

DOI 10.25689/NP.2019.1.71-89

УДК 622

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ

Гильфанов Э.Ф.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

STUDYING UNSTEADY-STATE FLOW IN HORIZONTAL WELLS

Gilfanov E.F.

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen

E-mail: geogil60@mail.ru

Аннотация. Приведён анализ гидродинамических исследований горизонтальной скважины на протяжении долгого периода времени разработки, влияние закачки на добычу горизонтальной скважины и проблемы интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Геологическая среда представляет на каждом иерархическом уровне совокупность перемежающихся участков с разными физико-механическими свойствами. В каждом геологическом блоке действует своя динамически подвижная система напряжений. При интенсивной разработке изменение давления приводит к различию напряжений на соседних участках. При исследованиях падения давления (КПД) в добывающих скважинах значение эффективных толщин выше, чем при исследованиях восстановления давления (КВД)

Исследованиями Юсупова и Медведского [1] выявлено, что при длительной добыче возможно образование трещин. На графике гидродинамических исследований добывающей горизонтальной скважины выявлен длительный линейный приток, вероятно связанный с трещиной. Исследования нагнетательной скважины обнаруживают на диагностическом графике параметры, свойственные трещинам, при этом ГРП на скважине не проводился.

Охлаждение пласта в результате закачки в нагнетательные скважины холодной воды, существенно отличающейся по температуре от пластовой, приводит к снижению упругих напряжений и гидравлическому разрыву в нагнетательных скважинах при забойных давлениях, используемых при заводнении.

В настоящее время известно, что в нагнетательных скважинах при большом контрасте температур пласта и закачиваемой воды происходит гидравлический разрыв, что видно по исследованиям кривой падения давления в нагнетательной скважине –

при длительной закачке образовалась трещина автоГРП. Напряжения смыкания увеличиваются с истощением продуктивного пласта, что приводит более низкой проводимости трещины. При длительном времени наблюдений выявляется изменчивость размеров трещины.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления (КВД), кривая падения давления (КПД), нагнетательные скважины, гидравлический разрыв пласта (ГРП), авто-ГРП, охлаждение пласта.

Abstract. The paper presents analysis of pressure transient tests in a horizontal well over a long development period, effect of injection on a horizontal well production rate, and pressure transient test interpretation problems.

Geological environment is a combination of interbedded layers with different physical and chemical properties. Each geological block is characterized by inherent dynamic stress system. In case of rapid-rate reservoir development, pressure events result in difference between rock stresses in the adjacent zones. Pressure decline tests in producing wells give higher net-pay thickness values than pressure buildup tests.

Yusupov and Medvedsky's studies show that long-term production can be accompanied by fracturing. Pressure transient test curve for a horizontal producing well demonstrates continuous linear flow, which can probably be due to a fracture presence. The injection well testing curve reveals parameters typical of fractures, though hydrofrac jobs were not performed in that well.

Reservoir cooling due to injection of cold water with temperature significantly lower than reservoir temperature results in elastic stress decrease and reservoir fracturing in injection wells under pressures applied during water-flooding.

By now, we know that significant difference between reservoir temperature and the injected water temperature results in reservoir fracturing, which is proved by pressure decline curve for the injection well, where long-term injection entailed self-induced hydraulic fracturing. Fracture closure stress increases with reservoir pressure depletion, resulting in lower fracture conductivity. Long-term observations revealed fracture dimensions variability.

Key words: horizontal well, pressure transient tests, pressure buildup curve, pressure decline curve, injection well, hydraulic fracturing, self-induced hydraulic fracturing, reservoir cooling.

Горизонтальное бурение скважин для добычи нефти и газа стало практически основным в практике разработки трудноизвлекаемых запасов.

Технология горизонтального бурения непрерывно усложняется. Как логическое продолжение горизонтального бурения, методом увеличения

нефтеотдачи является гидравлический разрыв пласта (ГРП) и многостадийный ГРП (МГРП).

Первые теоретические исследования относятся к 50-м годам 20-го века. Труды Полубариновой – Кочиной, Меркулова, Борисова, положили начало исследованиям притока пластового флюида к стволу горизонтальных скважин. На основе исследований советских учёных зарубежные исследователи в области физики пласта и механики сплошных сред развили на основе обширной практики в дальнейшем теорию движения пластового флюида к стимулированным трещинам разрыва пласта и к горизонтальным скважинам (ГС).

Схема притоков к ГС (Рис. 1).

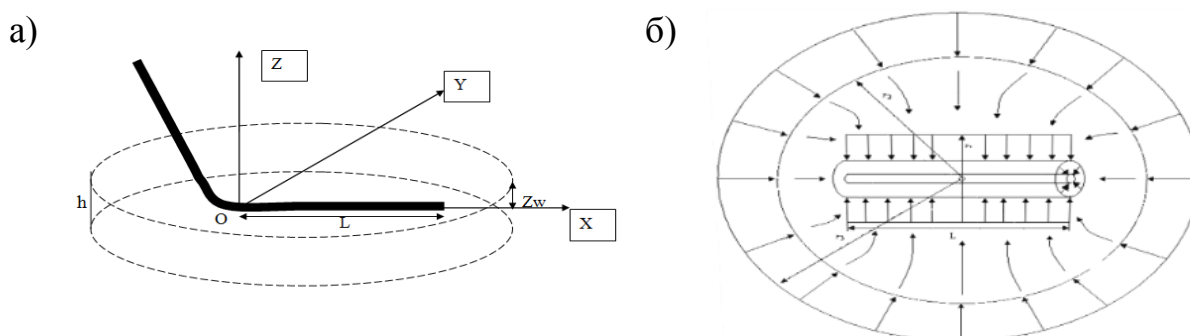


Рис. 1. Схема горизонтальной скважины (а) и притока к горизонтальному участку (б)

Существенной проблемой является исследование горизонтальных скважин (Рис. 2).

Одной из проблем качественного исследования горизонтальных скважин является доставка приборов к интервалу перфорации. Исследование скважин с максимальным приближением к интервалу перфорации и исключения влияния ствола скважины приведено на рисунке 3.

Как принято, при исследованиях вертикальных скважин условно предполагаем, что пласт однороден по коллекторским свойствам на всём протяжении межскважинного пространства. В реальности

разрабатываемый объект скважины с горизонтальным окончанием неоднороден (Рис. 4).

Изменение проницаемости вдоль горизонтального участка обусловлено технологическими особенностями проходки, когда долото уходит в ту или иную сторону вверх–вниз (Рис. 5). И также особенностями сложного геологического строения залежи.

