

## Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией

**В.А. Мажар, А.А. Ридель\*, М.В. Колесников, Е.С. Пахомов, А.С. Зыков**

ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, Россия

E-mail: \*Ridel.AA@gazpromneft-ntc.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрены вопросы исследований и интерпретации данных по скважинам со сложным заканчиванием: горизонтальным, горизонтальным-многоствольным, горизонтальным с многостадийным гидроразрывом пласта, пробуренным по технологии «fishbone», многосекционным.

Приведены примеры комплексного подхода к решению задач разработки месторождений углеводородов с учетом данных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований.

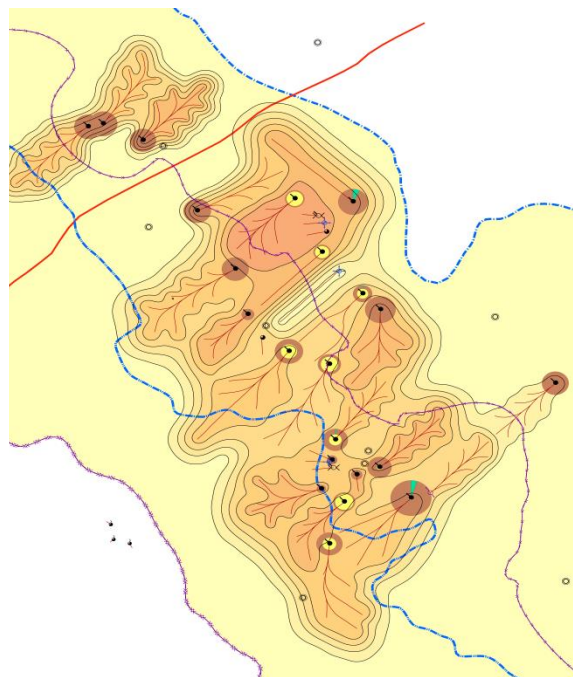
**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, горизонтальные-многоствольные скважины, технология «fishbone», производная кривой восстановления давления, гидродинамические исследования скважин, промыслово-геофизические исследования скважин, фильтрационные потоки.

**Для цитирования:** Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В., Пахомов Е.С., Зыков А.С. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>

В настоящее время разработка месторождений углеводородов в большей части выполняется скважинами сложных конструкций: горизонтальными, многосекционными, горизонтальными-многоствольными, горизонтальными с многостадийным гидродинамическим разрывом пласта (МГРП), пробуренными по технологии «fishbone».

На рис. 1 представлены примеры современных сеток разбуренных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

Следует учесть, что сложные конструкции скважин «появляются» уже на стадии опытно-промышленных работ и даже на этапе проведения разведки месторождений.



**Рис. 1.** Примеры сеток скважин для новых месторождений

При исследовании таких скважин вместе с определением фильтрационных свойств коллекторов, контролем пластового давления Рпл и состояния призабойной зоны пласта встают задачи определения работающих интервалов горизонтальных стволов скважин, а также количества и качества «работающих» трещин МГРП.

Решение этих вопросов требует комплексного подхода. Использование метода спектральной шумометрии при промыслово-геофизических исследованиях позволяет с высокой точностью диагностировать работающие интервалы даже в низкодебитных скважинах. Внедрение термогидродинамических симуляторов дает возможность проводить оценку профиля притока для многокомпонентного состава [1, 2].

Следует остановиться на применении систем долговременного стационарного геомониторинга с помощью цифровых онлайн-систем оптоволоконного температурного мониторинга (DTS – distributed temperature sensor). Опытно-промышленные работы по реализации на нефтяных и газовых скважинах глубинных перманентных дистанционных систем температурного и акустического (DAS – distributed acoustic sensor) мониторинга в компании «Газпром нефть» начаты еще в 2012 г. [3].

Как правило, все скважины эксплуатируются или отрабатываются в опытно-промышленный период насосными установками, замеры давления производятся на приеме насоса. При спуске насосов в кровлю продуктивного пласта имеется возможность постоянно контролировать забойное давление в режиме реального времени практически в интервале перфорации.

Имея длительный период фиксации данных по изменению забойных давлений (Рзаб) и дебитов (Q) по горизонтальным скважинам, на графике производной давления, как правило, можно диагностировать линейные и «псевдо-радиальные» фильтрационные потоки, что позволяет выполнить не только оценку фильтрационных свойств пласта, но и дает возможность уточнить работающую длину горизонтального ствола [4].

