

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.55-66>

УДК 622.276

Промыслово-геофизические и гидродинамические исследования многозабойных горизонтальных скважин

Зуев М.В., Милованова В.В., Ибрагимова Д.Р.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Field geophysical and production tests horizontally branched wells

M.V. Zuev, V.V. Milovanova, D.R. Ibragimova

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: ZuevMV@sibintek.ru

Аннотация. Сложность решения задач мониторинга разработки в многозабойных горизонтальных скважинах по результатам геофизических исследований связана с неоднородностью многофазного потока, как по сечению, так и по длине скважины, влиянием гравитационного перераспределения фаз, немонотонностью траектории ствола скважины, а также с доставкой геофизического прибора в горизонтальный ствол скважины. В этих условиях применение стандартных технологий и аппаратуры для проведения ГИС неэффективно.

В работе представлен опыт проведения и интерпретации исследований на многозабойных горизонтальных скважинах, а также подобран комплекс промыслово-геофизических исследований.

Ключевые слова: нефть, многозабойные скважины, исследования на скважинах

Для цитирования: Зуев М.В., Милованова В.В., Ибрагимова Д.Р. Промыслово-геофизические и гидродинамические исследования многозабойных горизонтальных скважин//Нефтяная провинция.-2021.-№1(25).-С.55-66. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.55-66>

Abstract. The complexity of solving the problems of monitoring the development in multilateral horizontal wells based on the results of well logging is associated with the multiphase flow, the influence of gravitational phase redistribution along the well cross-section, different flow rates of the phases, non-monotonicity of the wellbore trajectory (the presence of ascending and descending sections in the casing), phase inhomogeneity, which occurs both along the section and along the length of the well, and with the delivery of a geophysical device into the horizontal wellbore. Under these conditions, the use of standard technologies and equipment for conducting well logging is ineffective.

The article presents the experience of conducting and interpretation of well tests on multilateral horizontal wells, and also selected a complex of well logging cases.

Key words: *oil, horizontally well, well tests*

For citation: M.V. Zuev, V.V. Milovanova, D.R. Ibragimova Promyslovo-geofizicheskie i gidrodinamicheskie issledovaniya mnogozabojnyh gorizontalnyh skvazhin [Field geophysical and production tests horizontally branched wells]. Neftyanaya Provintsiya, No.1(25), 2021. pp.55-66. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.55-66> (in Russian)

Многозабойная скважина (МЗС) – это скважина, которая состоит из основного ствола, из которого пробурено одно или несколько горизонтальных, пологонаклонных или волнообразных ответвлений, при этом точка забуривания стволов располагается в пределах продуктивного горизонта. Основное преимущество бурения многозабойных скважин заключается в создании максимальной площади контакта с продуктивным пластом, приводящего к увеличению дебита и накопленной добычи углеводородов за счёт увеличения коэффициента охвата пласта и снижения депрессии. Доля МЗС ежегодно увеличивается, вследствие этого проведение различных исследований в таких скважинах является актуальной задачей. При строительстве МЗГС осуществляется проведение геофизических исследований (ГИС) во время бурения в каждом стволе скважины. При эксплуатации МЗГС для мониторинга разработки проводятся гидродинамические (ГДИ) и промыслово-геофизические исследования (ПГИ). При проведении ГИС в МЗС необходимо применять специальную многодатчиковую аппаратуру, которая позволяет фиксировать поинтервально состав и скорость движения флюида по сечению скважины.

На месторождениях Западной Сибири применяются в основном многозабойные скважины 2 уровня по международной классификации многоствольных скважин TAML. В данных скважинах нет возможности исследовать каждый ствол по отдельности. Исследования проводятся в основном обсаженном стволе, работа дополнительных стволов определяется на основе профиля и состава притока в интервалах врезки.

Доставка приборов в горизонтальный ствол при исследованиях

МЗС 2 уровня осуществляется с помощью «жесткого» геофизического кабеля, технологического комплекса «Латераль» и гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Кроме стандартной геофизической аппаратуры применяются также многодатчиковые аппаратурные комплексы АГАТ-КГ-42-СТВ-6, Сова-С9-ВЛ6.