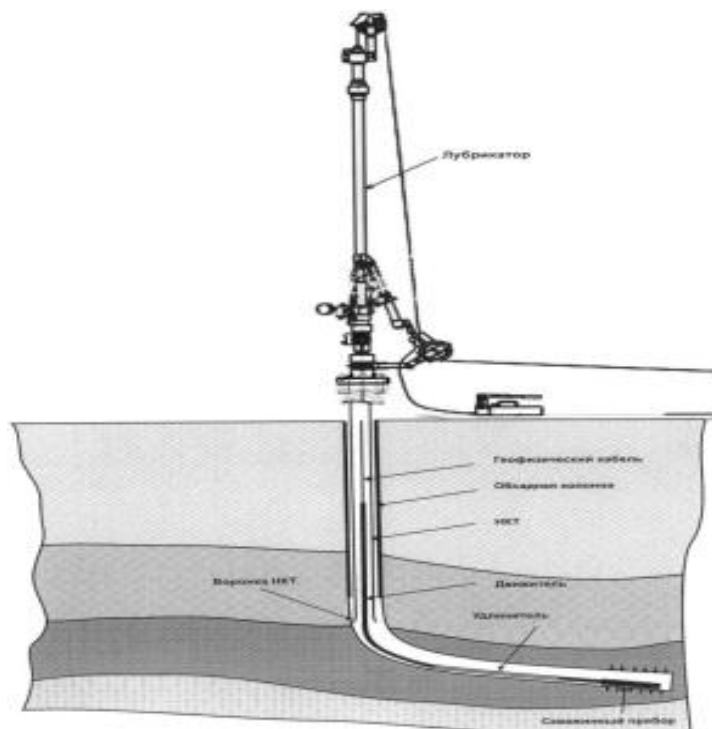


Рис. 2. Исследование в скважине. Установка «Латераль»

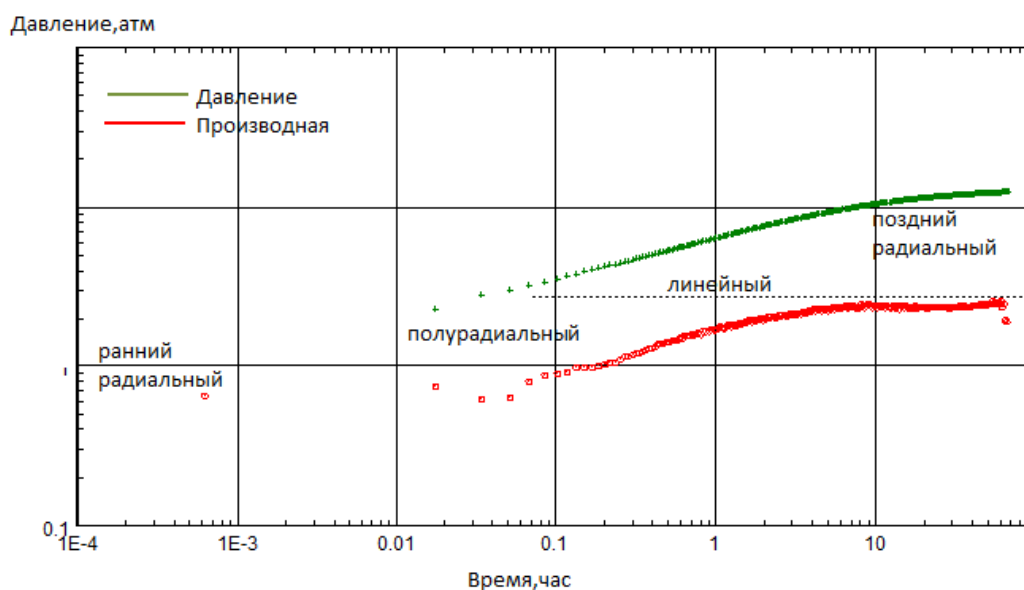


Рис. 3. Пример гидродинамического исследования горизонтальной скважины без ВСС



Рис. 4. Профиль притока для ГС, реальный пример

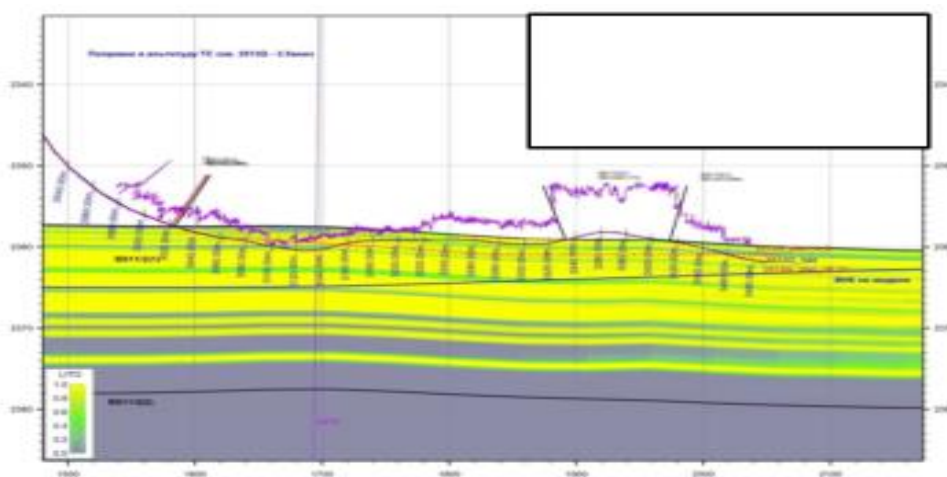


Рис. 5. Реально пробуренный профиль горизонтального участка.

На примере нескольких исследований одной горизонтальной скважины, исследованной на протяжении 14 лет, можно проанализировать, как взаимодействуют горизонтальная и нагнетательная скважины. На рисунке 6 приведена схема исследуемого участка и накопленные отборы на момент первого исследования..

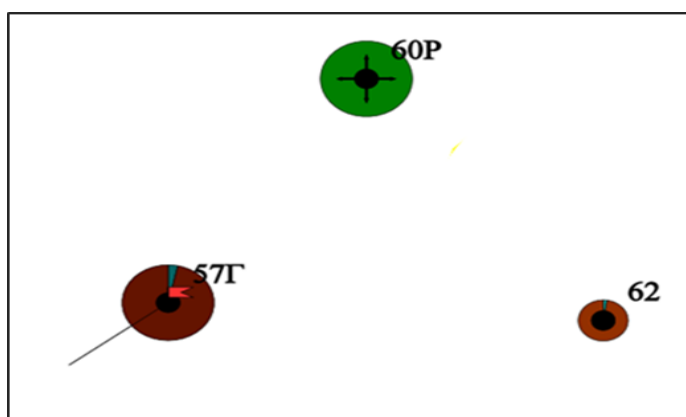


Рис. 6. Схема скважин в районе скв. 57Г на момент первого исследования, октябрь 2004 г.

В момент бурения горизонтальной скважины 57Г в ближайшем окружении действует нагнетательная скважина 60р и добывающая скважина 62. Динамика добычи и обводненности скважине 57Г за период эксплуатации приведены на рисунке 7.

