

УДК 622.276

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Сведения об авторах

**Максим
Викторович Зувев,**
главный специалист

**Валентина
Валерьевна
Милованова,**
специалист

**Дина Ренатовна
Ибрагимова,**
ведущий специалист

Сложность решения задач мониторинга разработки в многозабойных горизонтальных скважинах (МЗГС) по результатам геофизических исследований (ГИС) связана с многофазностью потока, влиянием гравитационного перераспределения фаз по поперечному сечению скважины, различной скоростью течения фаз, немонотонностью траектории ствола скважины (наличие восходящих и нисходящих участков в колонне), фазовой неоднородностью, которая возникает как по сечению, так и по длине 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.

Многозабойные скважины

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 счет увеличения коэффициента охвата пласта и снижения депрессии. Технология бурения МЗС используется для разработки залежей тяжелой нефти, истощенных залежей с низким пластовым давлением, низкопроницаемых, тонкослоистых и многослойных пластов, а также высокопроницаемых пластов с контактными запасами.

Существуют следующие типы многозабойных скважин:

1. Наклонно-направленные разветвленные скважины — это скважины, состоящие из основного ствола, обычно вертикального, и дополнительных наклонно-направленных ответвлений.
2. Горизонтально-разветвленные скважины — это скважины, по проводке схожие с наклонно-направленными разветвленными скважинами, но зенитный угол ответвлений увеличивается до 90 градусов и более в завершающем интервале бурения.
3. Радиальные скважины — скважины, состоящие из основного горизонтального ствола и дополнительных ответвлений, пробуренных в радиальном направлении.

Аппаратура для проведения исследований

Для мониторинга разработки в многозабойных скважинах проводят комплекс геофизических исследований. При проведении ГИС в МЗС необходимо применять специальную многодатчиковую аппаратуру, которая позволяет фиксировать поинтервально состав и скорость движения флюида по сечению скважины. При использовании стандартной аппаратуры состав определяется через обводненность жидкости по замеру уровня. Использование специальных расходомеров также повышает достоверность определения профиля притока.

Доставка приборов в горизонтальную часть осуществляется с применением следующих технологий:

1. «Жесткий» геофизический кабель — это кабель с увеличенным количеством повивов стальной проволоки. Каждый последующий повив, как правило, изготавливается из проволок большего диаметра. Повивы укладываются с зазором, примерно равным диаметру проволоки, с последующей проливкой полимером. «Жесткий» геофизический кабель предназначен для оценки технического состояния эксплуатационной колонны в вертикальной части скважины и оценки герметичности головы хвостовика. Данная технология не позволяет исследовать горизонтальный ствол скважины, скважины с избыточным устьевым давлением. Для выполнения данных задач достаточно использования стандартной геофизической аппаратуры.
2. Технологический комплекс (ТК) «Латераль» — комплекс, обеспечивающий доставку к забоям горизонтальных скважин геофизических приборов на каротажном кабеле при помощи насосно-компрессорных труб (НКТ) малого диаметра. Передача информации от предвартельно спущенного на трубах геофизического прибора осуществляется по геофизическому кабелю через «мокрый контакт» — специальное устройство осуществления электрической связи. Технологический комплекс «Латераль» позволяет

исследовать скважины с длиной горизонтального участка до 1000 м, но при этом технологически это не всегда осуществимо, так как максимальная длина НКТ малого диаметра, используемых для доставки прибора, ограничена грузоподъемностью кабеля. Кроме того, технологический комплекс чувствителен к сложной траектории горизонтального ствола скважины и изменению диаметра ствола скважины в горизонтальной части (муфты, компоновка МГРП, разбуренные порты МГРП и пр.) ввиду наличия муфт на применяемых НКТ малого диаметра. При использовании ТК «Латераль» необходима качественная подготовка скважины. Невозможно исследовать скважины с избыточным устьевым давлением. Ограничений на использование многодатчиковой аппаратуры нет.

3. Гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) — это оборудование, позволяющее осуществлять доставку геофизического прибора на забой скважины при любой ее траектории. В случае, если скважина плохо подготовлена к исследованию, существует возможность осуществить промывку скважины через ГНКТ. ГНКТ возможно применять при высоких устьевых давлениях. Доставка с помощью ГНКТ — дорогостоящая процедура, и использование стандартной аппаратуры, которая не позволит получить качественный результат, нерационально.
4. Скважинный трактор — оборудование, более чувствительное к траектории скважины и подготовке скважины к исследованию (наличию механических загрязнений ствола). При использовании данного вида оборудования нет возможности осуществлять промывку скважины. По стоимости скважинный трактор сопоставим с ГНКТ. Кроме того, имеются ограничения по скорости каротажа и равномерности передвижения трактора по стволу скважины, а также наблюдается наличие термоаномалий, связанных с работой трактора. Все это усложняет интерпретацию ПГИ.

Примеры исследований

Для вовлечения в разработку месторождений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, большой долей остаточных запасов необходимо применение современных, инновационных технологий. Одной из таких технологий, обеспечивающих поддержание уровней добычи нефти, является строительство многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС). Доля МЗГС и их вклад в обеспечение добычи нефти 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).

На месторождениях Западной Сибири применяются в основном многозабойные скважины 2-го уровня по международной классификации многоствольных скважин ТАМЛ. 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 МЗГС 2-го уровня осуществляется с помощью «жесткого» геофизического кабеля, ТК «Латераль» и гибких насосно-компрессорных труб. Кроме стандартной геофизической аппаратуры, применяются также многодатчиковые аппаратные 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).

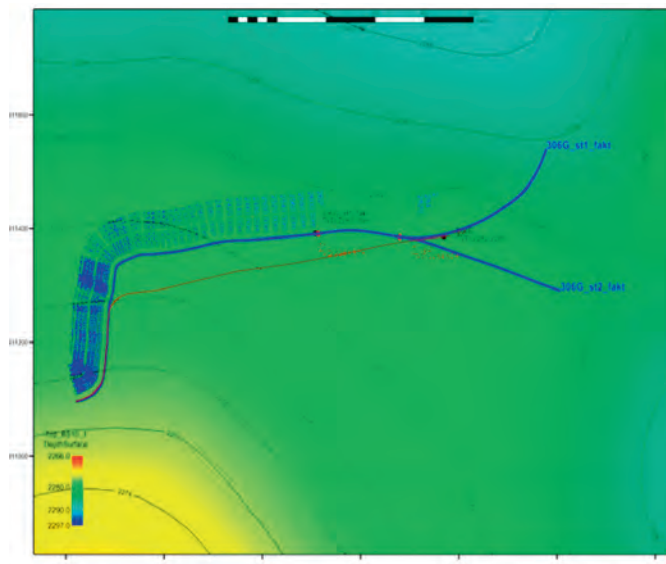


Рисунок 1. Скважина № 1. Вид сверху

2. 1000 м < длина ГС < 3000 м (рис. 2).