На примере скважин с различной длиной горизонтального ствола (ГС) проведен анализ геофизических, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований:

1. Длина ГС < 1000 м (Рис. 1);

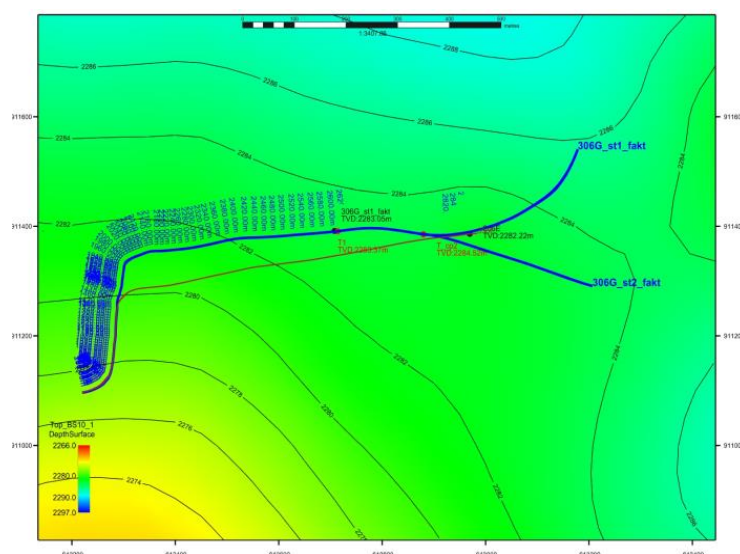


Рис. 1. Скважина № 1. Структурная карта

2. 1000 м < длина ГС < 3000 м (Рис. 2);

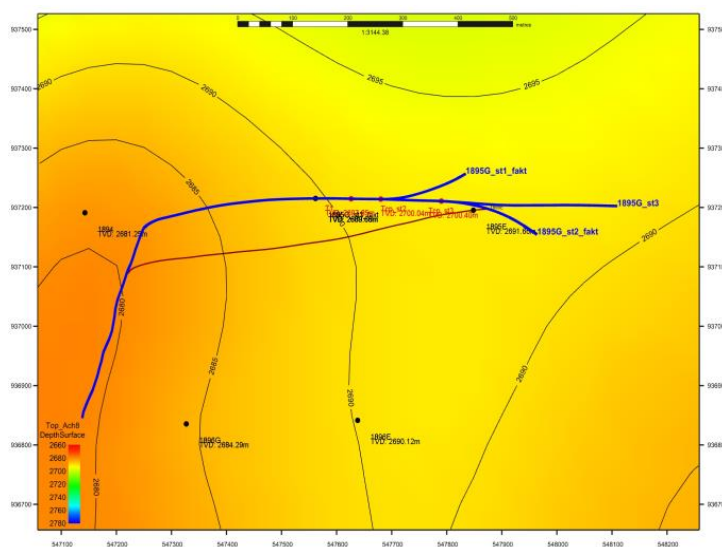


Рис. 2. Скважина № 2. Структурная карта

3. Длина ГС > 3000 м (Рис. 3);