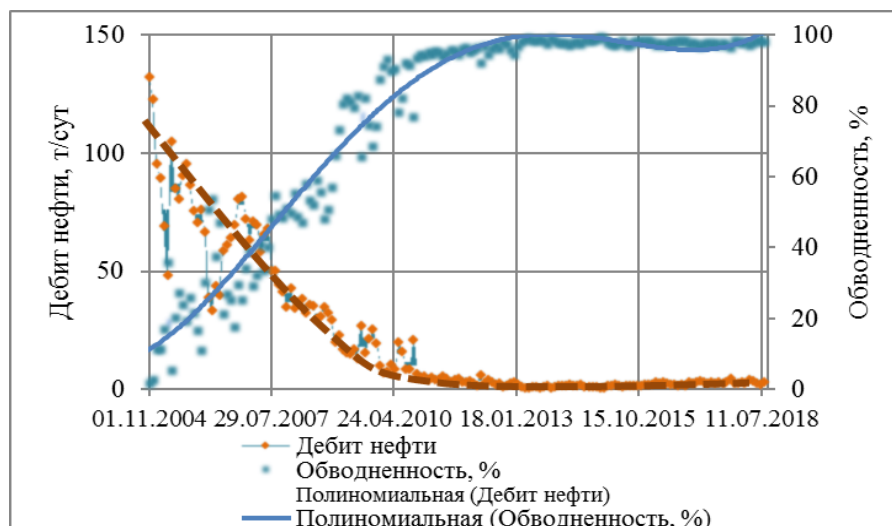


Рис. 7. Динамика дебита нефти и обводненности скв.57Г за период эксплуатации

Геолого-физическая характеристика пласта приведена в таблице 1.

Таблица 1

Краткая геолого - физическая характеристика объекта, скважина 57Г

Параметр	Пласт
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,54
Коэффициент пористости, д. ед.	0,185
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д. ед.	0,599
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,72
Расчлененность, ед.	31
Начальная пластовая температура, °С	76,8
Начальное пластовое давление, атм	252
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,831
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,291
Давление насыщения нефти газом, атм	190
Газовый фактор, м ³ /т	143

Первая кривая восстановления давления (КВД) (Рис. 8) записана после 1 суток работы скважины.

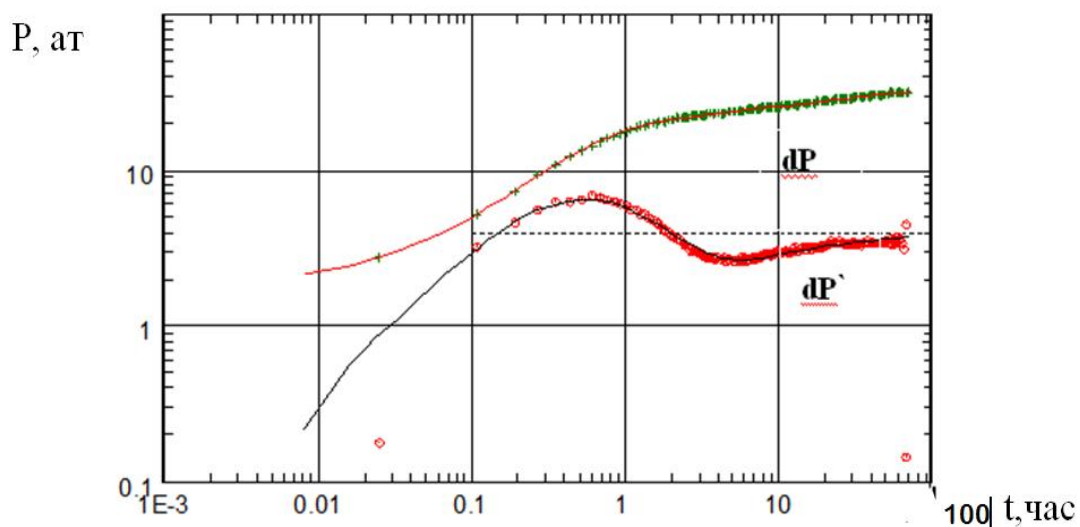


Рис. 8. Диагностический график 1-го исследования

По результатам обработки КВД проницаемость составила $57,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Гидропроводность – $203 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3} \text{ см/сПа}$. (Табл. 2).

Таблица 2

Данные ФЕС пласта скважины 57 Г по данным ГДИС

Параметр	Дата проведения ГДИС							
	16.10.2004	02.04.2005	14.01.2011	14.01.2013	27.02.2014	18.08.2015	13.04.2016	20.06.2017
Проницаемость, $\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	57,3	68,6	8,1	9,5	17,5	9,9	13	5,4
Гидропроводность, $10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}$	203,0	241,0	28,6	3,9	17,1	10,1	13,3	5,2
Продуктивность, $\text{м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$	33,8	23,6	7,5	1,39	1,7	1,2	1,41	1,73
Давление пластовое, атм	165,0	158,0	191,0	-	192,0	176,1	179,0	169,0
Скин, S_h , б. р.	2,16	1,87	1,29		2,60	2,35	4,30	0,60
Скин, общий. S_t б.р.	-4,15	-4,66	-3,20		-3,60	-2,90	-2,50	-6,00
Скин, геометрический, S_g , б. р.	-6,3	-6,5	-4,5		-6,3	-2,8	-6,8	-6,5
Длина $l_{\text{эфф}}$, м	321	131	46		45	34	104	196
Длина трещины, м				86				
Дебит по жидкости, $\text{м}^3 / \text{сут}$	140	86	88	54,32	71	64	109	118
Обводненность, %	0,88	15,00	94,88	94	97,94	96,00	97,20	97,20

На момент второго исследования КВД в апреле 2005 г. (Рис. 9), проведённого через 5 месяцев, в разработку ранее была введена ещё одна горизонтальная скважина 52Г (Рис. 10).

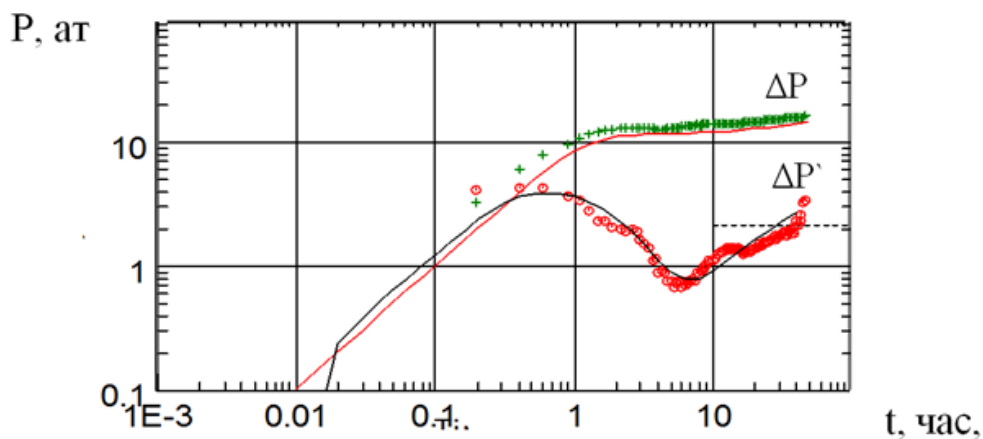


Рис. 9. Диагностический график 2-го исследования

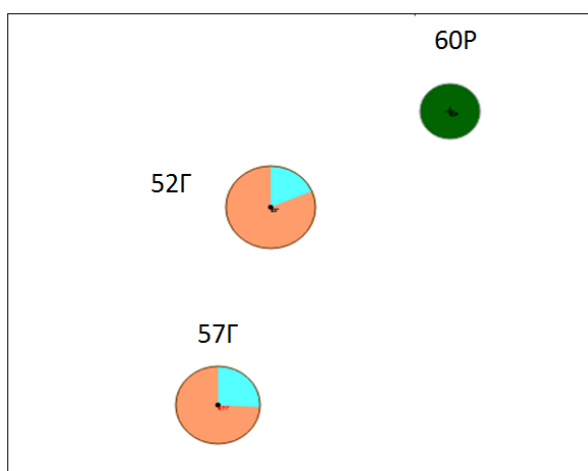


Рис. 10. Карта накопленных отборов в районе скв. № 57Г в 2005 г., на момент второго исследования

При интерпретации наиболее подходящей моделью была выбрана модель радиального течения, определены характеристики пласта. Проницаемость составила $68,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, гидропроводность – $241 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3} \cdot \text{см/спз}$. Характеристики пласта, как видно, улучшились. Однако, на самом деле последняя часть производной КВД больше фиксирует течение линейное, плоскопараллельное. Но при этом сложно подобрать модель, чтобы совпадение прослеживалось на начальном этапе.