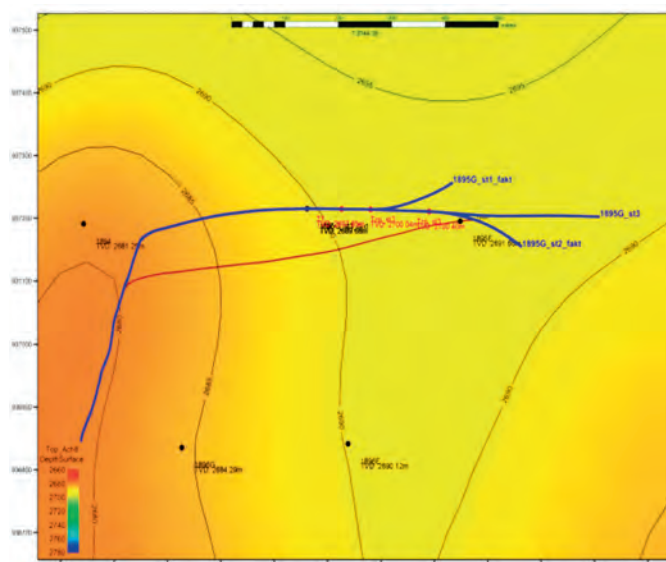


Рисунок 2. Скважина № 2. Вид сверху

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

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 перифериях скважины. Источник обводнения — работающие интервалы основного ствола скважины: 2597-2632 и 2930-2942.

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.

3. Длина ГС > 3000 м (рис. 3).

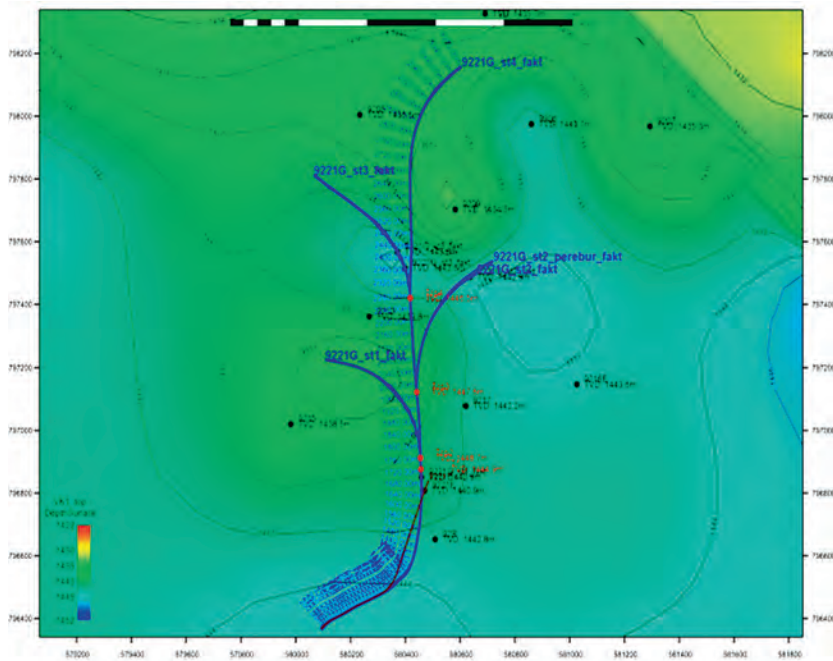


Рисунок 3. Скважина № 3. Вид сверху

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
Протяженность 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
	Кп %	20,4	19,9	16,1	15,81	16,0	19,5	21,8	20,9
	Кпр мД	37,9	33,6	10,8	4,6	12,9	19,3	129,2	110,1
Газонасыщенных пластов в интервале исследования не выделяется									