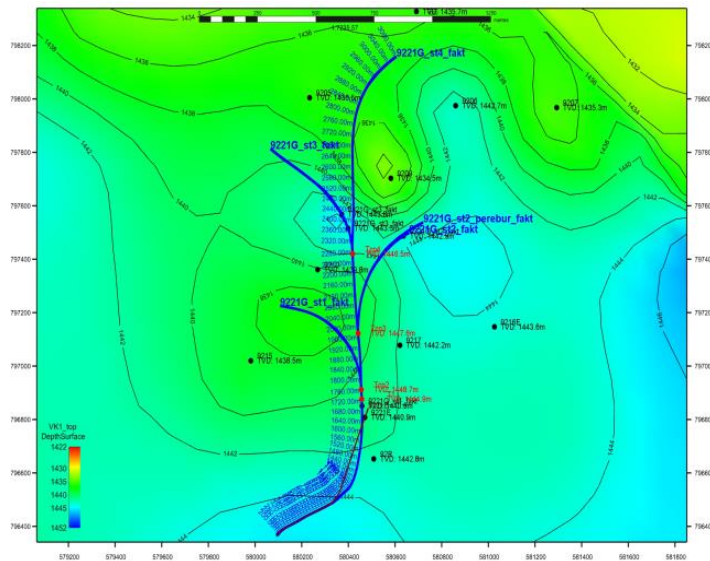


Рис. 3. Скважина № 3. Структурная карта

По результатам интерпретации ГИС скважин №№ 1-3 выделены интервалы коллектора, рассчитана протяжённость горизонтального участка, получены количественные определения основных фильтрационно-емкостных параметров продуктивных прослоев (Табл. 1) в каждом горизонтальном стволе.

Таблица 1

Результаты геофизических исследований скважин

Параметры	1Г	1Г2Г	2Г	2Г2Г	2Г3Г	3Г	3Г2Г	3Г3Г	3Г4Г	
Выделенные интервалы коллектора, шт	558	481	26	26	65	51	45	75	115	
Протяжённость гор. участка до забоя, м	484,2	311,1	218,5	356,5	484,5	553,2	712,2	1099,2	1355,2	
Эфф. толщина коллектора, м	357,2	256,4	84,3	77,8	188,1	189,2	147,7	268,1	459,2	
ФЕС коллектора	Кнг %	42,5	33,3	75,1	72,5	73,9	33,8	44,7	40,9	41,7
	Кп %	20,4	19,9	16,1	15,81	16,0	19,5	21,8	20,9	20,8
	Кпр мД	37,9	33,6	10,8	4,6	12,9	19,3	129,2	110,1	79,5
Газонасыщенных пластов в интервале исследования не выделяется										

Исследования скважины 1Г выполнены с применением комплексной

аппаратуры Сова-С9-ВЛ6, прибор спущен в основной ствол скважины с помощью ГНКТ. По результатам ПГИ (Рис. 4) на второй ствол приходится около 40% от общего притока в скважину, также отмечается накопление нефти в перегибах скважины.

