин разделялась в сепараторах промыслового типа ГС-64, ГС-6.3-2000-2-И, УПГ-1 и ГС-63-1, из которых производился отбор газовой и жидкой фаз. Условия работы скважин, сепараторов, отбора и анализа проб оказали существенное влияние на полученные параметры пластовых систем не только по месторождению, но и в пределах отдельных залежей. Многопластовость месторождения, значительное распространение залежей по площади, наличие нефтяных оторочек осложнили установление истинных параметров пластовых флюидов. После неоднократного пересмотра и утверждения запасов, продолжалось дальнейшее изучение залежей как разведочными, так и эксплуатационными скважинами.

Основным параметром, характеризующим добываемые газоконденсатные системы, является потенциальное содержание конденсата P_{C5+B} (рис. 1), а главным фактором, влияющим на снижение содержания P_{C5+B} вследствие ретроградной конденсации, является постоянно снижающееся пластовое давление.

На основе установленных начальных величин потенциального содержания конденсата и пластовых давлений, используя результаты исследований скважин, построены графические зависимости изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе от текущего пластового давления по эксплуатационным объектам.

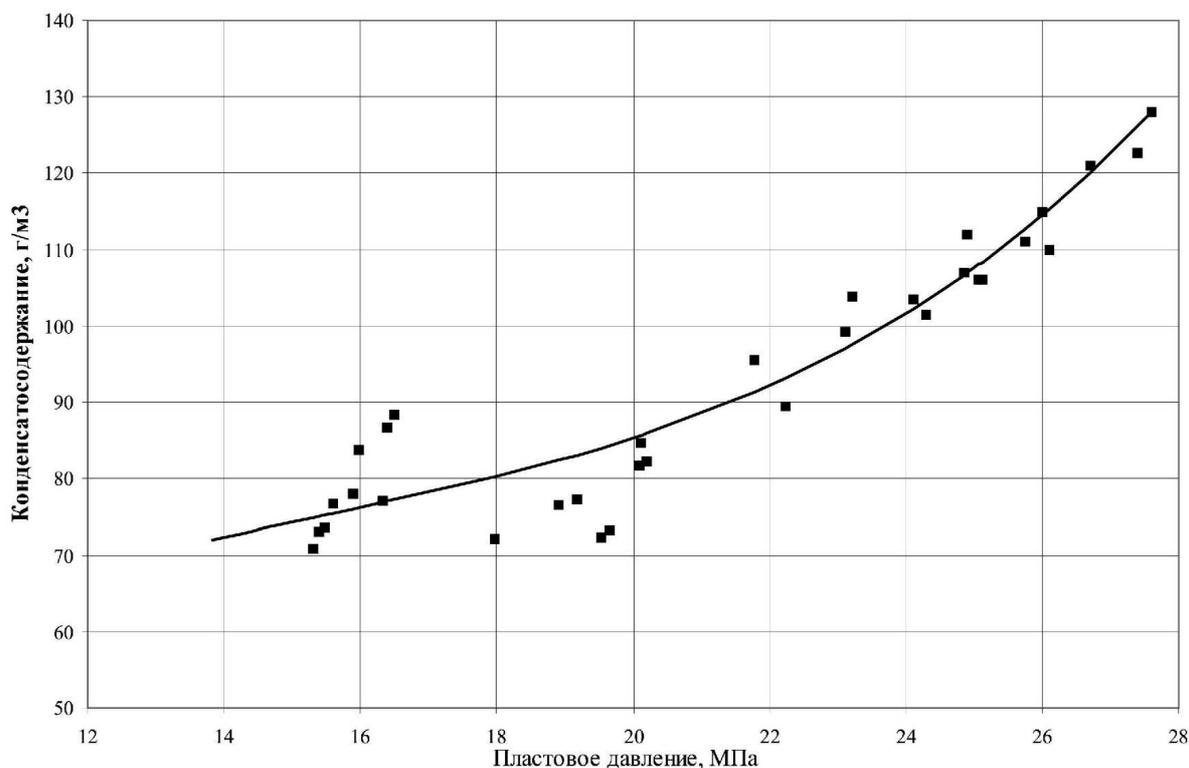


Рисунок 1 – Зависимость конденсатосодержания от $P_{пл}$

Статические и глубинные замеры в газоконденсатных скважинах

С целью контроля за динамикой падения пластового давления проведено 630 замеров статического давления, 110 глубинных замера пластового давления. Замеры статических давлений в скважинах, эксплуатирующих валанжинскую залежь, проводились один раз в полгода.

В 2001 году был охвачен практически весь эксплуатационный фонд скважин, за исключением некоторых скважин на кустах, где не было произведено статических замеров по следующим причинам:

- неудовлетворительное состояние фонтанной арматуры (технические неисправности);
- невозможность остановки скважин по технологическим причинам (низкие температуры шлейфа).

В результате проделанной работы было определено, что время восстановления статического давления на неокомских скважинах колеблется в пределах от 6 до 36 часов.

Глубинные исследования на УНГКМ в 2001 году проводились геологической службой с использованием автономных манотермометров АМТ-0,6 и АМТ-0,7 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 110 глубинных замера в эксплуатационных, а также выходящих из освоения, КРС и перед запуском в эксплуатацию скважинах; 25 исследований в наблюдательных: 5331 (3 раза), 5297 (4 раза), 1403 (4 раза), 1207 (2 раза), 2311, 412 (2 раза), 2413, 8214, 8115 (2 раза) и др.

По результатам исследований построены текущие карты изобар по I, II, III и IV эксплуатационным объектам

Проведено 68 замера уровня в пьезометрических скважинах. Для расчёта эксплуатационного рапорта по добыче попутной нефти отобрано 239 устьевых пробы нефtekонденсатной смеси с помощью УГМК.

Для определения характера насыщения пластов, профиля притока, интервалов поступления воды проведено 68 промыслово-геофизических исследований в перфорированных скважинах, в наблюдательных скважинах под давлением и 21 – в пьезометрических и неперфорированных скважинах.

Специальные исследования

В 2001 году было проведено 7 обработок твёрдыми ПАВ (ПАВ «Универсал») на шести газоконденсатных скважинах: 1334, 1339, 2314, 2315, 2316, 2278 и 5315. Для испытания были выбраны скважины, работающие в неустойчивом режиме, характеризующиеся нестабильными рабочими параметрами и, как правило, повторяющимися их остановками из-за скопления жидкости в стволе. На скважине № 2316, выбранной в качестве контрольной для отработки методики и технологии обработки ПАВ, были проведены исследования по полной программе.

Опыт исследований скважин показывает, что в зависимости от плотности флюида, каждые 10 метров столба жидкости связаны с потерями давления на преодоление дополнительного гидравлического сопротивления, оцениваемых значениями 0,05–0,1 МПа. Наличие столба жидкости (конденсационной или пластовой воды) является также определяющим фактором нарушения устойчивости коллектора и образования псевдооживленной пробки при недостаточной скорости восходящего потока для выноса продуктов разрушения). Уплотнение со временем пробки отключает часть эффективной перфорированной мощности, что приводит к росту несовершенства скважины по степени вскрытия, т.е. к ухудшению её продуктивных характеристик.

Применение ПАВ, в частности ПАВ «Универсал», для подъёма жидкостей с забоев скважин является одним из альтернативных решений, наиболее экономически привлекательным на сегодняшний момент, наряду с мероприятиями по ремонту скважин.

Цели и задачи исследований пластов и скважин

Исследования газовых пластов и скважин включают комплекс взаимосвязанных методов, различающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения.

Для изучения параметров пластов и скважин применяются газогидродинамические, геофизические и лабораторные методы исследования. При комплексном использовании эти методы дополняют друг друга и позволяют получить наиболее достоверные сведения и выяснить связь между отдельными параметрами и факторами, влияющими на них.

По данным этих исследований определяют следующие параметры:

1) геометрические характеристики залежи, в частности общие размеры газоносного резервуара, изменение общей и эффективной мощности пласта по площади и разрезу, границы газоносной залежи, размеры экранов и непроницаемых включений, положение ГВК и его изменение в процессе разработки;

2) коллекторские и фильтрационные свойства пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость пласта, газонасыщенность, пластовые, забойные и устьевые давления и температуры), их изменение по площади и разрезу пласта, а также по стволу газовой скважины;

3) физико-химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, влажность газа), условия образования гидратов и их изменение в процессе разработки залежи;

4) гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации;

5) изменение фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и по наземным сооружениям в процессе разработки залежи;

6) условия скопления и выноса жидкости и твёрдых примесей из забоя скважины, эффективность их отделения;

7) условия процесса коррозии, степень и характер его изменения при исследовании и эксплуатации скважины, в продукции которых содержатся коррозионно-активные компоненты;

8) технологический режим работы скважин при наличии различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и окружающей ствол скважины среды, многосластовость и неоднородность залежи, наличие агрессивных компонентов в добываемой продукции, конструкция и свойства применяемого оборудования скважин и наземных коммуникаций и др.

Лабораторные методы исследования сводятся в основном к изучению физико-химических свойств газосодержащих объектов и находящихся в них газа и жидкости. Условия определения параметров пласта, например пористости, проницаемости, газонасыщенности, по небольшим образцам в лаборатории в большинстве случаев существенно отличаются от определения этих параметров в естественных условиях, носят точечный характер, и их трудно распространить на всё месторождение.

Параметры, определяемые геофизическими методами, также характеризуют участок, непосредственно примыкающий к стволу скважин. В необсаженных скважинах с помощью геофизических методов выделяют газонасыщенные интервалы, кровлю и подошву пласта, определяют пористость, газонасыщенность, эффективную мощность, положение контакта «газ – вода» и др. Эти же параметры определяются ядерно-геофизическими методами в обсаженных скважинах в процессе разработки. Одно из существенных достижений промыслово-геофизических методов исследований – широко применяемые в настоящее время дебитометрия и термометрия, с помощью которых в эксплуатационных газовых скважинах под давлением выделяют работающие интервалы, определяют дебиты отдельных пропластков, коэффициенты фильтрационного сопротивления, проницаемость, пьезопроводность и др.