На рассматриваемом участке дебиты горизонтальных скважин существенно превышают дебит вертикальных. Соотношение притоков вертикальных и горизонтальных скважин – от 1,8 до 7,4 (Табл. 3).

Таблица 3

Дебит добывающих скважин

Скв.	Дата запуска	Дебит жидкости, м ³	Относительно скв. 57Г	Относительно скв. 52Г
57Г	16.10.2004	140	1	
64	17.05.2005	61	2,2	2,2
62	15.08.2001	19	7,4	7,05
52Г	24.12.2004	134		1
60р	01.03.1994	73,8	1,9	1,8

Как видно на рисунке 9 производная КВД зафиксировала конечный участок с небольшим наклоном ($i = 0-0,5$), что свидетельствует о начальном проявлении плоскопараллельного течения. Совпадающая кривая хорошо отображает весь процесс фильтрации.

В январе 2011 г. (рис. 11) через 6 лет эксплуатации проведено исследование скважины после сильного обводнения – 94 %, методом КВУ.

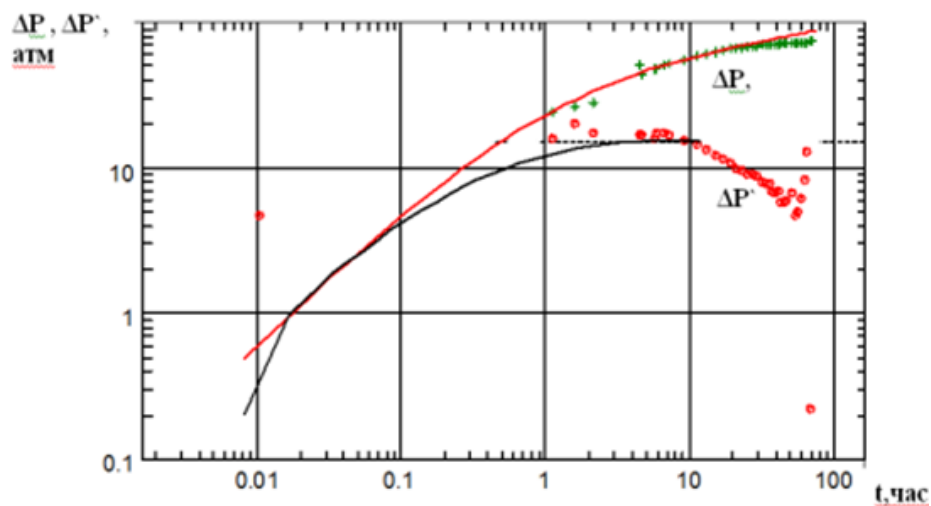


Рис. 11. Диагностический график 3-го исследования

Проницаемость снизилась и составила $8,09 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, гидропроводность – $28,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3} \cdot \text{см/спз}$. Исследование проводилось в период, когда в данном фрагменте работала одна нагнетательная

скважина № 63. Накопленная закачка жидкости в пласт составила 621063 м³. Нагнетательная скважина № 63 вызвала основательное обводнение данной горизонтальной скважины (Рис. 12).

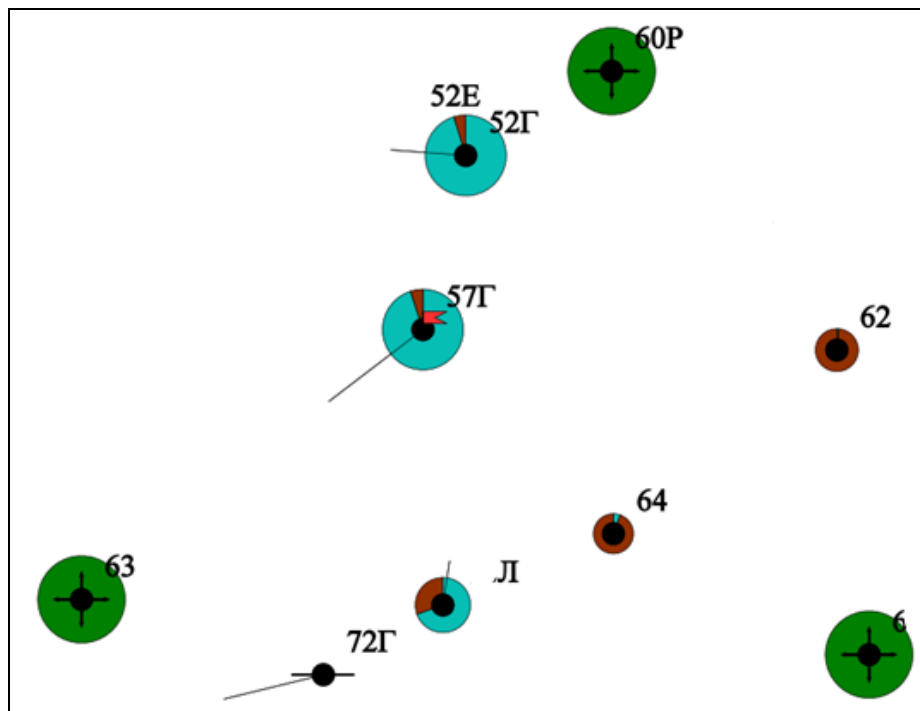


Рис. 12. Карта накопленных отборов участка скв. № 57Г в 2011 г, на момент третьего исследования

Существенно изменилась форма производной, радиальный приток не прослеживается и начинается позднее – по расчётам через 115 часов (Рис. 11). Длина работающего горизонтального участка уменьшается с 321 м в 2004 г. до 46 м в 2011 г.

В целом, ФЕС пласта изменились в соответствии с добычей по скважине № 57 (Табл. 2). В исследованиях 2012 г. ранние радиальные линейные потоки скрыты влиянием ствола скважины (Рис. 13, 14).

Так, в более поздних исследованиях (2013 г.) выявляется образование трещины (Рис. 15). Длина трещины – 86 м. В исследованиях Юсупова и Медведского [1] показано, что при длительной добыче возможно образование трещин в пласте. Возможно образование и сквозной трещины.