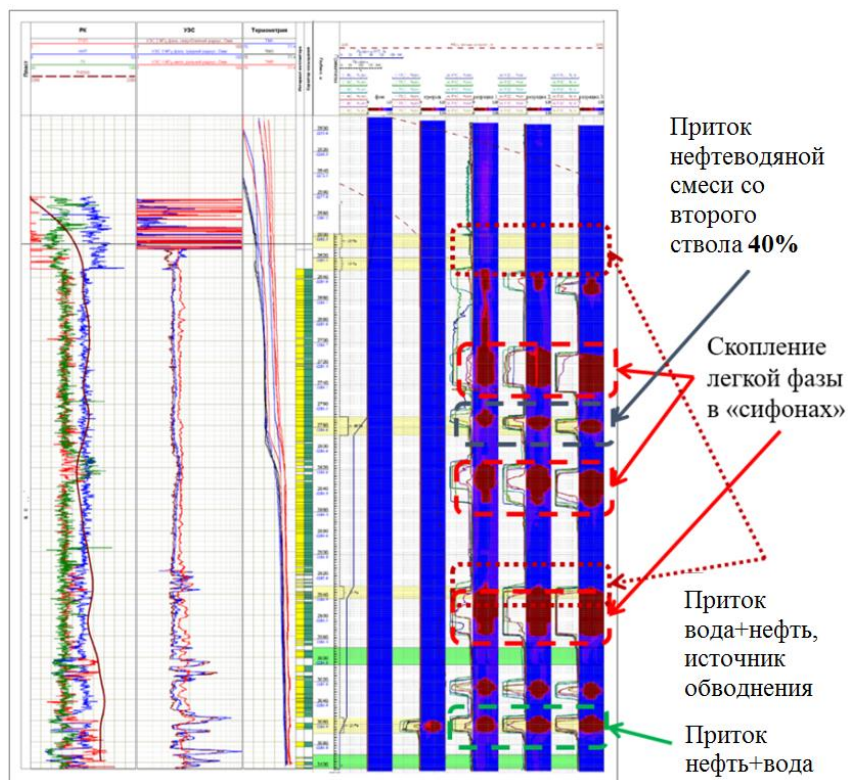


Рис. 4. Результаты ПГИ скважины 1Г

Исследования скважины 3Г выполнены с применением комплексной аппаратуры Сова-С9-ВЛ6, прибор спущен в основной ствол скважины с помощью ГНКТ. По результатам ПГИ (Рис. 5) на второй ствол приходится около 16% от общего притока в скважину, на третий ствол - 28%, на четвертый - 36%, на основной ствол приходится около 20%. Отмечается приток высокообводненной продукции со всей скважины: при работе скважины наблюдается замещение нефти, скопившийся в восходящем стволе, водой, при этом большая доля воды отмечается в интервале врезки 2-го и 3-го стволов.

Исследования скважины 2Г выполнены с применением стандартной аппаратуры без распределенных датчиков, прибор спущен в основной ствол скважины с помощью ТК «Латераль». По результатам исследова-

ния (Рис. 6) отмечается основная работа скважины в интервале врезки дополнительных стволов. Использование стандартной аппаратуры не позволяет дифференцировать состав притока по интервалам, состав притока определяется в общем по скважине, по замеру уровня обводненность составила 73 %. Сложная траектория ствола скважины и наличие осадка в скважине не позволили осуществить доставку прибора до забоя скважины, отмечались стоянки в стволе скважины.