К газогидродинамическим методам исследования скважин относятся снятие КВД после остановки, снятие кривых стабилизации давления и дебита при пуске скважины в работу на конкретном режиме (с определённым диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы) и снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных режимах.

Независимо от процесса, происходящего в скважине, можно получить различную информацию. В частности, если скважина простаивает длительное время, то в

большинстве случаев определяется пластовое давление, величина которого используется при обработке результатов исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Если скважина только что остановлена, то снимается КВД, по которой определяются параметры пласта. Если скважина только что пущена в работу, то снимаются кривые стабилизации давления и дебита, также позволяющие определить параметры пласта. Если скважина эксплуатируется на определенном режиме, то данные этого режима можно использовать при гидродинамическом исследовании. Так, например, дебит скважины и продолжительность работы её с данным дебитом используются при обработке КВД. Если предстоит снятие индикаторной кривой, то режим, на котором работала скважина перед снятием индикаторной кривой, можно использовать как один из предполагаемых при стационарном методе исследования или как режим со стабилизированной характеристикой при применении ускоренных методов исследования скважин.

Отметим, что, помимо основных параметра, полезно измерять межколонные давления и их изменение в зависимости от процесса, проходящего в скважине. Такие исследования позволяют изучить межколонные перетоки газа, герметичность скважины и возможность перетока газа в вышележащие пласты. Таким образом, при любом состоянии газовой скважины можно получить определенную информацию, используемую в дальнейшем при определении тех или иных параметров пласта и скважины. Поэтому весь процесс исследования скважины должен фиксироваться во времени.

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.

Газогидродинамические исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу скважины и после остановки. Характер и темп распределения давления в пласте зависят от свойств газа и пористой среды. Между фильтрационными и емкостными параметрами пласта и характером распределения давления имеется функциональная зависимость.

В настоящее время используется два метода исследования газовых скважин при нестационарных режимах фильтрации:

1) снятие кривых восстановления забойного давления (КВД) после закрытия скважины;

2) снятие кривых стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважины на определённом режиме.

Эти методы позволяют определить проводимость, пьезопроводность, пористость пласта, а также выявить зоны с резко выраженной неоднородностью, находя-

щиеся в области дренирования исследуемой скважины. Совместное использование кривых восстановления и стабилизации давления позволяет оценивать изменение параметров пласта в процессе работы скважины (очищение призабойной зоны и т.д.).

Немалое значение приобретают методы нестационарной фильтрации при зондировании и оценке эффективности воздействия на призабойную зону скважин и на весь продуктивный пласт.

При исследовании скважин часто встречаются кривые восстановления давления, по форме сильно отличающихся от идеальных теоретических кривых. Важным является объяснение и оценка факторов, определяющих форму кривых восстановления давления. К ним относятся:

- 1) приток газа после закрытия скважины;
- 2) допущения, принятые для решения исходного дифференциального уравнения;
- 3) неоднородность пористой среды по толщине и площади, неизотермичность процесса восстановления давления;
- 4) технологические процессы до остановки скважины;
- 5) изменение параметров газа и пористой среды от давления и температуры.

Методика проведения испытания газовых скважин и способы обработки КВД

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу, соединяющему скважину с УКПГ, или к линии испытания с выпуском газа в атмосферу. При этом регистрируют изменение давления на устье скважины, в частности в затрубном пространстве, если оно не запакеровано, а также давление и температуру на измерителе расхода газа и на буфере. Перед снятием КВД давление и дебит должны быть полностью стабилизированы, так как при обработке результатов исследования на нестационарных режимах в качестве исходных данных используются стабилизированные значения забойного давления и дебита. После этого закрывают скважину и регистрируют изменение давления на забое или на устье в трубном и, если возможно, в затрубном пространствах, а также температуру газа.

Если работа скважины перед её закрытием на снятие КВД характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, то необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы и остановок, предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих свободного затрубного пространства (при отсутствии фонтанных труб, оборудованных пакером, и т.д.), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости КВД должна сниматься на забое с помощью глубинных манометров или комплексов. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой. Глубинные измерения давления после закрытия скважины обязательны при снятии КВД в газонефтяных скважинах. В газонефтяных скважинах КВД могут быть сняты на устье только при весьма низких дебитах скважины по нефти. При проведении гидродинамических исследований валанжинских скважин Уренгойского НГКМ обычно применяется схема обвязки скважин, показанная на рисунке 2.

Обработка КВД, снятой в скважине для условия «бесконечного» пласта, зависит от продолжительности её работы до остановки. На кривую восстановления давления большое влияние оказывает работа скважины на режиме, предшествующем режиму исследования. Время отработки скважины на режиме исследования зависит от продолжительности времени снятия кривой восстановления давления. В зависимости от времени отработки скважины на стационарном режиме кривую восстановления давления обрабатывают по стандартной методике в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$ или по методу Хорнера в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$. КВД обрабатывается методом Хорнера, когда продолжительность работы скважины перед закрытием $T \geq 20 \cdot t$, где t – продолжительность процесса восстановления давления.

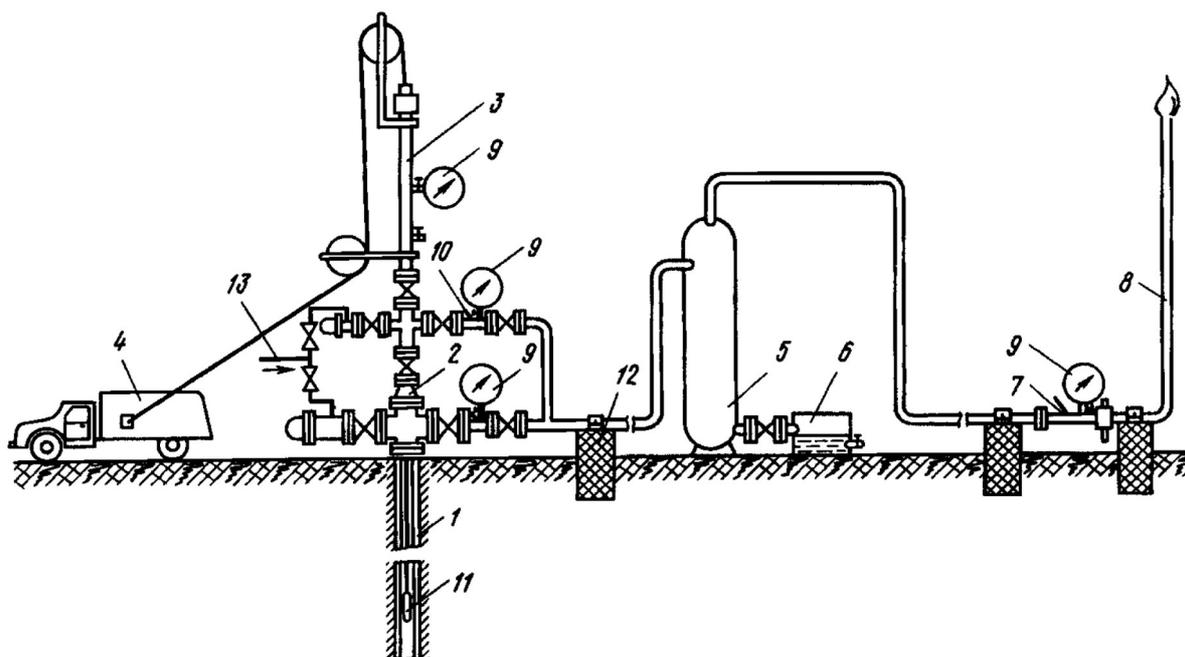


Рисунок 2 – Оборудование устья скважины, не подключённой к установке подготовки газа:

- 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

Для пласта конечных размеров процесс восстановления давления в скважине, когда сказывается условие на границе пласта КВД обрабатывается в координатах $\lg[P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t)] - t$.

Методы обработки результатов газогидродинамических исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации

Теоретические основы процесса восстановления давления после остановки скважины

Нестационарный процесс перераспределения давления, т.е. его изменение по радиусу и во времени после остановки скважины и изменение давления и дебита после её пуска, происходит, когда работающую скважину закрывают или остановленную скважину пускают в эксплуатацию. Эти процессы принято называть процессами восстановления давления и стабилизации давления и дебита. Неустановившийся режим фильтрации – это не какой-то произвольно меняющийся режим, а режим, изменение которого происходит только под действием упругих сил пласта и жидкости или газа.

Дифференциальное уравнение плоскорадиальной фильтрации идеального газа имеет вид:

$$\nabla^2 P^2 = \frac{1}{\chi(P)} \cdot \frac{\partial P^2}{\partial t}, \quad (1)$$

где $\chi(P)$ – коэффициент пьезопроводности для газового пласта.

$\chi(P)$ для газового пласта является функцией давления:

$$\chi = \frac{k \cdot P_{пл}}{\mu \cdot m}, \quad (2)$$

где $\nabla^2 P^2 = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \cdot \left(r \cdot \frac{\partial P^2}{\partial r} \right)$ – оператор Лапласа в полярных координатах относительно квадрата давления для плоскорадиального движения.