Факторами, которые могут исказить данную систему потоков полностью или частично, могут являться:

- не соответствующие требуемым условиям технические характеристики измерительного оборудования,
- удаленность точки замера от верхних дыр перфорации,
- достаточно длительный эффект влияния ствола скважины (большой объем сжатия).

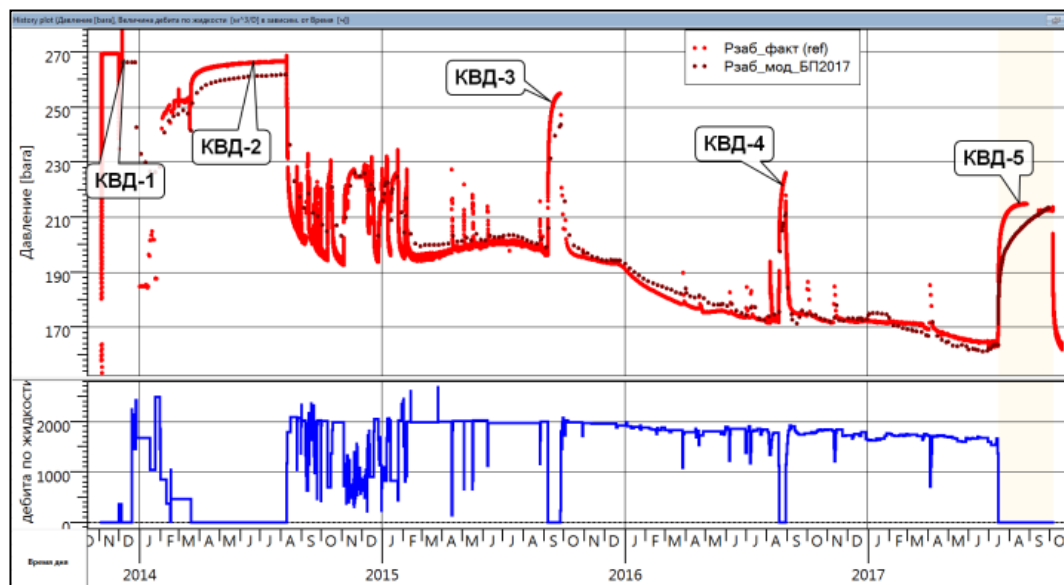
При введении в разработку насыщенных залежей эффект влияния ствола скважины может вносить и вносит существенную неопределенность в истинную модель фильтрации в скважине, вплоть до полного искажения данных из-за длительных фазовых перераспределений в стволе скважины, когда скважина работает со «вспененным» флюидом. После остановки скважины происходит осаждение флюида ниже глубины установки регистрирующего оборудования, что влечет невозможность интерпретации получаемых данных.

Дополнительным осложнением может стать ошибка при интерпретации свойств флюида, так как отобранные пробы могут быть некондиционными, а также определяемыми по некорректно заданным интерпретатором PVT-зависимостям.

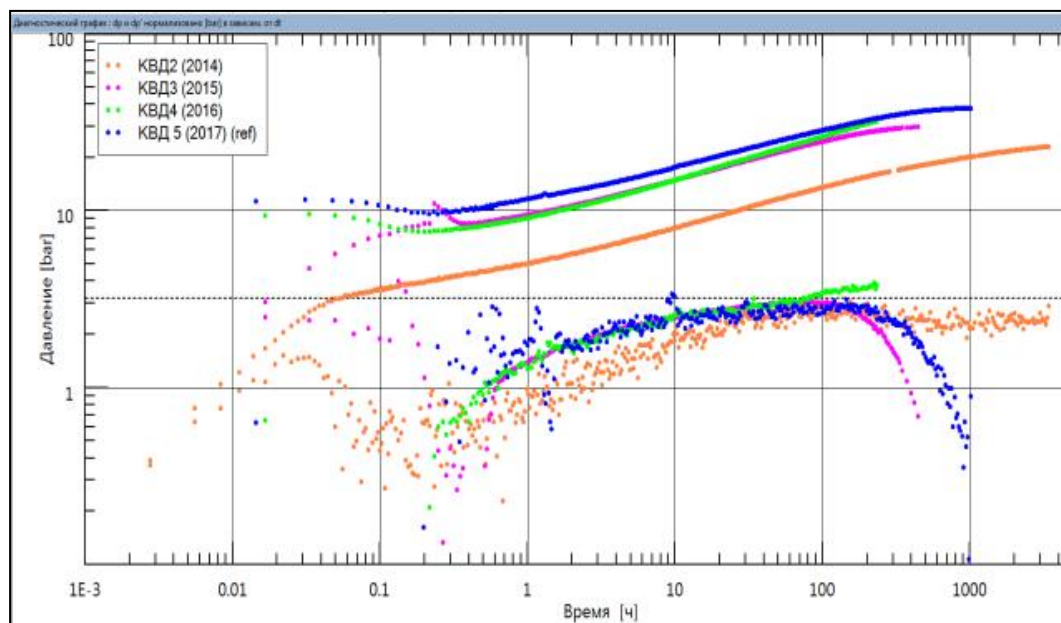
При этом необходимо учитывать, что при плотной сетке работающих скважин, наличии газовой шапки, активной водонасыщенной части пласта и сложном геологическом строении объекта данные «концевые эффекты» зачастую могут перекрывать «псевдорадиальный» и даже линейный фильтрационные