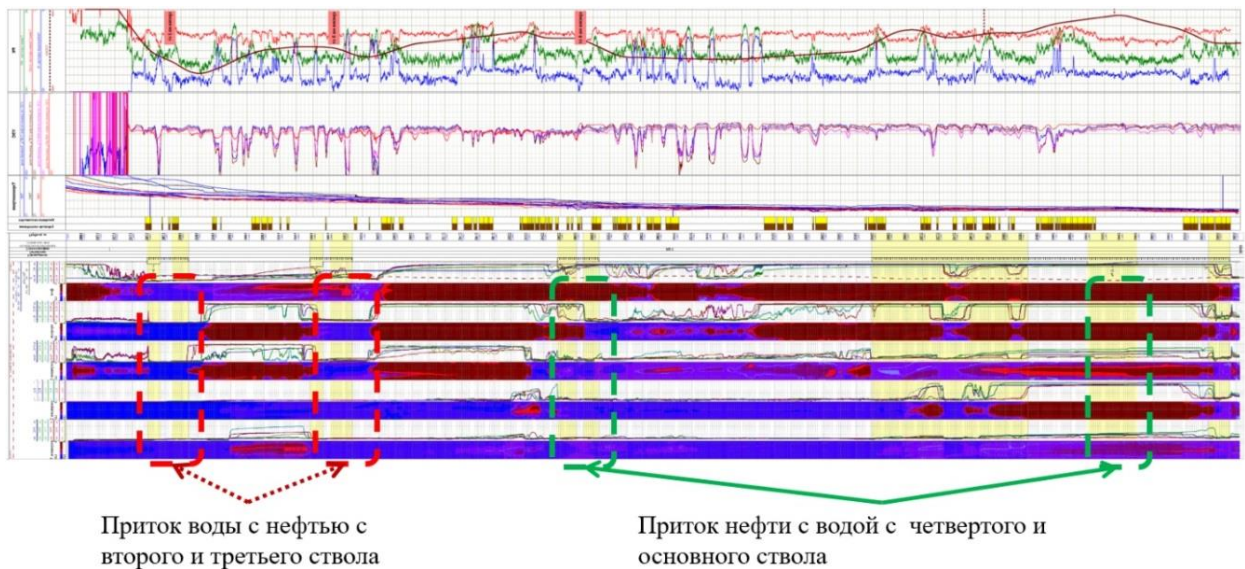


Рис. 5. Результаты ПГИ скважины 3Г

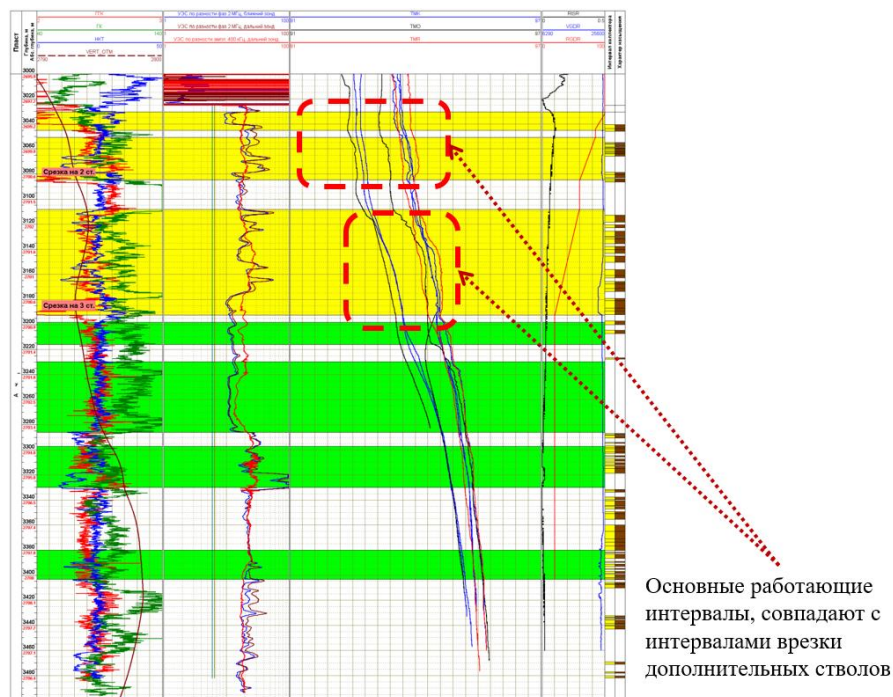


Рис. 6. Результаты ПГИ скважины 2Г

По результатам ПГИ выделены работающие интервалы и определен их состав и профиль притока в основном стволе скважины. Использование многодатчиковых систем позволяет определять поинтервальный состав флюида (1Г и 3Г), тогда как при использовании стандартной аппаратуры состав определяется обводненностью жидкости по замеру уровня (2Г), поскольку прибор лежит на стенке скважины и фиксирует показания в нижней части горизонтального ствола. Использование ГНКТ позволило обеспечить 100% проходку горизонтального ствола.

Во всех скважинах было проведено гидродинамическое исследование методом КВД. Принята модель горизонтальной скважины с учетом длин боковых стволов, что позволило корректно настроить модель. На рис. 7 представлены исходные графики исследования, а на рис. 8 диагностические графики по скважинам. Исследование в скважине 2Г признано неинформативным, так как на диагностическом графике наблюдаются нехарактерные искажения, радиальный приток выражен неявно, полученные ФЕС оценочные. Результаты интерпретации ГДИ представлены в табл. 2.