Подставляя начальные и граничные условия и решая уравнение (1) получим:

$$P_{пл}^2 - P_{забR_0}^2(t) = \frac{Q_0 \cdot \mu_{пл} \cdot z_{пл} \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{R_0^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right], \quad (3)$$

где $P_{забR_0}^2(t)$ – забойное давление укрупнённой фиктивной скважины радиусом R_0 , за пределами которой имеет место линейный закон фильтрации; $\mu_{пл}$, $z_{пл}$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления и температуры в пределах границ фильтрации; Q_0 – дебит скважины; h – эффективная толщина пласта; χ – пьезопроводность; t – время;

$$\left[-Ei \left(-\frac{R_0^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] \approx \ln \frac{4 \cdot \chi \cdot t}{R_0^2} - 0,5772 \text{ – интегральная показательная функция.}$$

В пределах призабойной зоны, т.е. в интервале $R_c \leq R \leq R_0$, скорость фильтрации газа резко возрастает, что приводит к нарушению линейного закона. Учитывая нарушение линейного закона в ПЗП и интегральную показательную функцию, расчётная формула для процесса восстановления давления в реальной скважине может быть представлена в виде:

$$P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2 = \frac{Q_0 \cdot \mu_{пл} \cdot z_{пл} \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{R_{с.пр}^2} + B \cdot Q^2, \quad (4)$$

где $R_{с.пр}$ – приведённый радиус несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины; $B = \frac{\rho_{см} \cdot P_{см} \cdot z_{пл} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot \ell \cdot T_{см}} \cdot \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right)$ – коэффициент нелинейного сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока газа к скважине.

Решение уравнения (1) для пласта конечных размеров имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t) = \frac{1,28 \cdot Q_0 \cdot \mu_{пл} \cdot z_{пл} \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \cdot \exp \left[-5,78 \cdot \frac{\chi \cdot t}{R_k^2} \right]. \quad (5)$$

Для обработки КВД существует несколько методов, определяющихся принятыми граничными условиями, а также режимом работы скважины до остановки.

При решении уравнения, описывающего процесс восстановления давления, используются два вида граничных условий: бесконечный пласт и ограниченный пласт с постоянным давлением на контуре.

Стандартная обработка КВД

Стандартная обработка КВД проводится для условия бесконечного пласта и если время работы скважины до снятия КВД T значительно больше времени восстановления давления t ($T \geq 20 \cdot t$). Формулы, полученные для бесконечного пласта, применяются в тех случаях, когда в процессе исследования скважины границы области дренирования не сказываются на поведении этой скважины.

КВД обрабатывается по формуле:

$$P_{заб}^2(t) = \alpha + \beta \cdot \lg t, \quad (6)$$

где $\alpha = P_{заб0}^2 - \beta \cdot \lg \frac{2,25 \cdot \chi}{R_{с.пр}^2} + B \cdot Q^2$; $\beta = \frac{2,3 \cdot Q_0 \cdot \mu_{пл} \cdot z_{пл} \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}}$; $P_{заб0}$, $P_{заб}(t)$ – начальное и текущее забойное давления соответственно, МПа; t – текущее время восстановления давления, с; Q_0 – дебит скважины перед остановкой, тыс. м³/сут.;

χ – коэффициент пьезопроводности, м²/с; m – пористость, доли ед.; B – коэффициент

циент двучленной формулы; h – эффективная мощность пласта, м; μ – вязкость газа в пластовых условиях, мПа · с; $z_{пл}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_{пл}$ и $T_{пл}$.

При обработке КВД по формуле (6) её строят в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$. Полученный при этом прямолинейный участок отсекает на оси ординат отрезок, равный α , и имеет угол наклона, тангенс которого равен β . По полученным α и β находят следующие параметры пласта:

- проводимость:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{4,24 \cdot Q_0 \cdot P_{см} \cdot T_{пл} \cdot z_{пл}}{\beta \cdot T_{см}}; \quad (7)$$

- проницаемость:

$$k = \frac{4,24 \cdot Q_0 \cdot P_{см} \cdot \mu \cdot T_{пл} \cdot z_{пл}}{\beta \cdot h \cdot T_{см}}; \quad (8)$$

- пьезопроводность:

$$\chi = 0,445 \cdot R_{с.пр}^2 \cdot \exp \left[2,3 \cdot \frac{\alpha - P_{заб0}^2 - B \cdot Q_0^2}{\beta} \right], \quad (9)$$

где $R_{с.пр} = R_c \cdot e^{-(C_1+C_2)}$; C_1 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия пласта; C_2 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по характеру вскрытия.

Также может быть определено пластовое давление экстраполяцией прямолинейного участка кривой до координаты $\lg t = \lg T$ по формуле:

$$P_{пл} = \sqrt{P_{заб}^2(t) + 0,3 \cdot \beta}, \quad (10)$$

где $P_{заб}^2(t)$ – значение квадрата забойного давления при $\lg t = \lg T$ на КВД.

Метод Хорнера

В случае, когда продолжительность работы скважины перед закрытием T соизмерима с продолжительностью процесса восстановления давления t , т.е. $T < 20 \cdot t$, то обработку следует вести по формуле

$$P_{заб}^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \cdot \lg \left(\frac{T+t}{t} \right). \quad (11)$$

При обработке результатов по формуле (6) искажается конечный участок КВД и может привести к ошибочным выводам о параметрах пласта и его однородности. Обработка результатов в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg \left(\frac{T+t}{t} \right)$ позволяет определить величину β

и $P_{пл}$, если $\lg \left(\frac{T+t}{t} \right) = 0$.

Зная β также можно определить проводимость пласта $\frac{k \cdot h}{\mu}$ по формуле (7).

Экстраполяция прямолинейного участка кривой восстановления давления до координаты $P_{заб}^2(t)$ позволяет определить $P_{пл}^2$.

Обработка КВД в ограниченных пластах

И.А. Чарным был предложен метод обработки кривых восстановления давления в ограниченных пластах. Формулы, полученные для ограниченного пласта, можно использовать в тех случаях, когда в процессе исследования скважины на её поведении сказываются условия на границе пласта.

Обработка КВД проводится по формуле:

$$\lg[P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t)] = \alpha_1 - \beta_1 \cdot t, \quad (11)$$

где $\alpha_1 = \lg 1,11 \cdot \beta$; $\beta_1 = \frac{2,51 \cdot \chi}{R_k^2}$; R_k – радиус контура, на котором давление во время снятия КВД остаётся постоянным.

Для определения α_1 и β_1 КВД строится в координатах $\lg[P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t)] - t$. Далее определяют параметры пласта: проводимость пласта по формуле (7), учитывая, что $\beta = \frac{10^{\alpha_1}}{1,11}$, пьезопроводность $\chi = \frac{\beta_1 \cdot R_k^2}{2,51}$, а также газонасыщенный объём залежи, дренируемой исследуемой скважиной

$$V = \pi \cdot m \cdot h \cdot R_k^2 = 77,79 \cdot \frac{k \cdot h \cdot P_{пл}}{\mu \cdot \beta_1}, \quad (12)$$

Влияние и учёт различных факторов на форму КВД

Приведённые выше методы обработки КВД получены для условий мгновенного закрытия скважины, работающей в однородном пласте при стационарном распределении давления до остановки и изотермическом процессе восстановления давления. В реальных скважинах соблюдение этих и многих других условий невозможно. Поэтому КВД, обработанные в координатах соответствующих методов, имеют форму, отличающуюся от прямой в полулогарифмических графиках. Причём искажение формы КВД происходит на разных её участках в зависимости от того, каким фактором оно вызвано. Одной из основных задач практического применения нестационарных методов является выяснение причин отклонения КВД от стандартной их формы.

Приток газа к скважине после закрытия

Проведённые экспериментальные и промысловые исследования показали, что немгновенное прекращение притока существенно искажает кривые восстановления давления, особенно их начальные участки. При длительном наблюдении КВД асимптотически стремятся к кривой, соответствующей мгновенному закрытию скважины на забое. Искажение начальных участков за счёт притока приводит, к тому, что начальные участки, несущие информацию о призабойной зоне оказываются дефектными. В настоящее время отсутствуют технические средства, позволяющие закрыть скважину на забое, поэтому этот фактор нужно учитывать всегда при обработке кривых восстановления давления.

Методов обработки КВД с учётом притока газа к скважине после её закрытия несколько. Один из таких методов является дифференциальный. Согласно этому методу, КВД обрабатывается по формуле:

$$\frac{P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}} = \alpha_0 + \beta \cdot \lg \varphi(t), \quad (13)$$

$$\text{где } \alpha_0 = \beta \cdot \lg \left(\frac{2,25 \cdot \chi}{R_{с.пр}^2} \right) + B \cdot Q_0^2; \quad \varphi(t) = \frac{t - \frac{V(t)}{Q_0}}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}}.$$

Здесь $V(t)$ – объём газа, поступившего в ствол скважины после её закрытия; $Q(t)$ – дебит скважины после её закрытия.

$$V(t) = \frac{\Omega_{ззмп} \cdot T_{см}}{P_{ам}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t)}{z_{ср}(t) \cdot T_{ср}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{z_{ср}(t=0) \cdot T_{ср}(t=0)} \right]_{ззмп} + \frac{\Omega_{мп} \cdot T_{см}}{P_{ам}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t)}{z_{ср}(t) \cdot T_{ср}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{z_{ср}(t=0) \cdot T_{ср}(t=0)} \right]_{мп}; \quad (14)$$

$$Q(t) = \frac{\Omega_{ззмп} \cdot T_{см}}{P_{ам} [z_{ср} \cdot T_{ср}]_{ззмп}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{(t_2 - t_1)} \right]_{ззмп} + \frac{\Omega_{мп} \cdot T_{см}}{P_{ам} [z_{ср} \cdot T_{ср}]_{мп}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{(t_2 - t_1)} \right]_{мп}, \quad (15)$$

где $\Omega_{ззмп}$, $\Omega_{мп}$ – объёмы затрубного и трубного пространств; $\bar{P}(t)$ – среднее текущее давление в стволе; $T_{ср}(t)$ – средняя температура во времени.