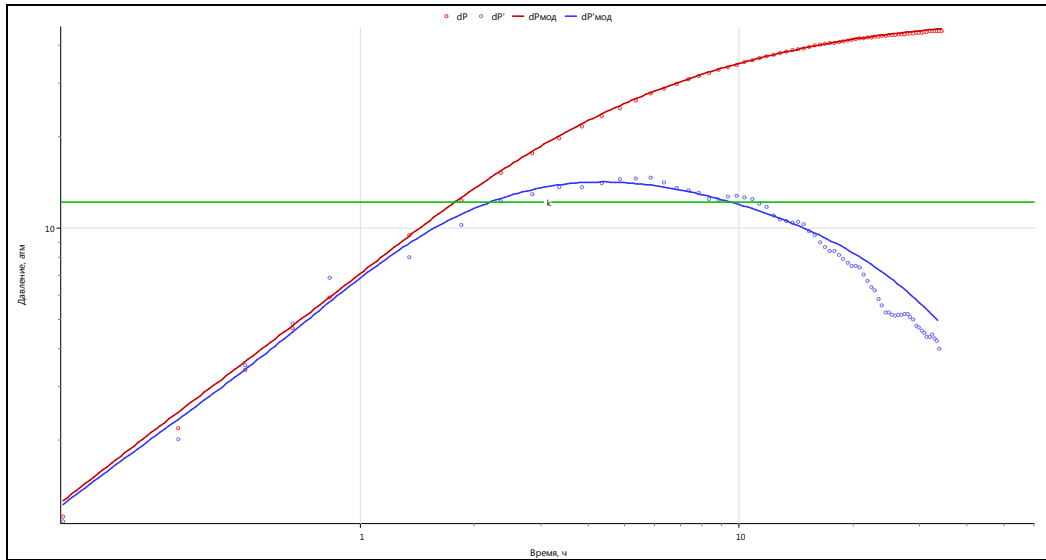


Рис. 13. КВД 03.07.2012

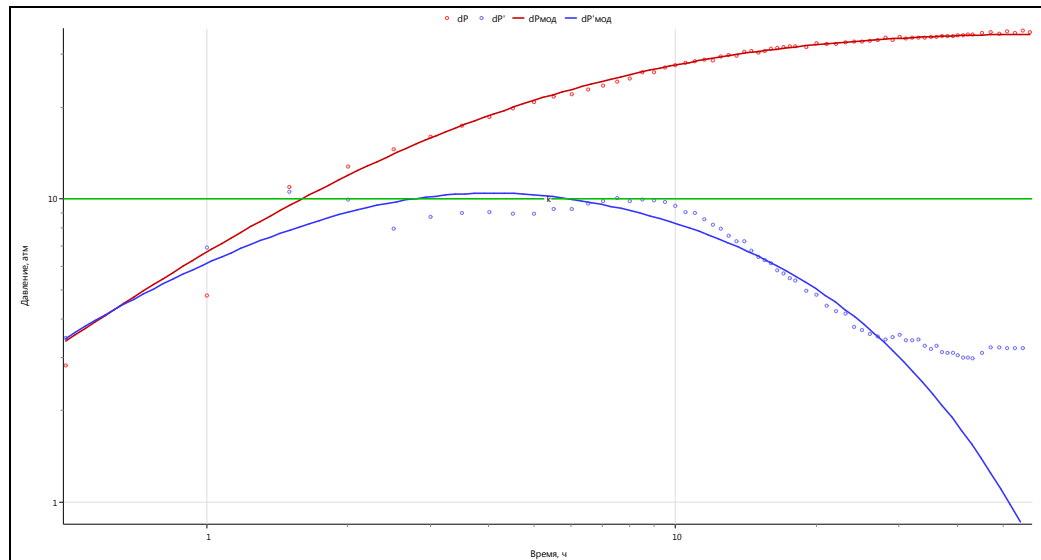


Рис. 14. КВД 27.12.2012

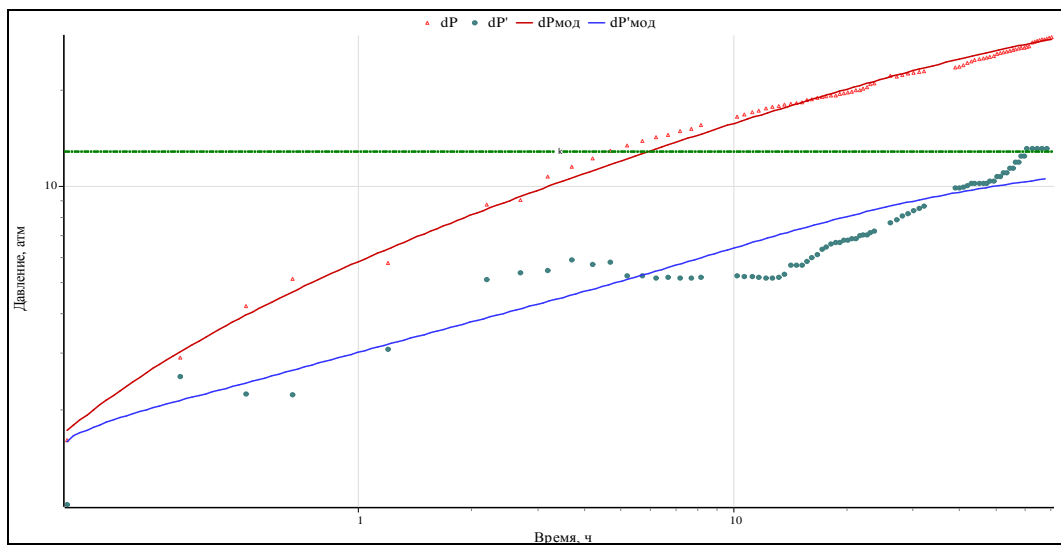


Рис. 15. КВД 14.01.2013

В исследовании 2015 года радиальный приток через 24 часа и далее — влияние границы постоянного давления (Рис. 16).

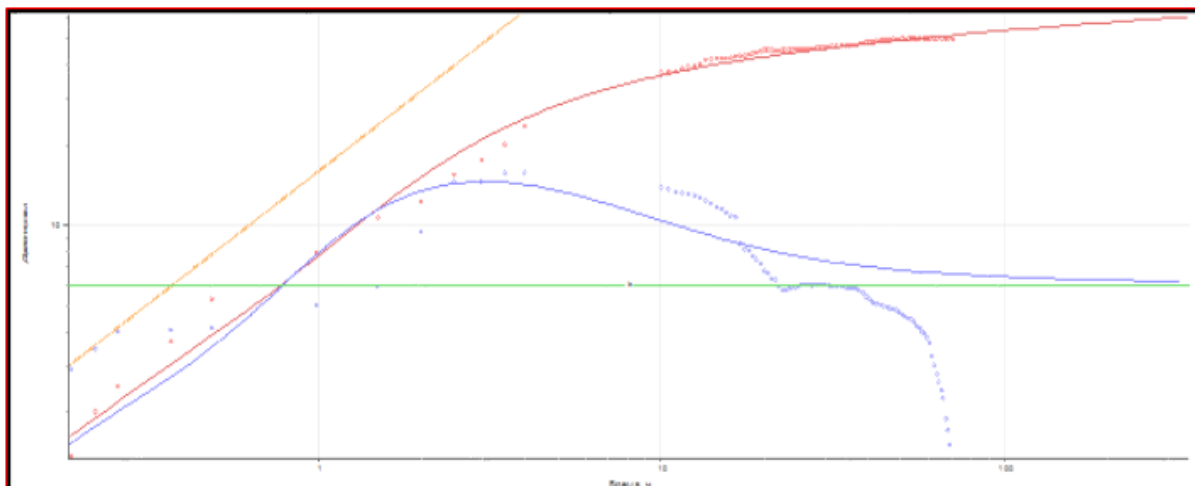


Рис. 16. КВД 10.09.2015

На совместном графике (Рис. 17) влияние ствола скважины практически одинаково для тестов с КВУ. Линейный приток на диагностическом графике исследования 2013 г. начинается с 15 часов.