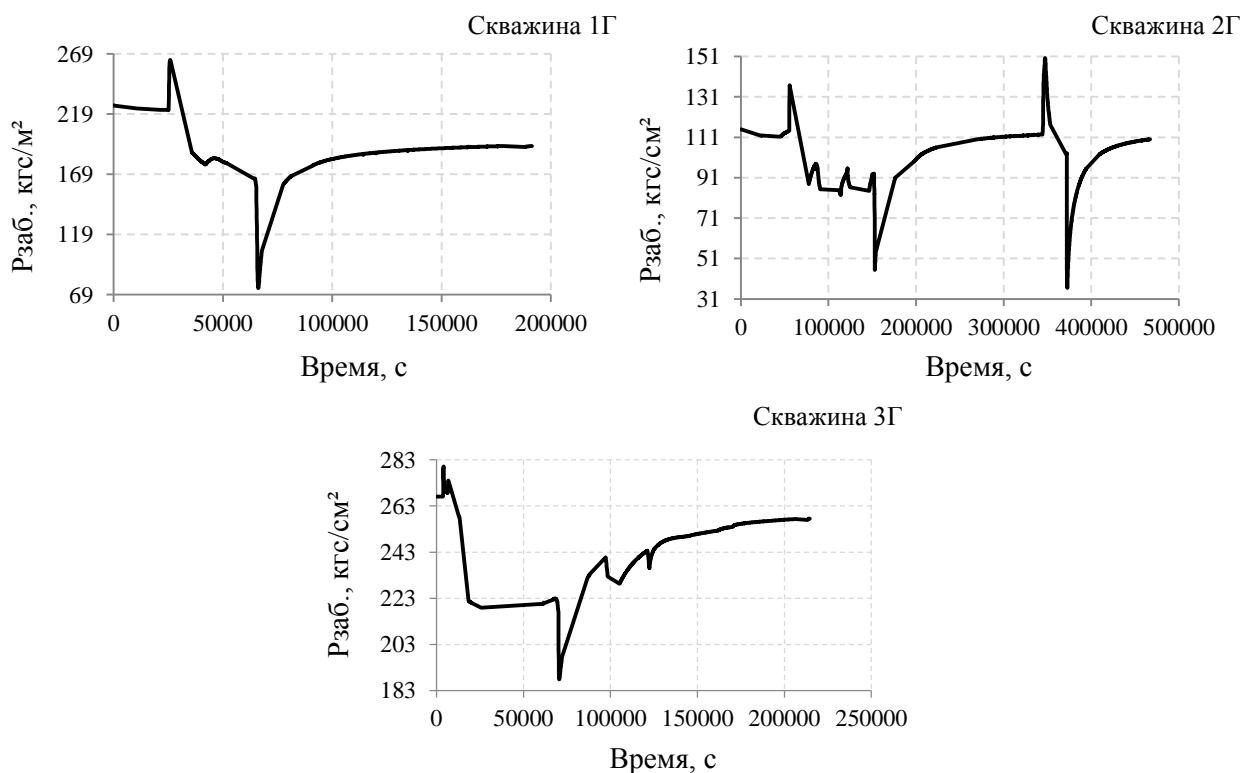


Рис. 7. Исходные графики кривых забойного давления по скважинам

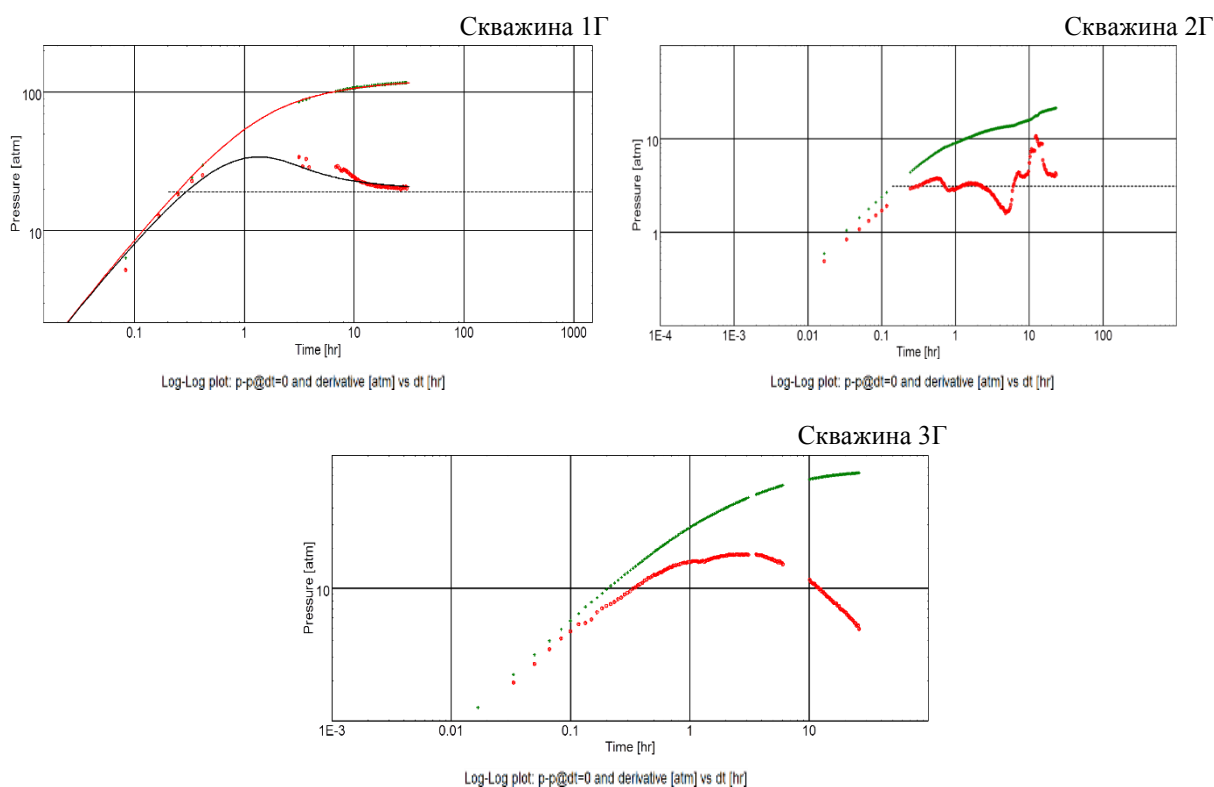


Рис. 8. Диагностические графики

Таблица 2

Результаты гидродинамических исследований

Параметры	1Г	2Г	3Г
Проницаемость фазовая по нефти, мД	35,0	52,1	82,9
Интегральный скин-фактор	0,16	-0,18	-0,37
Скин-фактор механический	-3,47	-5,64	-3,62
Анизотропия (K_z/K_r)	0,01	0,29	0,12
Пластовое давление кгс/см ²	200,0	250,4	110,3
Забойное давление кгс/см ²	85,4	228,5	38,31
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*кгс/см ²	3,2	5,3	0,7
Работающая длина горизонтального ствола по ГДИС	242,4	171,8	233,9
Радиус исследования	278,0	180,4	71,9
Кондиционность	+	-	+

В результате проведённого комплексного анализа был предложен оптимальный комплекс исследований по скважине 2Г с дальнейшей ее реализацией, получены достоверные результаты ГДИС.

Выводы

1. Для обеспечения качественной проводки всех горизонтальных стволов многозабойной скважины и оценки основных фильтрационно-емкостных параметров продуктивных прослоев необходимо проведение расширенного комплекса ГИС при бурении скважин (LWD) в каждом стволе.
2. Оптимальными комплексами ПГИ для исследования горизонтальных многозабойных скважин являются:
 - для исследования добывающих скважин с целью определения работающих интервалов, состава и дебита поступающего флюида необходимо применение стандартной аппаратуры ПГИ с модулями многодатчиковых систем типа «Сова-С9-ВЛ6», «АГАТ-КГ-42-СТВ-6» и специальных расходомеров, особенно в условиях многофазного притока. Способ доставки прибора нужно выбирать исходя из длины горизонтального участка и траектории скважины. При длине горизонтального стволов до 1000 м и простой траектории – «жесткий геофизический кабель», при сложной траектории – ТК «Латераль». При длине горизонтального участка от 1000 м до 3000 м и простой траектории, а также отсутствии сужений диаметра ствола – ТК «Латераль», при сложной траектории, наличии разбуренных портов ГРП и прочих сужений диаметра – ГНКТ. При длине горизонтального участка более 3000 м или наличии избыточного давления на устье – только ГНКТ;
 - для исследования нагнетательных скважин с целью выделения поглощающих интервалов достаточно применение стандартной аппаратуры ПГИ. Способ доставки необходимо выбирать аналогично добывающим скважинам;
 - для оценки технического состояния э/колонны («голова» хвостовика) без захода в горизонтальный ствол скважины как для добывающих,

так и нагнетательных скважин: «жесткий» кабель и стандартная аппаратура ПГИ при любой длине ГС.