Если скважина запакерована, тогда первое слагаемое отсутствует.

$$\bar{P}(t) = \frac{P_{заб}(t) + P_{узм}(t)}{2}; \quad (16)$$

$$T_{ср}(t) = \frac{T_{заб}(t) + T_{узм}(t)}{2}, \quad (17)$$

где $P_{заб}(t)$, $P_{узм}(t)$ – забойное и устьевое давления в момент t соответственно; $T_{заб}(t)$, $T_{узм}(t)$ – температуры на забое и на глубине нейтрального слоя в момент времени t соответственно.

Для определения α_0 и β КВД строится в координатах $\frac{P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}}$ от $\lg \varphi(t)$. Да-

лее определяют параметры пласта, в частности проводимость пласта по формуле (7) и другие параметры пласта.

Влияние неизотермичности процесса восстановления давления

Учёт изменения температуры газа в процессе восстановления давления производится в том случае, если рассчитывается по замеренным устьевым давлениям по барометрической формуле. Обычно при расчёте забойного давления по устьевым в качестве $T_{ср}$ формулу (6) подставляется среднелогарифмическое значение по фактическим $T_{узм}$ и $T_{заб}$ в каждый момент времени. Если средние температуры газа в начальный период восстановления и к концу процесса различаются незначительно, то эти изменения практически не влияют на форму КВД.

Если пласт высокопроницаемый (десятые доли мкм²) и температура газа в пласте высокая (более 50 °С), то по истечении нескольких часов происходит уменьшение давления на устье скважины. Поэтому конечный участок КВД искривляется вниз к оси $\lg t$. Изменение температуры во времени после остановки скважины может быть определено двумя способами: путём непосредственного измерения на уровне нейтрального слоя или аналитическим путём по формуле:

$$T_{нс}(t) = T_{нс} + [T_э(t=0) - T_{нс}] \cdot \exp \left[-\frac{5,78 \cdot a \cdot t}{R_к^2} \right], \quad (18)$$

где $T_{нс}$ – температура нейтрального слоя; $T_э(t=0)$ – температура газа на глубине нейтрального слоя перед остановкой скважины; a – температуропроводность пласта на уровне нейтрального слоя, м²/с; $R_к$ – радиус теплового влияния скважины, м.

Далее обработка ведётся как при стандартной обработке КВД.

Влияние наличия столба жидкости на забое скважины

Наличие столба жидкости на забое создает некоторое давление δ , которое влияет на характер изменения давления в процессе восстановления. Если в стволе скважины перед остановкой имеется столб жидкости, не уходящей в пласт, или он образовался в связи с остановкой скважины, то забойное давление будет иметь вид:

$$P_{заб}(t) = P'_{заб}(t) + \delta. \quad (19)$$

Если столб образовался после остановки, то перед закрытием забойное давление будет определяться формулой:

$$P_{заб}(t) = P'_{заб0} - \delta, \quad (20)$$

где $P'_{заб}(t)$, $P'_{заб0}$ – давления, определенные без учёта наличия жидкости в стволе скважин; δ – давление создаваемое столбом жидкости.

Тогда формула (6) для бесконечного пласта будет иметь вид:

$$P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2 = \alpha + \beta \cdot \lg t - 2 \cdot [P'_{заб}(t) - P'_{заб0}]. \quad (21)$$

Ввод дополнительных поправок к формуле для обработки КВД в координатах $P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2$ от $\lg t$ в виде $[P'_{заб}(t) - P'_{заб0}]$ позволяет правильно интерпретировать результаты исследования при нестационарных режимах.

Учёт влияния неоднородности на форму КВД

Одним из основных факторов, влияющих на форму КВД, является неоднородность по площади. Под площадной неоднородностью понимают зоны с ухудшенной проницаемостью, тектонические и литологические изменения, выпадение конденсата в пласте, близость нефтяной оторочки и газоводяного контакта и др.

В тех случаях, когда фильтрационные параметры зоны дренируемой скважины изменяются непрерывно, КВД, обработанные в координатах, полученных для различных моделей задач и методов решения, имеют, как правило, стандартный вид и поддаются обработке. При этом чаще всего достоверно интерпретируются параметры призабойной зоны. Этим объясняется и то, что в неоднородных пластах по соседним скважинам получают различные параметры. В газоконденсатных скважинах в процессе исследования и эксплуатации в небольшой по размерам призабойной зоне выпадает конденсат, вызывая при этом снижение проводимости этой зоны. В ряде случаев на КВД, снятых в газоконденсатных скважинах, выпадение конденсата в призабойной зоне является причиной образования двух прямолинейных участков. Первый из этих участков более крутой, соответствует параметрам зоны двухфазной фильтрации, а второй – параметрам более удалённой части пласта, по которой движется только газообразная смесь.

В пластах с резко выраженной неоднородностью в зависимости от конфигурации и числа экранов и их размеров может быть несколько прямолинейных участков. Если исследуемый пласт имеет один экран бесконечной протяжённости или имеется зоны с улучшенными (ухудшенными) коллекторскими свойствами, то на КВД отмечаются два прямолинейных участка (рисунок 3).

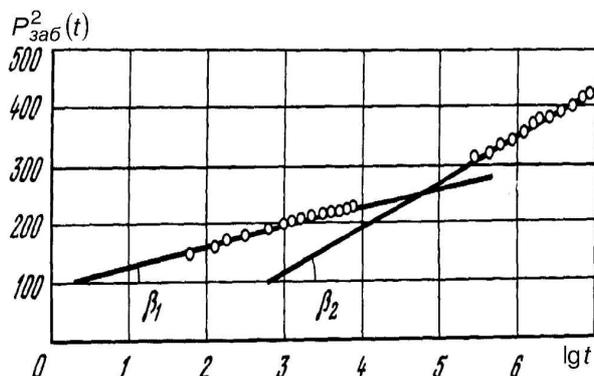


Рисунок 3 – КВД при неоднородном по площади пласте:

1 – зона с улучшенными свойствами коллекторами; 2 – зона с ухудшенными коллекторскими свойствами

Для определения расстояния до экрана или изменения свойств коллектора используется точка пересечения прямолинейных участков, т.е. подставляя время t_1 , соответствующее точке пересечения прямолинейных участков в секундах, определяем расстояние до экрана или изменения свойств по формуле:

$$l = \sqrt{0,5625 \cdot \chi_1 \cdot t_1}, \quad (22)$$

или если учесть продолжительность работы скважины перед закрытием T , то расстояние до экрана определяется по формуле:

$$l = \sqrt{0,5625 \cdot \chi_1 \cdot t_1 \cdot \frac{T}{T + t_1}}. \quad (23)$$

Если на КВД нет чётко выраженного второго участка, но заметна тенденция к искривлению первого участка, то расстояние до предполагаемой зоны изменения коллекторских свойств определяется формулой:

$$l \approx \sqrt{3,1415 \cdot \chi_1 \cdot t'_1}, \quad (24)$$

где t'_1 – время, соответствующее началу искривления первого участка, с.

В целом КВД, снятые в пластах с непроницаемыми экранами, могут не иметь сложную форму. При небольшом расстоянии до неоднородности с высокой пьезопроводностью или при продолжительном притоке газа к скважине после закрытия может отсутствовать начальный прямолинейный участок. Конечный участок может отсутствовать при малой пьезопроводности и больших расстояниях до экрана или зоны улучшенной (ухудшенной) проводимости.

Для увеличения размера первого участка необходимо продлить время работы скважины до остановки на постоянном режиме, а размеры конечного участка можно увеличить путём увеличения продолжительности процесса восстановления. Наличие экрана в окрестности скважины может быть правильно спрогнозировано при условиях,

когда $T \geq \frac{2 \cdot l^2}{\chi}$ или $t \geq \frac{5 \cdot l^2}{\chi}$.

Характерные КВД скважин валанжинской залежи УНГКМ и причины аномального восстановления забойного давления

По результатам комплексного анализа материалов гидродинамических исследований, промысловых геофизических исследований и данных эксплуатации скважин определены основные причины аномального характера восстановления забойного давления в газоконденсатных скважинах Уренгойского месторождения являются следующие:

- межпластовые перетоки по негерметичному заколонному цементному камню, самой колонне и изоляционным цементным мостам;
- естественная неоднородность коллектора по площади и разрезу;
- различия фильтрационно-емкостных свойств призабойных и отдалённых зон в области дренирования скважин;
- присутствие в стволе скважин динамических уровней жидкости;
- наличие в разрезе нефтяных пропластков, подключающихся к работе с начальным градиентом давления.

Если для последних четырёх случаев разработаны приближенные методы обработки КВД, то первая причина является неустранимой, а количество таких скважин растёт в связи со старением эксплуатационного фонда (ухудшением их технического состояния) и несовершенством технологий ремонтных работ. К примеру, из исследованных в этом году скважин по трём скважинам (№№ 1260, 2302 и 2306) были получены аномальные КВД с явными признаками межпластовых перетоков (существенное снижение забойного давления после некоторого роста на начальном участке), которые не поддаются обработке. По скважинам №№ 1326, 2321, 2308, 2307 и 2322 перетоки

были зафиксированы в конце слежения за восстановлением забойного давления и КВЗД обрабатывались по начальным участкам.

На рисунках 4–9 представлена иллюстрация характерных для газоконденсатных скважин Уренгойского месторождения КВЗД.

Обработка КВД по скважине № 1584 (08.11.2000 г.)