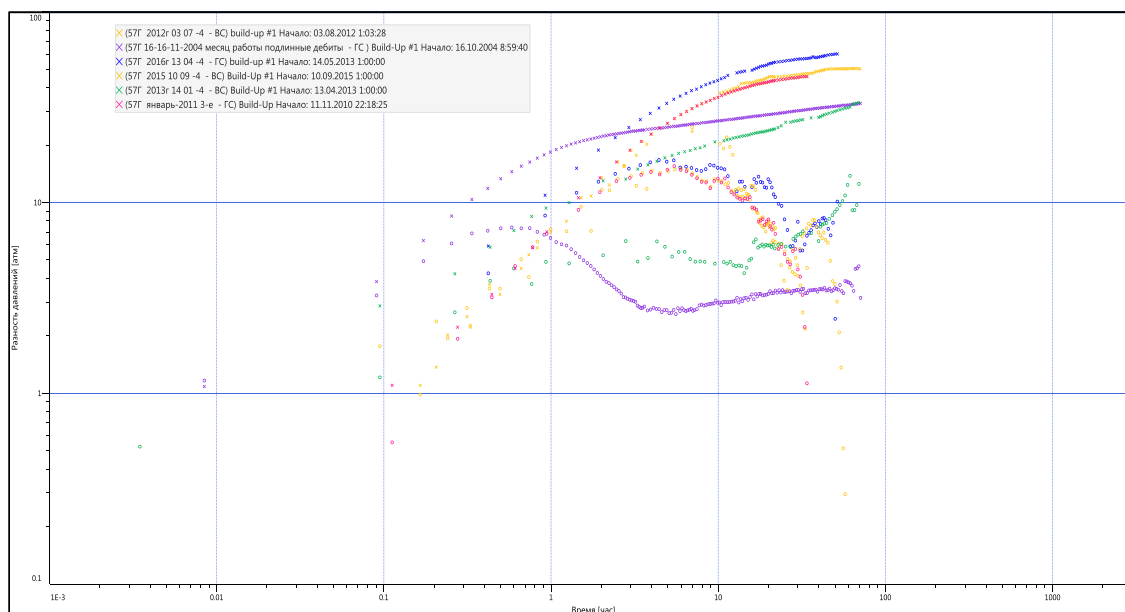


Рис. 17. Совмещенный график исследований 2004–2015 г.

Для понимания взаимодействия нагнетательной и добывающей скважин необходимо проанализировать работу нагнетательной скважины № 63 и добывающей скважины № 57Г (Рис. 18).

Фронт нагнетаемой воды достиг внешней части горизонтального участка добывающей скважины 57Г и область пласта между скв. 57Г и 63

обводнена. Расчетное время обводнения для вертикальных скважин по формуле (1) [3] составляет 481 суток.

$$t_o = \frac{4\sigma m_1 h}{\pi(q_n - q_э)} \ln \frac{q_n}{q_э} = 481 \text{ (сут)} \quad (1)$$

где

σ – половина расстояния между эксплуатационными скважинами, 250 м;

m_1 – пористость, 0,202 доли ;

h – толщина пласта, 3,54 м;

q_n – приемистость нагнетательной скважины, 707 м³/сут;

$q_э$ – дебит эксплуатационной скважины, 140 м³/сут.

Обводненная площадь составит [2] по формуле (2):

$$S = \frac{q_n t_o}{h m_1} = 0,975 \cdot 10^6 \text{ м}^2 = 95 \text{ Га} \quad (2)$$

Площадь дренирования горизонтальной скв. 57Г составляет 30,7 га. Площадь дренирования горизонтальной скв. 57Г составляет 30,7 га. То есть, по расчетам обводненная площадь в 3 раза превышает площадь дренирования. В скв. 63 начало закачки – 04.11.2005. Расчетное время начала обводнения – 28.02.2007, а фактически раньше – в феврале 2006 г. (Рис. 18), что свидетельствует о наличии высоко проводящего канала.

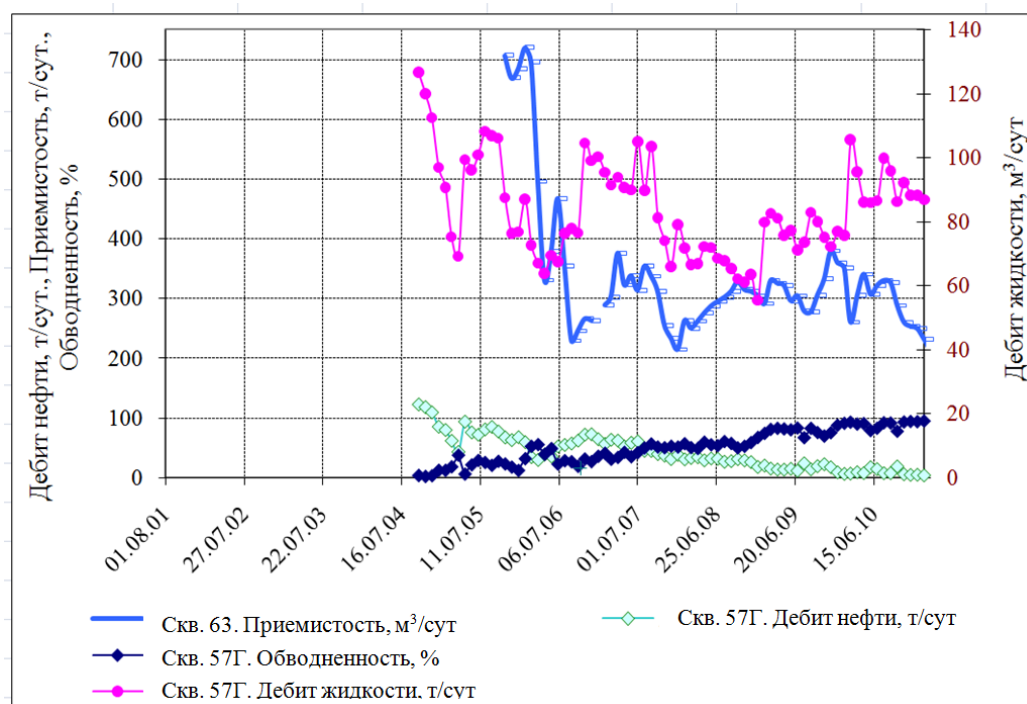


Рис. 18 График добычи и приемистости скважины 57Г и 63

Трассерными исследованиями в 2007 г. выявлено наличие высокопроводящего канала (Рис. 19).