потoki, отражающиеся на кривых восстановления давления (КВД), см. рис. 2, что выражается в искажении производной давления:

- загибы вниз (модель границы постоянного давления),
- увеличение подъема производной (модель непроницаемых разломов) [5].



а



б

**Рис. 2.** Концевые эффекты исследуемой скважины:  
а – график изменения давления и дебита жидкости;  
б – билогарифмический график циклов КВД 2,3,4,5

На некоторых месторождениях встречаются горизонтальные скважины, где практически отсутствуют линейные фильтрационные потоки. Возможно, это связано с тем, что основной приток – 80–90% и более – дают отдельные интервалы (высокопроницаемые, либо трещиноватые), остальной горизонтальный ствол работает минимально, что отражается на производной давления, приближая ее к отдельным точкам работы.

При проведении промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в горизонтальных скважинах, эти данные анализируются [6], и, как правило, с работающей длиной горизонтального ствола (Лскв), определенной ПГИ, уточняются остальные параметры:

- коэффициент проницаемости –  $K_{пр}$ ,
  - коэффициент анизотропии –  $K_z/K_r$ ,
  - скин-фактор загрязнения –  $S_{мех}$
- (табл. 1, рис. 3).

Таблица 1

## Результаты расчетов

Кпр		Лскв	$S_{мех}$	$K_z/K_r$	Примечание
10	ПГИ	943,9	1,5	0,01	совмещение плохого качества
			1,8	0,03	
			2,2	0,5	
			2,3	1	
				0,0005	
5	ПГИ	943,9	0,2	0,01	совмещение среднего качества
			0,55	0,03	
			0,9	0,5	
			1	1	
				0,0005	
3	ПГИ	943,9	0,3	0,01	совмещение хорошего качества
			0,1	0,03	
			0,5	0,5	
			0,6	1	
				0,0005	

В данном случае работающая длина, по результатам ПГИ, принимается как наиболее достоверно определенная, по наилучшему совмещению фактических и модельных

кривых, определяется наиболее достоверный набор параметров или вероятностный диапазон их изменения.

Анализируя статистические данные результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и ПГИ, можно сказать, что рассчитанная работающая длина практически всегда несколько меньше эффективной пробуренной и составляет приблизительно 60% по ГДИС и 75% по ПГИ.

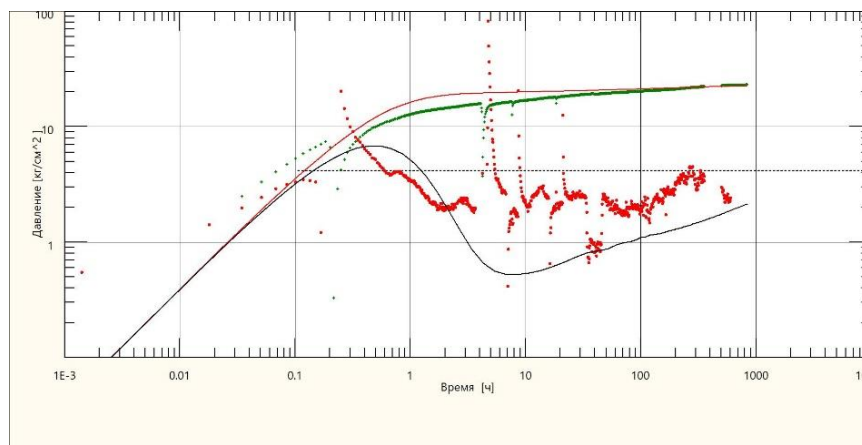
При отсутствии ПГИ для количественной оценки диапазона изменения данных параметров обычно выполняется серия расчетов при равновероятностном решении каждого из них.