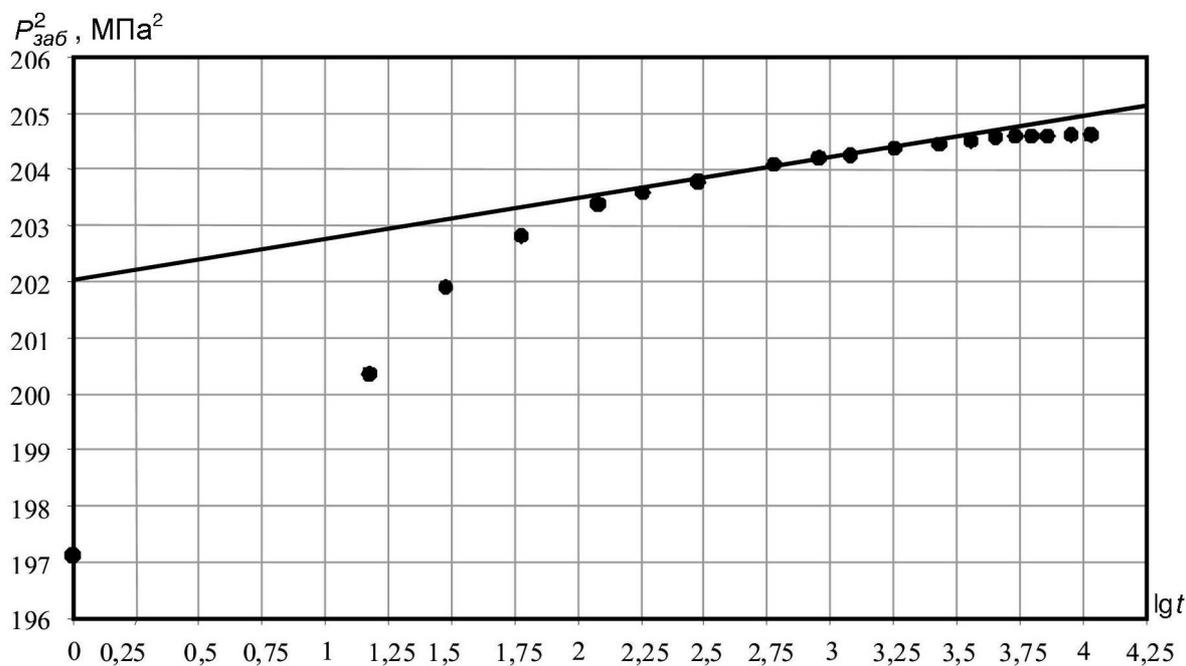


Рисунок 4 – Кривая восстановления давления без аномалий

Обработка КВД по скважине № 1585 (19.10.2000 г.)

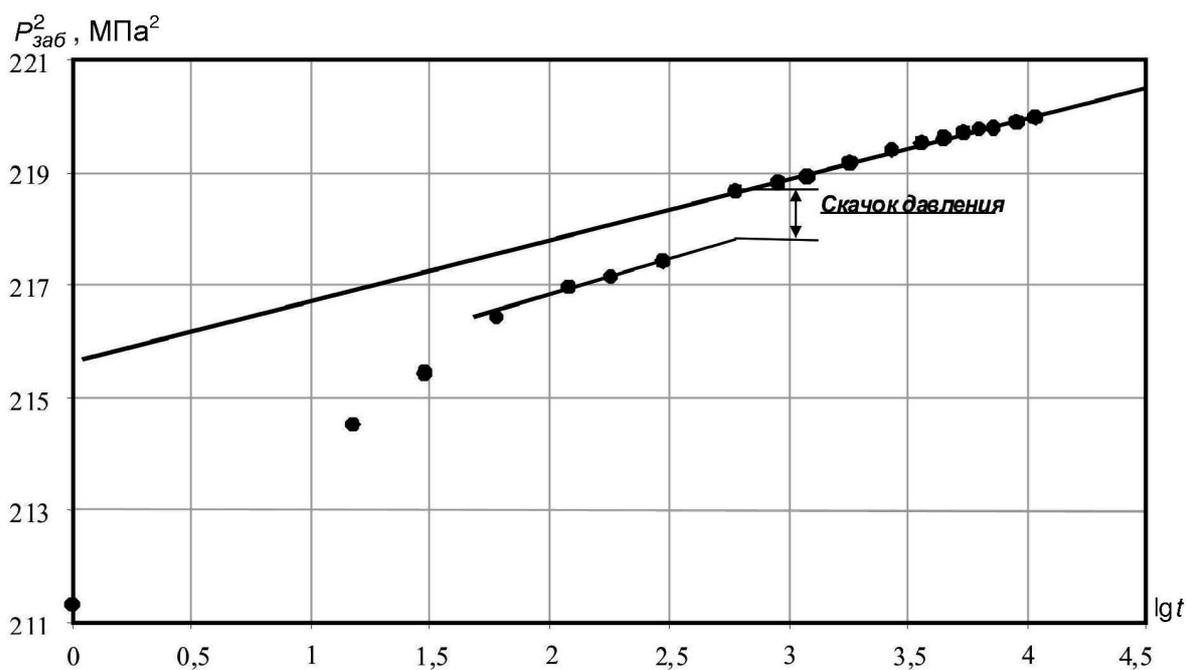


Рисунок 5 – Уровень жидкости над точкой регистрации КВЗД

Обработка КВД по скважине № 8299 (24.03.2000 г.)

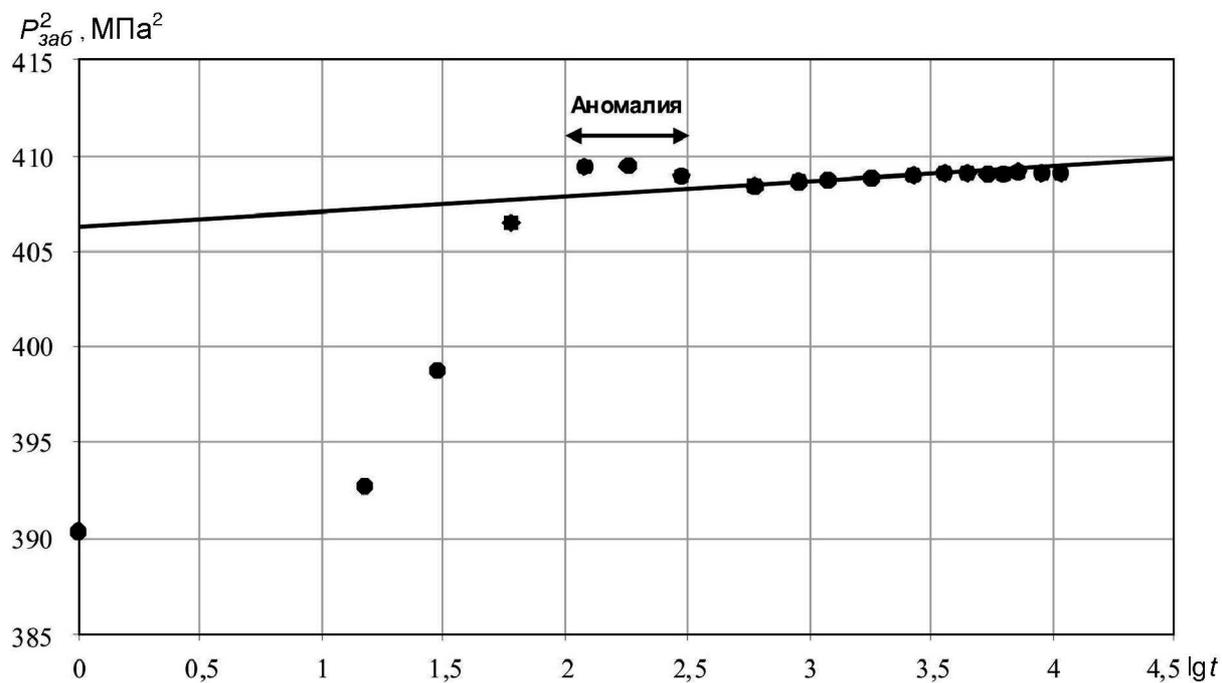


Рисунок 6 – Уровень жидкости и неоднородность коллектора

Обработка КВД по скважине № 2332 (06.08.1998 г.)

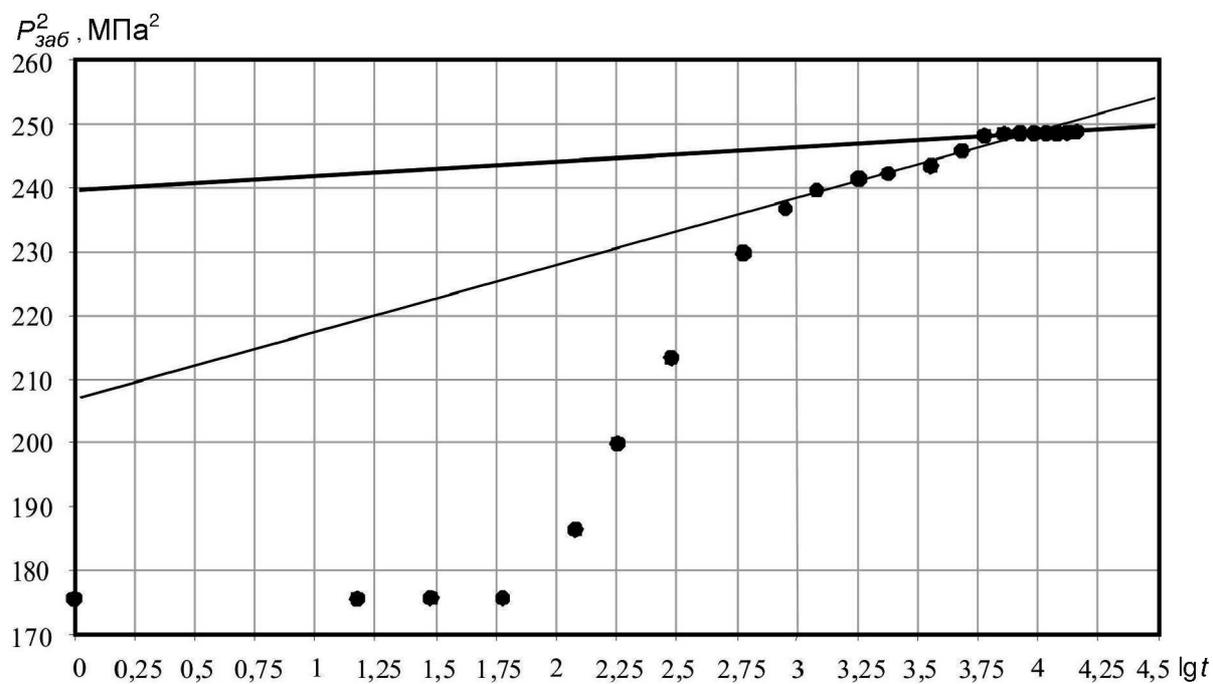


Рисунок 7 – Неоднородность коллектора в зоне дренирования

Обработка КВД по скважине № 1326 (05.10.2000 г.)