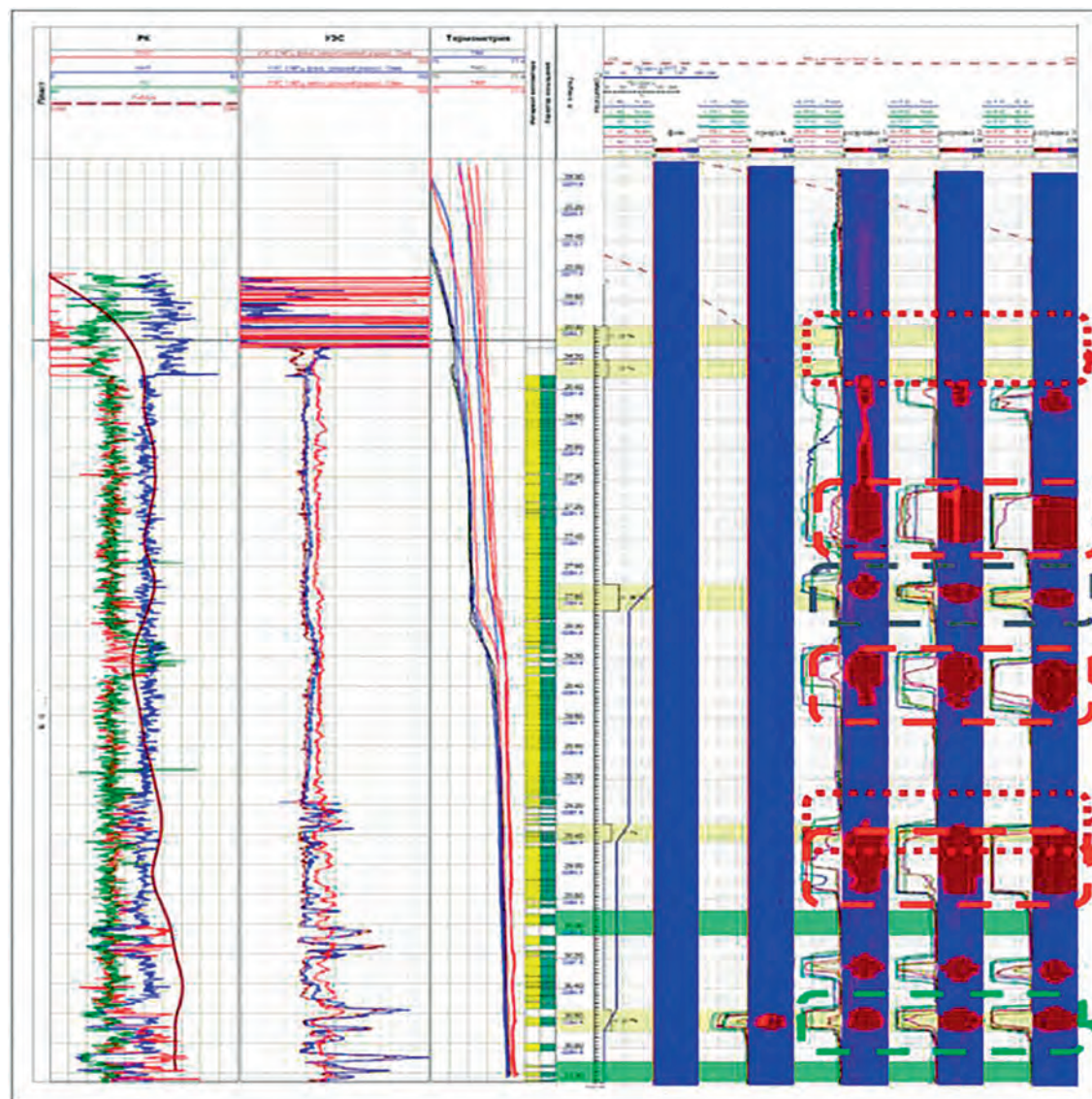


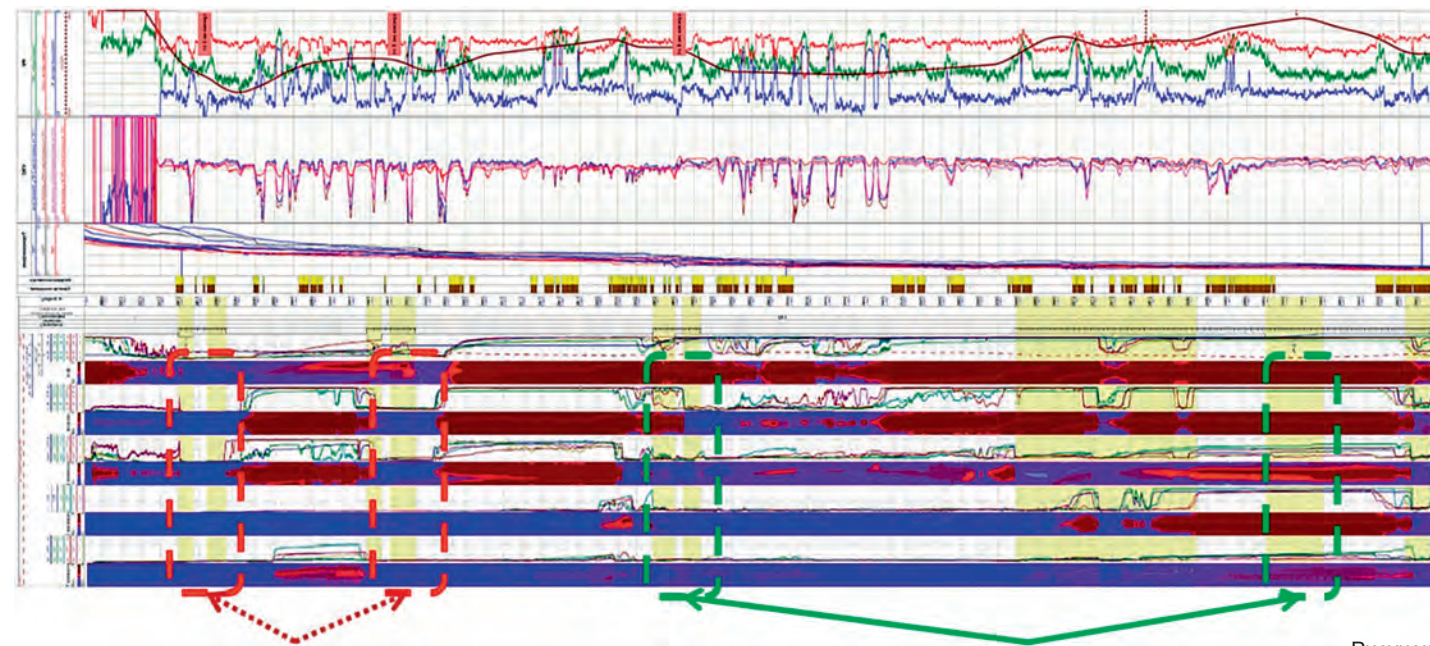
Рисунок 4.
Результаты ПГИ скважины 1Г

Приток нефтеводяной смеси со второго ствола 40%

Скопление легкой фазы в «сифонах»