При интерпретации результатов исследования в качестве граничных условий взаимовлияющих параметров служат следующие характеристики:

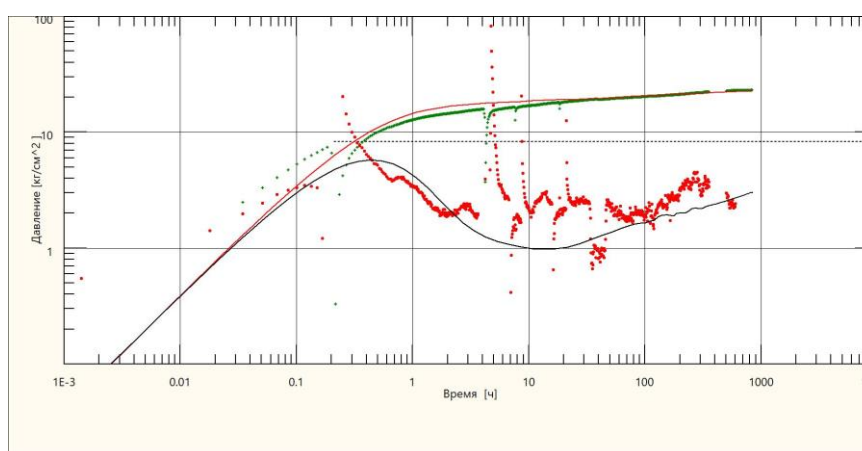
- максимальное значение анизотропии не должно превышать единицы;
- значение механического скин-фактора не должно быть меньше нуля;
- эффективная длина горизонтального ствола не должна превышать фактическую эффективную длину проходки [7].

Используемый подход позволяет получить возможный диапазон изменения взаимовлияющих параметров, рассчитанных при интерпретации ГДИС.

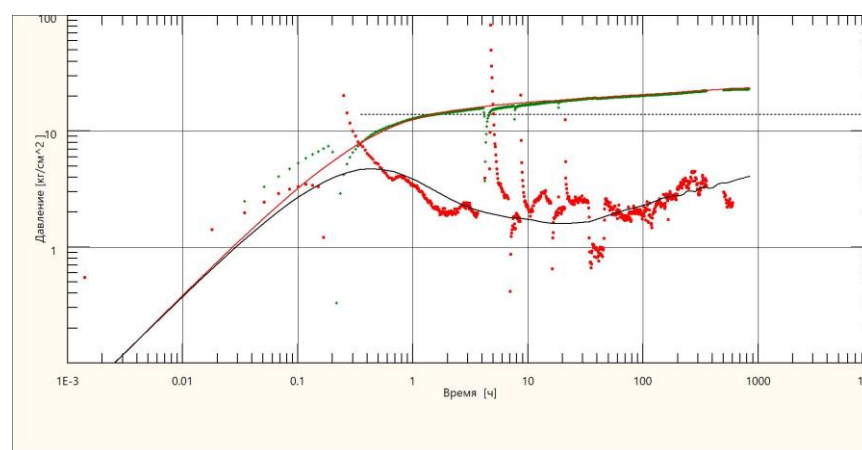
В горизонтальных скважинах с МГРП оценить параметры пласта и количество «работающих» трещин труднее, поскольку система потоков более сложная и получение «псевдорadiaльного» режима – когда скважина с трещинами становится аналогом вертикальной скважины, т.е. превращается в точку – может значительно отодвигаться по времени, а также увеличивается количество расчетных параметров [8, 9].



а



б



в

**Рис. 3.** Многовариантная интерпретация исследуемой горизонтальной скважины:  
 а – билогарифмический график КВД с совмещением при  $K_{пр}=10\text{мД}$ ,  $S_{мех}=+1,8$ ;  
 б – билогарифмический график КВД с совмещением при  $K_{пр}=5\text{мД}$ ,  $S_{мех}=+0,55$ ;  
 в – билогарифмический график КВД с совмещением при  $K_{пр}=3\text{мД}$ ,  $S_{мех}=+0,1$

Проводя гидродинамические исследования горизонтальных скважин с МГРП, теоретически предполагается возможность возникновения «раннего радиального» режима (первой горизонтальной полки). Это соответствует установлению данного режима вокруг каждой трещины. Оценку проницаемости, определяемой по «псевдорadiaльному» режиму, который формируется во всей системе «ствол–трещины» (при недостаточной длительности исследования), на качественном уровне можно получить путем деления значения проницаемости при «раннем радиальном» режиме на количество работающих трещин. Моделированные кривые по скважине с МГРП представлены на рис. 4, где наблюдаются первая и вторая стабилизации производной давления, соответствующие «раннему радиальному» и «псевдорadiaльному» режимам.