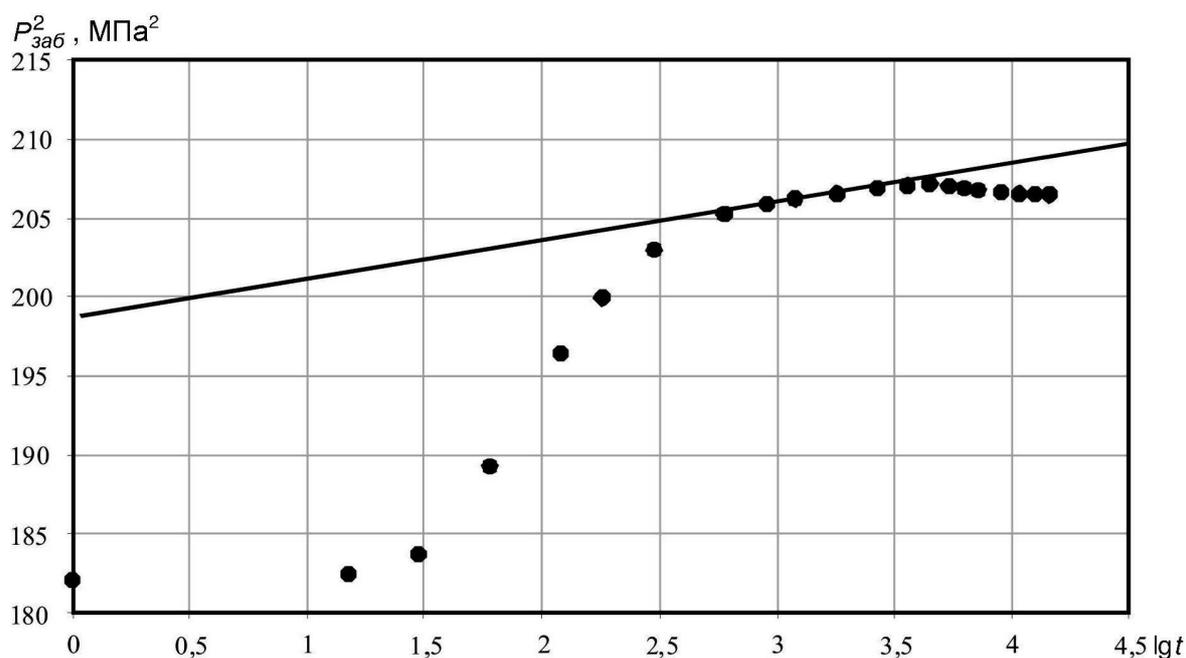


Рисунок 8 – Межпластовые перетоки в конце КВЗД

Обработка КВЗД по скважине № 2306 (09.02.2000 г.)

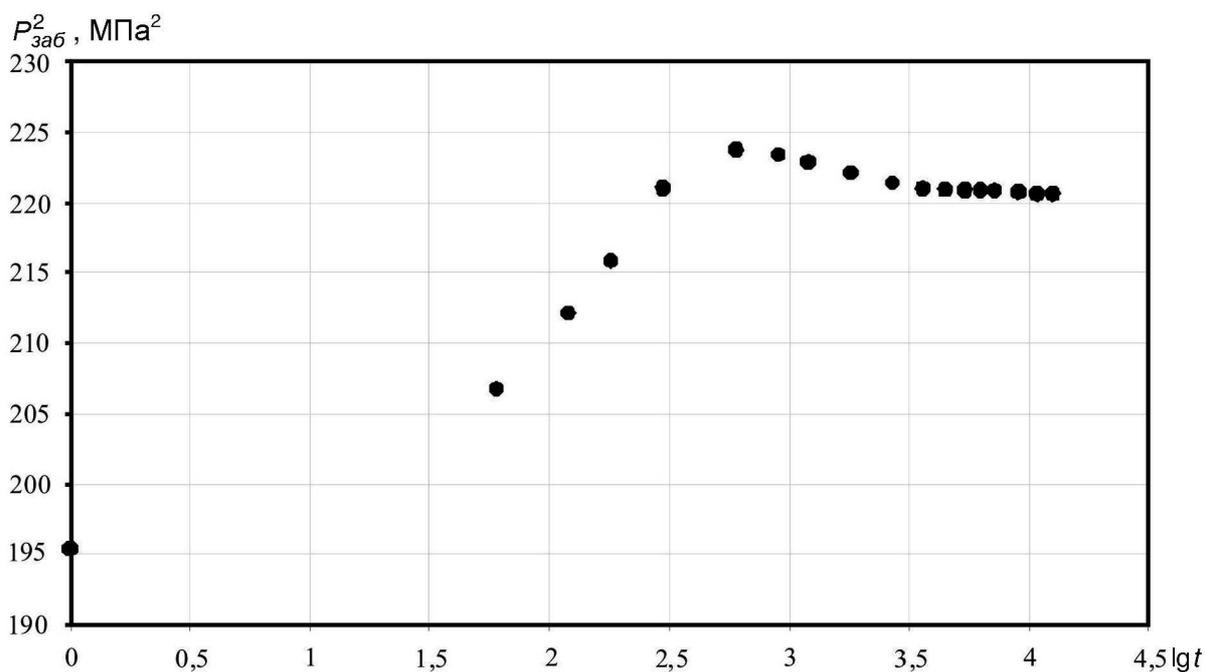


Рисунок 9 – Межпластовые перетоки в начале КВЗД

Опыт ГДИС при нестационарных режимах на УНГКМ показывает, что практически в 30–40 % случаев получаются аномальные КВЗД. Это вполне объяснимо, если иметь в виду, что по данным ПГИ (АКЦ, ГГК, ГИС-контроль) сцепление цементного камня с колонной и заполнение цементным раствором заколонного пространства в интервалах вскрытия продуктивных мощностей происследованных скважин характеризуются как неудовлетворительные. Это обстоятельство усугубляется и объединением в один эксплуатационный объект нескольких залежей с различными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и термобарическими параметрами.

Примеры обработки КВД скважин УКПГ-5В Уренгойского НГКМ

Для обработки были взяты 10 исследований валанжинских скважин УКПГ-5В, выбранных случайным образом. Исследования были обработаны в координатах $P_{заб}^2(t) - lg t$, из них три также обрабатывались с учётом времени отработки на стационарном режиме в координатах $P_{заб}^2(t) - lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$. Глубинные замеры забойного давления и температуры производились приборами типа АМТ. На скважине № 5324 проводилось комплексное исследование. В ходе проведения исследования скважина отработала на четырёх режимах и было снято 4 КВД.

Для примера проведём обработку скважины № 5324, второй кривой восстановления давления при комплексном исследовании. Для определения коэффициента В и параметров призабойной зоны пласта обрабатываем индикаторную кривую. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.

Для примера проведём обработку скважины № 5324, второй кривой восстановления давления при комплексном исследовании. Для определения коэффициента В и параметров призабойной зоны пласта обрабатываем индикаторную кривую. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты исследования скважины на стационарных режимах

Номер скважины	Номер режима	Дата	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	$T_{заб}$, °С	ΔP , МПа	Q_0 , тыс. м ³ /сут.
5324	1	22.03.2001	17,34	14,46	76	2,88	887
	2	29.03.2001		13,668	75,29	3,645	886
	3	06.04.2001		14,452	76,12	2,877	831
	4	14.04.2001		15,182	76,70	2,145	831

Обработка индикаторной кривой велась по двучленной формуле притока в координатах $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q. Для определения параметров пласта вводятся следующие необходимые данные:

- значение эффективной толщины пласта $H_{эф}$;
- параметры флюида z и μ ;
- значение пластовой температуры $T_{пл}$;
- диаметр эксплуатационной колонны $d_{ЭК}$;
- число перфорационных отверстий на один метр интервала перфорации.

Результаты расчёта приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты обработки индикаторной кривой

Номер скважины	Параметр	Значение	Единица измерения
5324	коэффициент А	0,2929547	МПа ² · сут./тыс. м ³
	коэффициент В	0,0004862292	(МПа · сут./тыс. м ³) ²
	проводимость	7,098358	мкм ² · м/МПа · с
	проницаемость	0,007605383	мкм ²

Для обработки КВД требуются следующие исходные данные:

- значения давления и времени при восстановлении давления;
- параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки скважины Q_0 и $P_{заб}$;
- коэффициент сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока газа В;
- значение эффективной толщины пласта $H_{эф}$;
- параметры пластового флюида $z_{пл}$ и $\mu_{пл}$;

- значение пластовой температуры $T_{пл}$;
- диаметр эксплуатационной колонны $d_{ЭК}$;
- коэффициенты несовершенства скважины C_1 и C_2 .