Приток вода+нефть, источник обводнения

Приток вода+нефть



Приток воды с нефтью со второго и третьего стволов

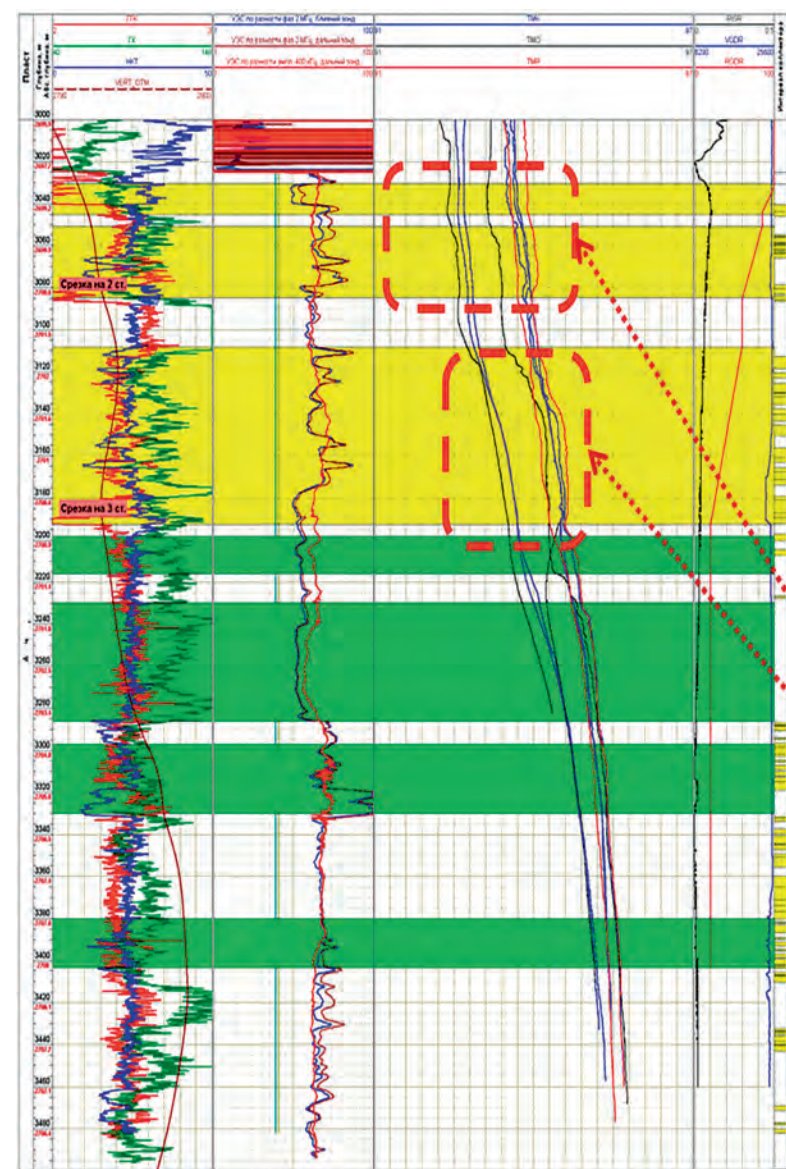
Приток нефти с водой с четвертого и основного стволов

Рисунок 5.
Результаты ПГИ скважины 3Г

ка 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, скопившейся 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 исследования (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 обводненности составила 73%. Сложная траектория ствола и наличие осадка не позволили осуществить доставку прибора до забоя, отмечались стоянки в стволе скважины.

По результатам ПГИ выделены работающие интервалы и определен их состав и профиль притока в основном стволе скважины. Использование многодатчиковых систем позволяет



Основные работающие интервалы совпадают с интервалами врезки дополнительных стволов