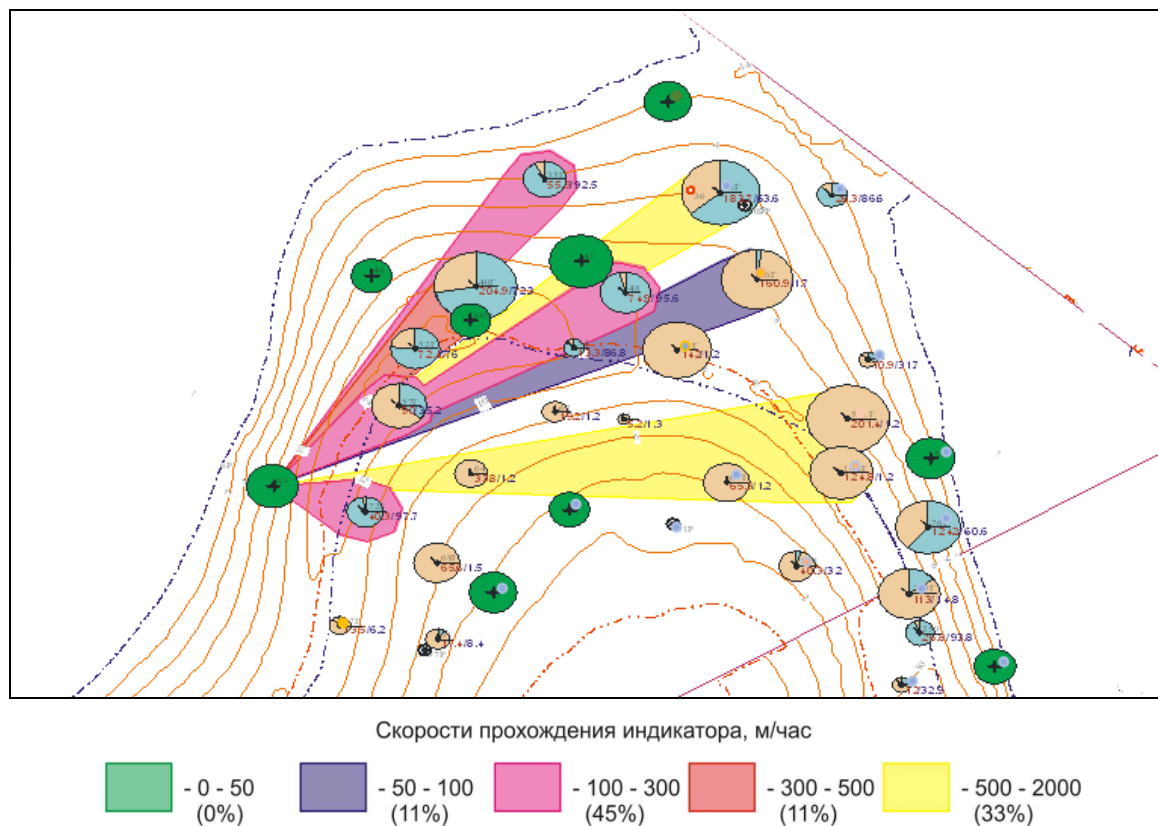


Рис. 19. Поле скоростей движения индикатора от скв. 63, совмещенное с картой текущего состояния разработки пласта месторождения

Емкость ствола не меняется и не зависит от режима работы, следовательно, форма КВД связана с явлением резкого обводнения горизонтальной скважины. Исследования КВД, КВУ в 2012–2017 г. показывают увеличение влияния ствола скважины (ВСС). Увеличение ВСС связано с обводнёностью и ухудшением фильтрационных свойств. Вероятно, произошёл прорыв воды к горизонтальному стволу по высокопроводящему каналу, который протекает по схеме как на рисунке 20.

Появление трещины выявляется и по графику Холла (Рис. 21). В интервале суммарной закачки – от 350000 до 400000 м³.

Исследования кривой падения давления (КПД) нагнетательной скважины 63, проведённые в период 2010–2018 гг. (Рис. 22, табл. 4), на

диагностических графиках также имеют вид, свойственный скважинам с трещинами гидроразрыва.