Исходные данные для обработки КВД приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Восстановление забойного давления

Номер скважины	Номер точки	t , с	$P_{заб}$, МПа	Номер точки	t , с	$P_{заб}$, МПа
5324	1	0	13,668	12	2700	17,165
	2	15	13,69	13	3600	17,186
	3	30	13,713	14	4500	17,198
	4	60	13,868	15	5400	17,207
	5	120	14,213	16	6300	17,213
	6	180	14,495	17	7200	17,220
	7	300	14,994	18	9000	17,229
	8	600	15,784	19	10800	17,235
	9	900	16,522	20	12600	17,239
	10	1200	16,884	21	14400	17,240
	11	1800	17,11	22	72000	17,260

Параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки скважины и другие необходимые данные:

- $T = 144$ часа;
- $Q_0 = 273$ тыс. м³/сут.;
- $P_{заб0} = 13,668$ МПа;
- $B = 0,0004862292$ (МПа · сут./тыс. м³)²;
- $Z_{пл} = 0,833$;
- $\mu_{пл} = 0,018$ мПа · с;
- $T_{пл} = 77,5$ °С;
- $H_{эф} = 16,8$ м;
- $d_{ЭК} = 0,168$ м;
- $C_2 = 4$.

Кривую восстановления забойного давления обрабатываем в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$ и с учётом времени работы на стационарном режиме в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$. Результаты обработки КВД представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты обработки КВД скважины № 5324 (29.03.2001 г.)

Параметр	Единица измерения	Метод обработки		Данные НТЦ
		$P_{заб}^2(t) - \lg t$	$P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$	$P_{заб}^2(t) - \lg t$
Коэффициент α	МПа ²	284,275862	–	283
Коэффициент β	МПа ²	3,253645	3,173732	3,39
Проводимость $\frac{k \cdot h}{\mu}$	мкм ² · м/мПа · с	35,92733	36,83146	35,36
Проницаемость k	мкм ²	0,0384935	0,0396227	–
Пьезопроводность χ	м ² /с	0,2387	–	0,1929
Пластовое давление $P_{пл}$	МПа	–	17,37378	17,313

Для проверки правильности определения коэффициентов α и β построим графики, на которых показаны точки КВД и проведены прямые по рассчитанным коэффициентам. Графики в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$ и $P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$ показаны на рисунках 10–13.

Обработка КВД по скважине № 5324

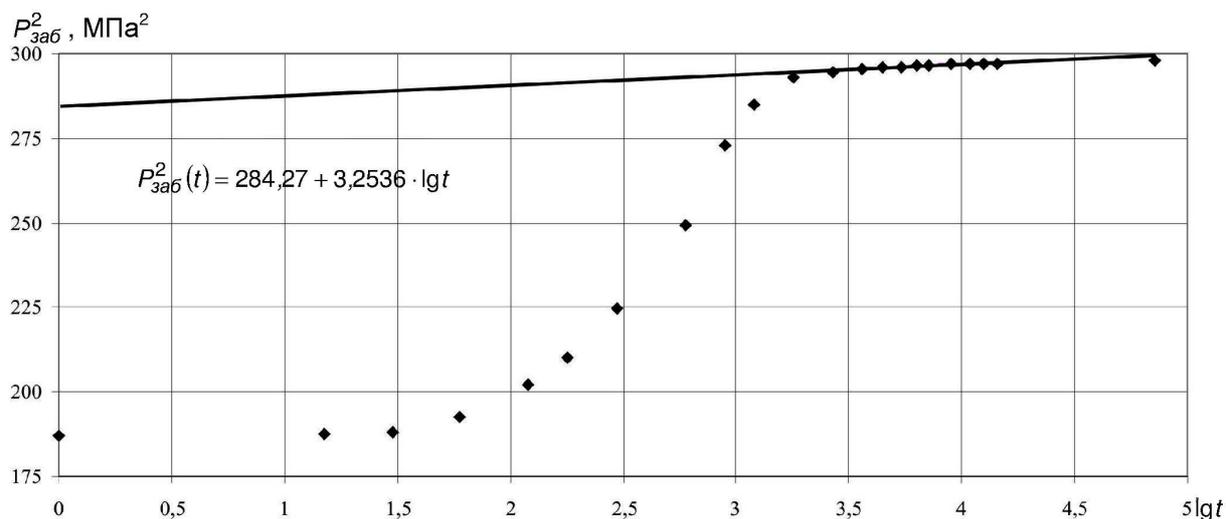


Рисунок 10 – КВД, обработанная в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$

Обработка КВД по скважине № 5324

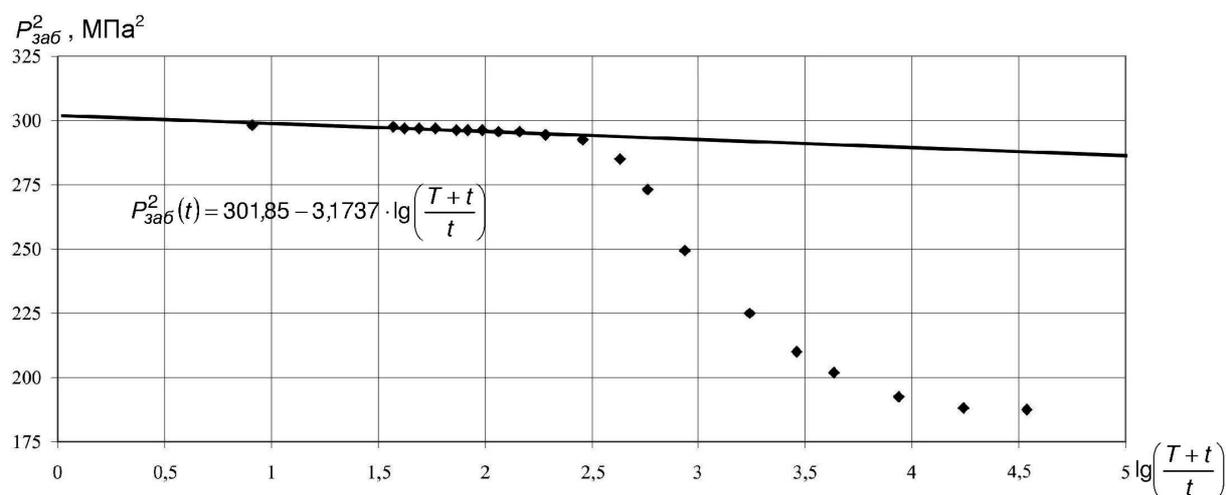


Рисунок 11 – КВД, обработанная в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$

КВД скважины № 5324 (10.11.2000 г.)

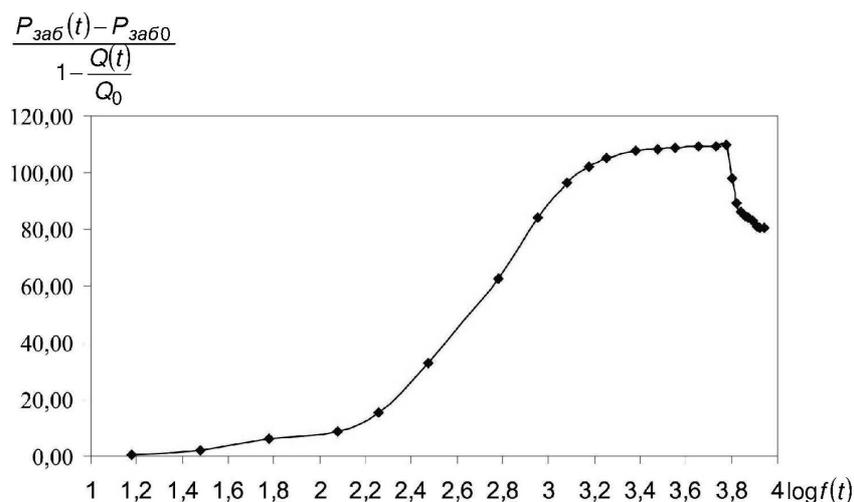


Рисунок 12 – КВД обработанная в координатах $\frac{P_{заб}(t) - P_{заб0}}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}} - \log f(t)$

Обработка КВД по скважине № 5324 (10.11.2000 г.)

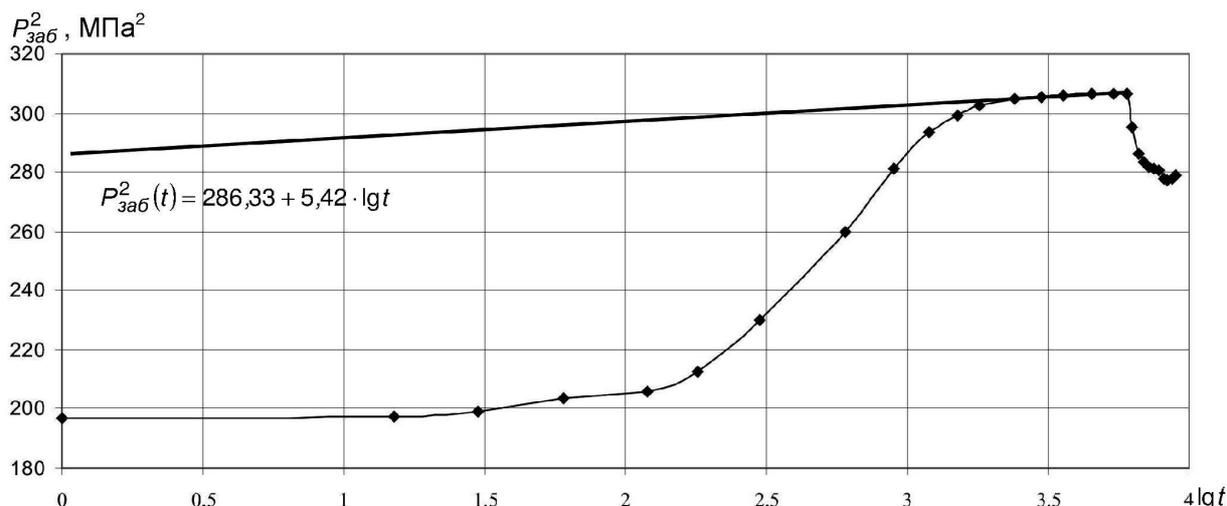


Рисунок 13 – Аномальная КВД при обработке скважины № 5324

Результаты обработок КВД скважин УКПГ-5В сведены в таблицу 7.