Рисунок 6.
Результаты ПГИ скважины 2Г

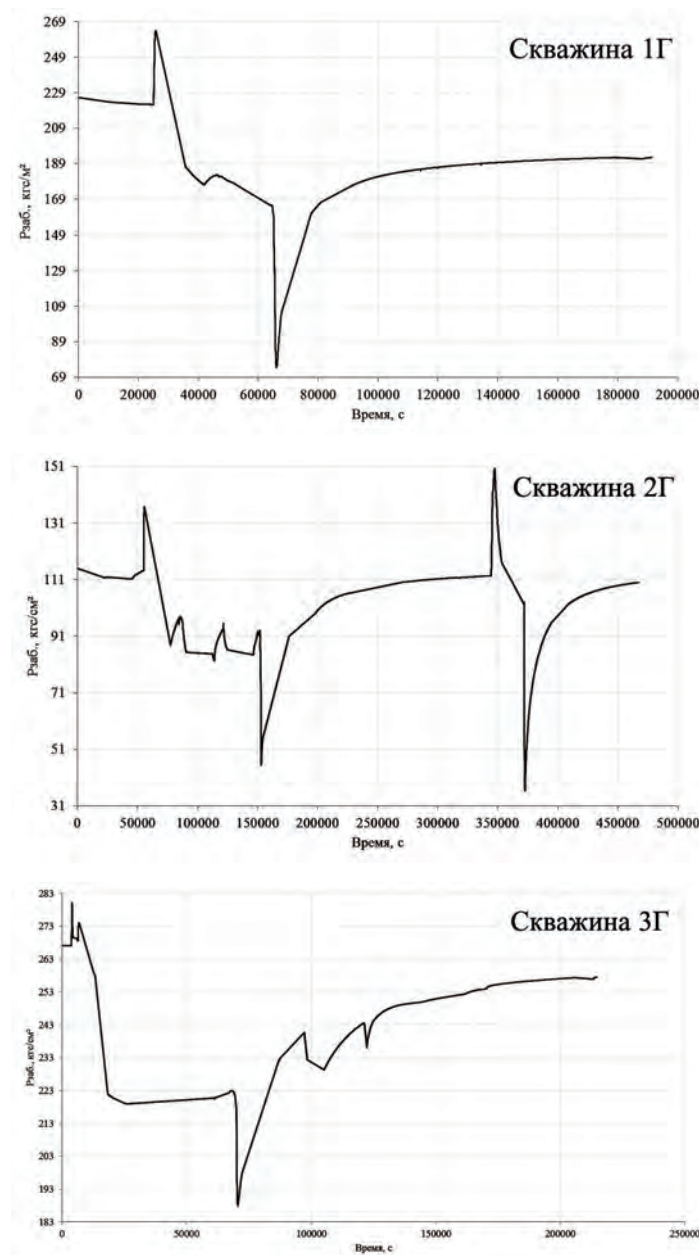


Рисунок 7.

Исходные графики кривых забойного давления по скважинам

Таблица 2. Результаты гидродинамических исследований

Параметры	1Г	2Г	3Г
Проницаемость фазовая по нефти, мД	35	52,1	82,9
Интегральный скин-фактор	0,16	–0,182	–0,368
Скин-фактор механический	–3,47	–5,64	–3,62
Анизотропия (Kz/Kr)	1,51	29,82	0,683
Пластовое давление, кгс/см²	200	250,4	110,3
Забойное давление, кгс/см²	85,4	228,5	38,31
Коэффициент продуктивности, м³/сут*кгс/см²	3,2	5,34	0,69
Работающая длина горизонтального ствола по ГДИС	24,2	171	23,3
Радиус исследования	278	180,4	71,9
Кондиционность	+	–	+