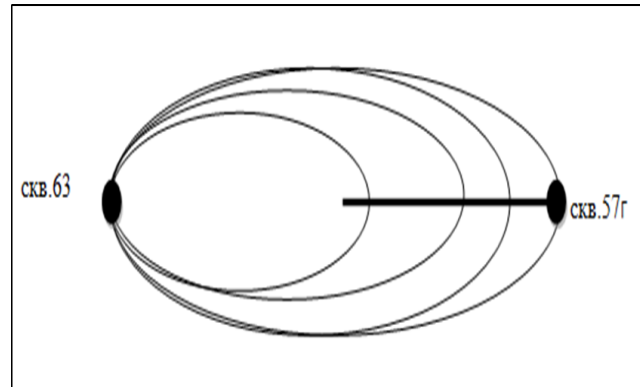


Рис. 20. Взаимодействие добывающей и нагнетательной скважин

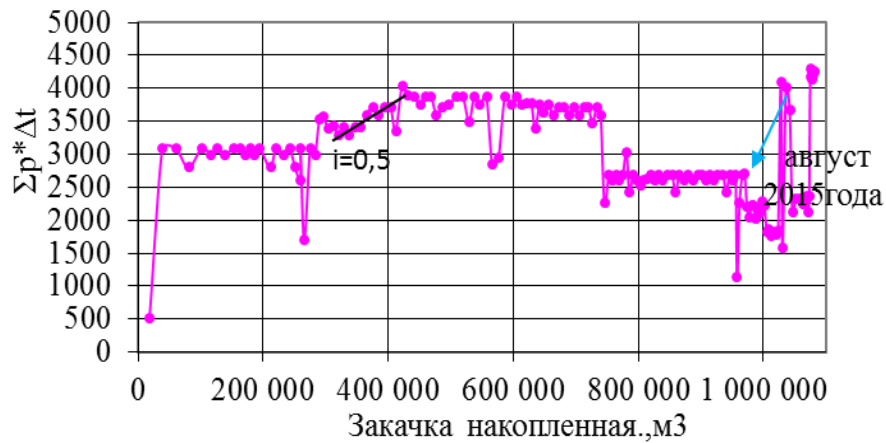


Рис. 21. Диагностический график Холла нагнетательной скважины 63

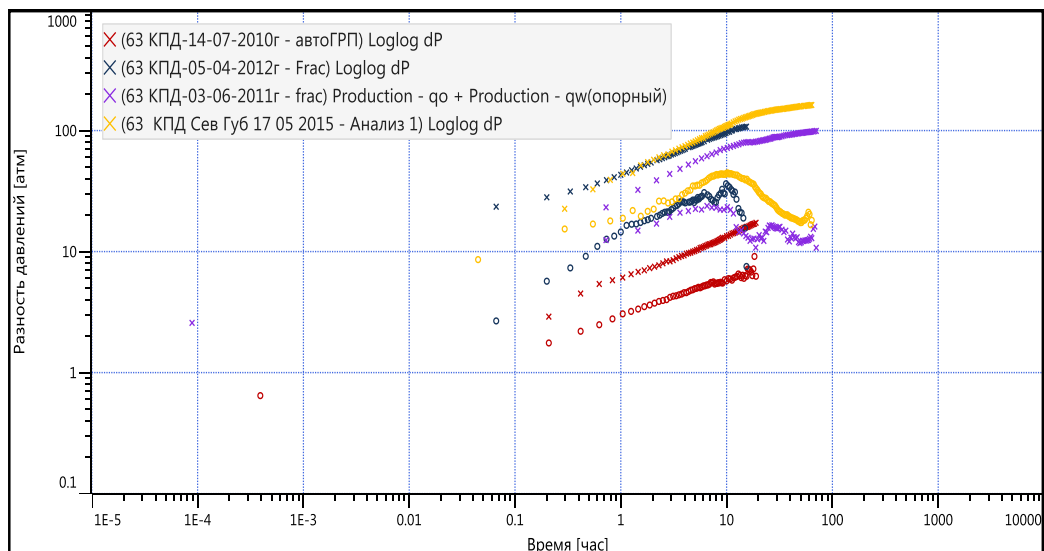


Рис. 22. Сводный диагностический КПД нагнетательной скважины 63

По данным ГДИС скв. 63, исследования графика падения давления (КПД) в 2010 г. длина трещины авто-ГРП составила 200 м (Табл. 4).

Таблица 4

Результаты ГДИС в скв.63 в 2010-2015г.

Показатель	Единица измерения	Значение				
		2010	2011	2012	2015	2018
Приёмистость	т/сут	321	247	216	162	58,39
Проницаемость пласта	мкм ²	0,025	0,051	0,024	0,013	0,00228
Эффективный скин-фактор	б. р.	- 6,8	- 4,9	- 5,2	-5,0	-5,57
Полудлина трещины	м	200	42	50	60	74
Радиус исследования	м	297,1	732	172	301	165
Коэффициент приёмистости	м ³ /(сут·атм)	15,61	0,5	1,1	1,93	0,75
Гидропроводность	мкм ² ·см/спз	44,52	19,9	13,2	5,53	2,37
Пластовое давление на верх интервала перфорации	атм	268,7	266,02	264,4	262,6	284,9

Позднее по исследованиям КПД длина трещины уменьшается до 42 м и позднее чуть увеличивается на 20 %. Проницаемость пласта уменьшается. Изменение длины трещины связано с уменьшением приёмистости, загрязнением трещины взвешенными частицами. Приёмистость снижается с 707 до 162 т/сут, как это показано на рисунке 23.

**Рис. 23. График забойного давления и приёмистости скв. 63**

Возможно сформировавшимся единым комплексом нагнетательная–добывающая скважина можно объяснить появление и увеличение на

диагностических графиках исследования горизонтальной добывающей максимума производной (горба). Время окончания максимума ВСС на билогарифмическом графике исследований КВД, КВУ увеличивается (Табл. 5).

Таблица 5

Время окончания ВСС

Год	Время прослеживания ВСС скв. 57Г, час	Накопленный объем закачки скв. 63, м ³	Накопленный объем добытой жидкости, добывающей скв. 57Г, м ³	Накопленный объем добытой нефти, добывающей скв. 57Г, м ³
2004	5	0	1 994	2 048
2005	3	0	23 693	21 642
2011	25	628 792	221 711	123 577
2012	22	740 424	274 038	126 380
2013	14	781 251	275 761	126 494
2015	27	966 764	335 787	127 875
2016	31	993 918		

Охлаждение пласта от закачки в нагнетательные скважины холодной воды, существенно отличающейся по температуре от пластовой, также приводит к снижению упругих напряжений и гидравлическому разрыву в нагнетательных скважинах при забойных давлениях, используемых при заводнении [3].

Выводы

1. Механизм вытеснения может быть выявлен на основе анализа реакции изменения давления (КВД, КВУ) в горизонтальной скважине, последовательными исследованиями (ГДИС) скважин можно выявить закономерности изменения обводненности и продуктивности скважин.
2. Предложен алгоритм расчёта параметров по гидродинамическим исследованиям в системе нагнетательная скважина – добывающая горизонтальная скважина.

3. Выявлены закономерности изменения ФЕС пласта вследствие закачки. Влияние ствола, ёмкостной эффект увеличиваются в результате нагнетания воды. Вода по каналам высокой проницаемости вследствие авто-ГРП достигает ствола горизонтальных скважин, происходит резкое обводнение продукции, увеличивается вязкость водонефтяной смеси.
4. Экспериментально подтверждено, что форма диагностического графика в виде длительного максимума свидетельствует об обводнении продукции.
5. В околоскважинном пространстве добывающих скважин в терригенных коллекторах, вследствие уменьшения пластового давления и некомпенсированных отборов, уплотнения пород, вероятно появление достаточно протяженных трещин.
6. Необходимо шаблонирование и исследование для выявления работающей длины с контрольным спуском ГНКТ до забоя.

Список литературы

1. Медведский Р.И. Об интерпретации кривых восстановления давления скважин, эксплуатирующих коллекторы с двойной средой / Р.И. Медведский, К.С. Юсупов, П.А. Духовная // Нефть и газ Тюмени, вып.6. – Тюмень, 1970. – С. 59-63.
2. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти / А.М. Юрчук, А.З. Истомин. – М. Недра, 1979. – 271 с.
3. Поддубный Ю.А. Виртуальный авто-ГРП и техногенная трещиноватость в нагнетательных скважинах / Ю.А. Поддубный // Мат-лы науч.-практич. конф. – Уфа, 2011.

References

1. Medvedsky R.I. *Ob interpretacii krivykh vosstanovleniya davleniya skvazhin, ehkspluatiruyushchih kollektory s dvojnnoj sredoj* [On interpretation of pressure buildup curves for wells producing from dual-porosity/dual-permeability systems] / K.S Yusupov, P.A. Dukhovnaya // Neft i gaz Tyumeni, No.6. Tyumen, 1970. pp.59-63 (in Russian)
2. Yurchuk A.M., *Raschety v dobyche nefiti* [Oil production estimates]./ A.M. Yurchuk, A.Z. Istomin - Moscow, Nedra Publ, 1979. 271 p. (in Russian)
3. Yu.A. Poddubnyi *Virtual'nyj avto - GRP i tekhnogennaya treshchinovatosť v nagnetatel'nyh skvazhinah* [Virtual self-induced hydraulic fracturing and man-induced fracturing in injection wells]. Applied research conference, Ufa, 2011. (in Russian)

Сведения об авторах

Гильфанов Эдуард Фуатович, главный специалист ЦПГ и ГИС Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Российская Федерация

E-mail: geogil60@mail.ru

Authors

Gilfanov E.F., Head Specialist, LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russian Federation

E-mail: geogil60@mail.ru

Гильфанов Эдуард Фуатович

625053, Российская Федерация, Тюменская область

г. Тюмень, ул. Республики, 143а

Тел.:8 (8432) 545 069

E-mail: geogil60@mail.ru