На основе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. В целом полученные результаты близки с результатами НТЦ, но по скважине № 5299 имеется различие в полученных результатах 13 %. Рекомендуется повысить точность обработки результатов исследования.

2. Результаты гидродинамических исследований на стационарных и нестационарных режимах фильтрации скважины № 5324 показывают, что фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта хуже в 4 раза ($\frac{k \cdot h}{\mu_{стац}} = 7,1 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/МПа} \cdot \text{с}$

и $\frac{k \cdot h}{\mu_{нестак}} = 28 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/МПа} \cdot \text{с}$) и необходимо проводить мероприятия по интенсификации.

3. Значительная разница в параметрах ФЕС скважины № 5324, проводимых 10.11.2000 г. и 22.03–14.04.2001 г. объясняется тем, что скважина была переведена из наблюдательного в эксплуатационный фонд незадолго перед ГДИ скважины 10.11.2000 г. и забой скважины к тому времени не очистился.

4. При обработке скважины № 5324 10.11.2000 г. присутствует аномалия восстановления давления на конечном участке КВД (рис. 11), которую можно объяснить как межпластовые перетоки. При снятии кривых восстановления давления исследования 22.03–14.04.2001 г. аномалии, связанных с перетоками, не наблюдается так как давление, при котором происходит прорыв газа, не было достигнуто ни одной КВД.

При обработке скважины № 5324 10.11.2000 г. дифференциальным методом, описанным ранее, выпрямление КВД не происходит (рис. 12). Это может быть связано с негерметичностью пакера или с другого рода перетоками. Данными о состоянии пакера и затрубного пространства мы не обладаем.

5. При анализе полученных результатов комплексного исследования скважины № 5324 видно, что с увеличением дебита и соответственно области дренирования скважины проводимость увеличивается (рис. 14). Это связано с тем, что определяемые параметры являются интегральными характеристиками как ПЗП, так и удалённой зоны пласта, и свидетельствует, что ФЕС удалённой зоны выше.

Зависимость проводимости от дебита на стационарном режиме до снятия КВД

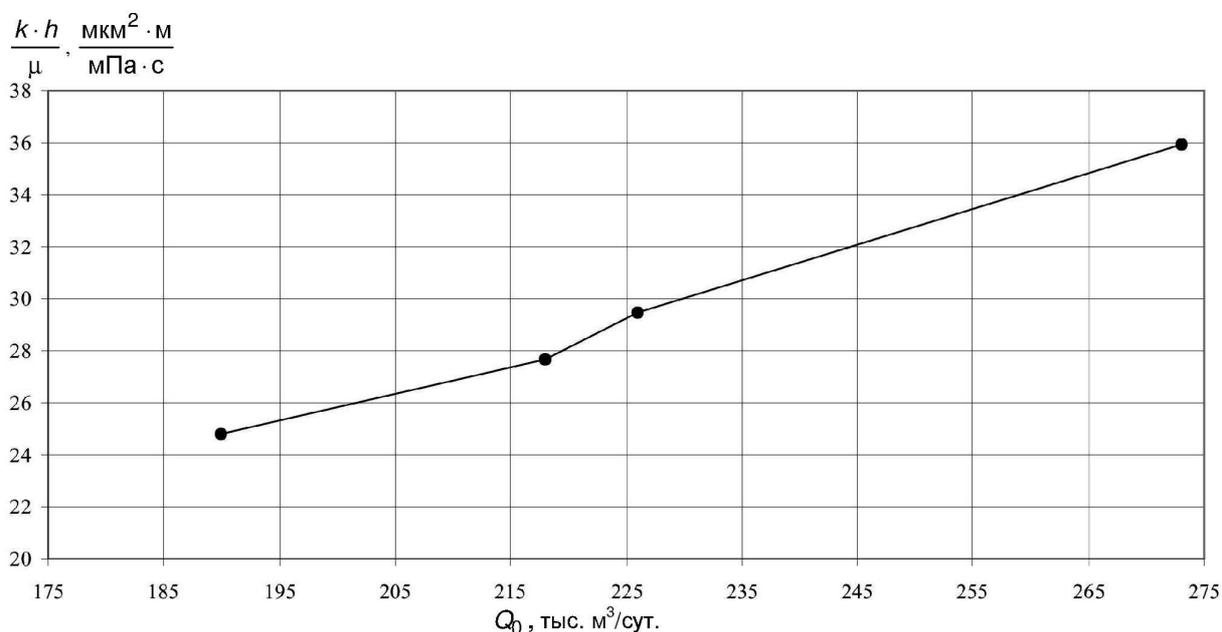


Рисунок 14 – Динамика изменения проводимости от дебита на стационарном режиме фильтрации до снятия КВД на скважине № 5324

6. Различие более чем на порядок результатов обработок КВД скважин №№ 5296 и 5429 эксплуатирующих II объект валанжинской залежи даёт основания предположить, что между этими скважинами существует неоднородности по площади.

Литература:

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации нижнемеловых отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения. – М., 1988. – 145 с.
2. Отчёт по геологии и разработке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения за 2000 год. – г. Н. Уренгой, 2000. – 103 с.
3. Уточнённый проект разработки нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. – М., 1998. – 115 с.
4. ОАО «Газпром», ООО «Уренгойгазпром». Технологический регламент на эксплуатацию установки комплексной подготовки газа и извлечения конденсата № 5В. – г. Н. Уренгой, 1998. – 101 с.
5. Отчёт о текущей газоконденсатной характеристике залежей I–IV эксплуатационных объектов УНГКМ. – г. Н. Уренгой, 2001. – 125 с.
6. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.

7. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа : учебник для вузов. – М. : Недра, 1984. – 487 с.
8. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 с.
9. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М. : Недра, 1973. – 248 с.
10. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика : учебник для вузов. – М. : Недра, 1993. – 416 с.
11. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. – М. : Недра, 1984. – 269 с.
12. ООО «Уренгойгазпром». Планово-экономический отчёт работы УГПУ за 2000 г. – Н. Уренгой, 2001. – 124 с.
13. Зайцев Н.Л. Экономика организаций. – М. : Экзамен, 2000. – 768 с.
14. ООО «Уренгойгазпром». Коллективный договор. – Н. Уренгой, 2000. – 172 с.
15. ООО «Уренгойгазпром». Инструкция по охране труда для оператора по исследованию скважин. – Н. Уренгой, 2001. – 11 с.
16. 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.
17. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических исследований насосных скважин Восточно-Сургутского нефтяного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 59–80.
18. 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) // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 4. – С. 34–44.
19. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования газовых скважин и их применение на Южно-Луговском газовом месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 24–44.
20. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 1. – С. 43–47.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23–28.
22. 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 // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2. – С. 47–58.
23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамическое моделирование объекта ЮВ₁ Ван-Еганского нефтегазоконденсатного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 73–95.

References:

1. Project of trial operation nizhnemelovykh of deposits of the Urengoy gas-condensate field. – М., 1988. – 145 p.
2. The report on geology and development of the Urengoy oil-gas condensate field for 2000. – N. Urengoy, 2000. – 103 p.
3. The specified project of development the nizhnemelovykh of deposits of the Urengoy oil-gas condensate field. – М., 1998. – 115 p.
4. JSC Gazprom, LLC Urengoygazprom. Production schedules on operation of the complex gas processing unit and extraction of condensate No. 5B. – N. Urengoy, 1998. – 101 p.
5. The report about current the gas-condensate characteristic of deposits of the I–IV operational objects of UNGKM. – N. Urengoy, 2001. – 125 p.
6. Gritsenko A.I., Aliyev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. Guide to well survey. – М. : Science, 1995. – 523 p.
7. Korotayev Yu.P., Shirkovsky A.I. Production, transport and underground storage of gas : the textbook for higher education institutions. – М. : Subsoil, 1984. – 487 p.

8. Zotov G.A., Aliyev Z.S. Instruction on a complex research of gas and gas-condensate layers and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
9. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Hydrodynamic methods of well survey and layers. – M. : Nedra, 1973. – 248 p.
10. Basniyev K.S., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground hydromechanics: the textbook for higher education institutions. – M. : Nedra, 1993. – 416 p.
11. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Researches of oil and gas wells and layers. – M. : Nedra, 1984. – 269 p.
12. LLC Urengoygazprom. The economical report of work of UGPU for 2000 – N. Urengoy, 2001. – 124 p.
13. Zaitsev N.L. Ekonomik's hares of the organizations. – M. : Examination, 2000. – 768 p.
14. LLC Urengoygazprom. Collective agreement. – N. Urengoy, 2000. – 172 p.
15. LLC Urengoygazprom. The instruction for labor protection for the operator on well survey. – N. Urengoy, 2001. – 11 p.
16. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of modern technologies of interpretation of results of hydrodynamic researches of horizontal wells // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2015. – No. 10. – P. 397–405.
17. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of hydrodynamic researches of pump wells of the East Surgut oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 3. – P. 59–80.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Interpretation of results of test of horizontal wells and the analysis of the obtained data on the example of the Memorable and Sasovsky oil field (Volgograd region) // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – No. 4. – P. 34–44.
19. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Gidrodinamicheskiye of a research of gas wells and their application on the Southern Lugovsky gas field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 4. – P. 24–44.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells and an assessment of applicability of the obtained data // the Scientific and technical magazine «Construction of Oil and Gas Wells by Land and by Sea». – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 1. – P. 43–47.
21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Oil-field Business». – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 23–28.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of application of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells, her features and new opportunities // the Scientific and technical magazine «Science and Technology in the Gas Industry». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 2. – P. 47–58.
23. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic modeling of an object YuV1 of the Van-Yogansky oil-gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 3. – P. 73–95.