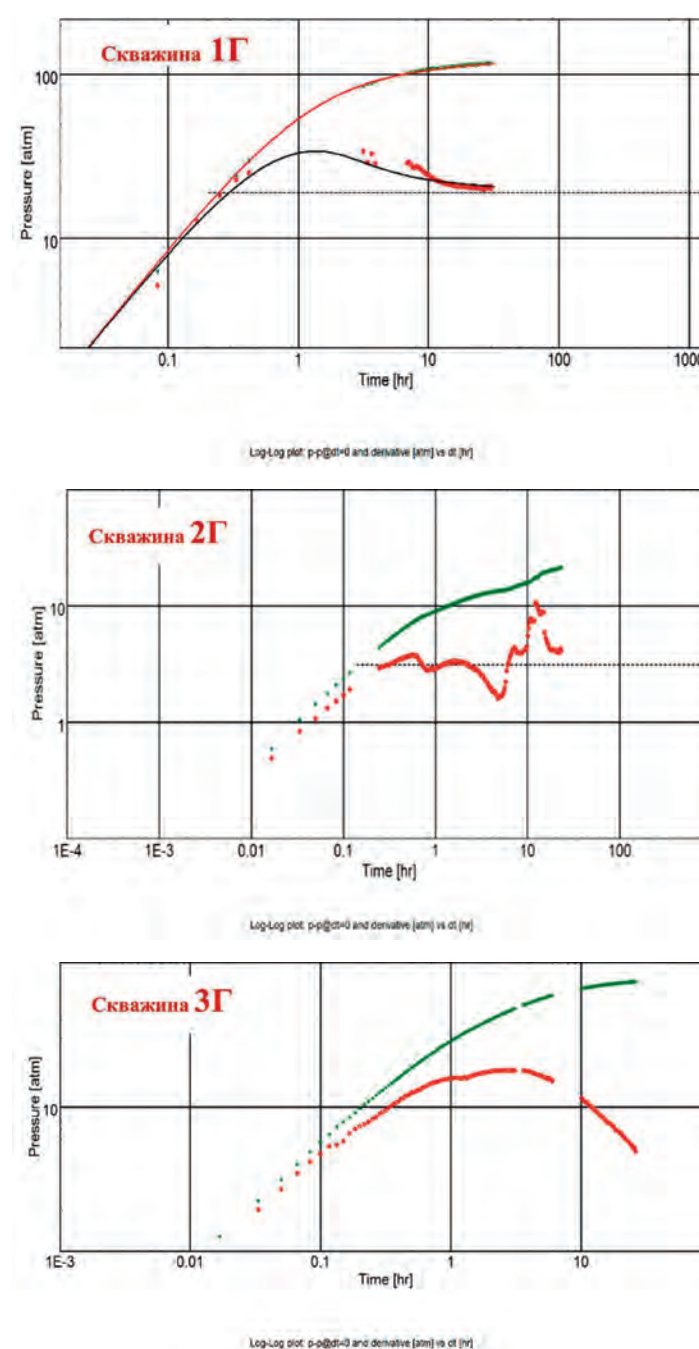


Рисунок 8. Диагностические графики

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%-ю проходку горизонтального ствола.

Во всех скважинах было проведено гидродинамическое исследование методом КВД. На рисунке 7 представлены исходные графики исследования, а на рисунке 8 — диагностические графики по скважинам. Исследование в скважине 2Г признаю неинформативным, так как на диагностическом графике наблюдаются нехарактерные искажения, радиальный приток выражен неявно, полученные ФЕС оценочные. Результаты интерпретации ГДИ представлены в таблице 2.

По результатам ГДИ определены параметры пласта: проницаемость, пластовое давление, радиус исследования; и скважины: забойное давление, скин-фактор, коэффициент продуктивности.

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

Выводы

- 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.
- 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 многотатчиковых 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 ствола 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 применения 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 для нагнетательных скважин — «жесткий» кабель и стандартная аппаратура ПГИ при любой длине ГС.
- Анализ результатов ГДИ показал, что интерференция стволов МЗГС замедляет скорость процесса восстановления давления, что отражается на графиках изменения давления и логарифмической производной давления в начальные моменты времени. Для большей информативности ГДИ необходимо проводить исследования каждого ствола МЗС в отдельности, также требуется более длительный период времени для выделения фильтрационных потоков, по которым определяются ФЕС пласта и состояние ПЗП. Кроме того, существует необходимость постоянного ведения мониторинга забойного давления и проведения повторных ГДИ на скважинах с целью оценки динамики энергетики пласта в зоне разработки и его характеристик.

Литература

- Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. — М.: Недра, 1964. — 154 с.
- 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.
- Bosworth S., El-Sayed H. S. et. al. Key issues in multilateral technology // Oilfield review. — 1998. — Winter. — P. 14–28.

UDC 622.276

FIELD GEOPHYSICAL AND PRODUCTION TESTS HORIZONTALLY BRANCHED WELLS

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

Tyumen Petroleum Research Centre LLC

About the authors

Maxim Zuev,
chief specialist

Valentina Milovanova,
specialist

Dina Ibragimova,
leading specialist

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.

References

- Borisov Yu.P., Pilatovsky V.P., Tabakov V.P. Development of oil and gas fields by horizontal and multibottom-hole wells. — М.: Nedra. — 1964. — 154 p.
- Aliiev Z.S., Somov B.E., Chekushin V.F. Substantiation of the design for horizontal and multiborehole-horizontal wells for the development of oil fields. М.: Tekhnika, 2001, 192 p.
- Bosworth S., El-Sayed H.S. et. al. Key issues in multilateral technology // Oilfield review. 1998. Winter. P. 14-28.

«Tyumen Petroleum Research Center» LLC
79/1, Osipenko street, Tyumen, Russian Federation, 625000