3. Анализ результатов ГДИ показал, что интерференция стволов МЗС замедляет скорость процесса восстановления давления, что отражается на графиках изменения давления и логарифмической производной давления в начальные моменты времени. Для большой информативности ГДИ необходимо проводить исследования каждого ствола МЗС в отдельности, так же требуется более длительный период времени для выделения фильтрационных потоков, по которым определяются ФЕС пласта и состояние ПЗП. Кроме того, необходимость постоянного ведения мониторинга забойного давления и проведение повторных ГДИ на скважинах с целью оценки динамики энергетики пласта в зоне разработки и его характеристик.

Список литературы

1. М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова, И.А. Синцов. Разработка решения для учета влияния непроницаемых границ на производительность горизонтальных скважин. Территория НЕФТЕГАЗ, №8, 2011. С. 78-81.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. Москва; Ижевск : Ин-т компьютерных исследований, 894 стр, 2012
3. Иктисанов В.А. Методы расчета продуктивности и интерпретации КВД для скважин сложной архитектуры // SPE 133477. – 2010.
4. Доманюк Ф.Н. Разработка аналитических методов прогнозирования производительности горизонтальных и сложнопрофильных скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2012
5. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. - М.: Инфра-Инженерия, 2010. - 432 с.
6. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. М.: Техника, 2001. 192 с.
7. Bosworth S., El-Sayed H.S. et. al. Key issues in multilateral technology // Oilfield review. 1998. Winter. P. 14-28.

References

1. M.L. Karnaukhov, E.M. Pyankova, I.A. Sintsov. *Razrabotka reshenija dlja ucheta vlijanija nepronicaemyh granic na proizvoditel'nost' gorizontal'nyh skvazhin* [Development of a solution to take into account the impact of impermeable boundaries on the productivity of horizontal wells]. Territory NEFTEGAZ, No. 8, 2011. S. 78-81 (in Russian)

2. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Informacionnoe obespechenie i tehnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya nefjtjanyh i gazovyh zalezhej* [Information support and technologies for hydrodynamic modeling of oil and gas deposits] Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Research, 894 pages, 2012 (in Russian)
3. Iktisanov V.A. *Metody rascheta produktivnosti i interpretacii KVD dlja skvazhin slozhnoj arhitektury* [Methods for calculating productivity and interpretation of pressure build-up for wells with complex architecture] // SPE 133477. – 2010 (in Russian)
4. Domaniuk F.N. *Razrabotka analiticheskikh metodov prognozirovaniya proizvoditel'nosti gorizonta'nyh i slozhnoprofil'nyh skvazhin* [Development of analytical methods for forecasting the productivity of horizontal and complex-profile wells]: author. dis. ... Cand. tech. sciences. - M., 2012 (in Russian)
5. Karnaukhov M.L., Pyankova E.M. *Sovremennye metody gidrodinamicheskikh issledovanij skvazhin* [Modern methods of well testing]. - M.: Infra-Engineering, 2010 .-- 432 p. (in Russian)
6. Aliev Z.S., Somov B.E., Chekushin V.F. *Obosnovanie konstrukcii gorizonta'nyh i mnogostvol'no-gorizonta'nyh skvazhin dlja osvoenija nefjtjanyh mestorozhdenij* [Substantiation of the design for horizontal and multiborehole-horizontal wells for the development of oil fields]. M.: Tekhnika, 2001, 192 p. (in Russian)
7. Bosworth S., El-Sayed H.S. et. al. Key issues in multilateral technology // Oilfield review. 1998. Winter. P. 14-28 (in English)

Сведения об авторах

Зуев Максим Викторович, главный специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: ZuevMV@sibintek.ru

Милованова Валентина Валерьевна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: vvmilovanova@tnnc.rosneft.ru

Ибрагимова Дина Ренатовна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: Dribragimova-tnk@tnnc.rosneft.ru

Authors

M.V. Zuev, Chief specialist, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: ZuevMV@sibintek.ru

V.V. Milovanova, Specialist, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: vvmilovanova@tnnc.rosneft.ru

D.R. Ibragimova, Leading specialist, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: Dribragimova-tnk@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 20.01.2021
Принята к публикации 13.03.2021
Опубликована 30.03.2021*