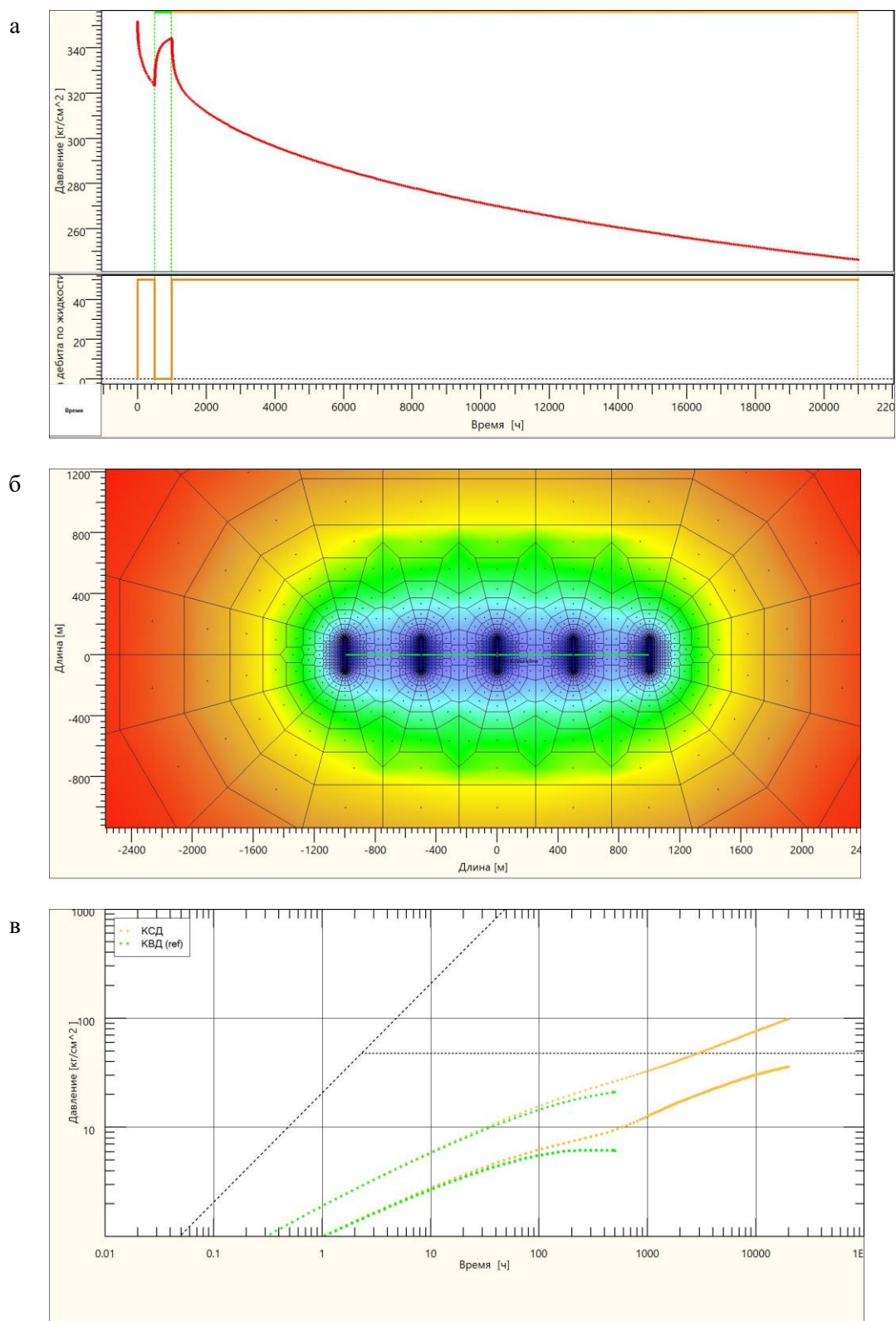
Оценка профиля притока в скважинах с МГРП – достаточно сложная задача: на качественном уровне интервалы притока диагностируются хорошо, однако, поинтервальная количественная оценка требует усложненных моделей термосимуляторов, описывающих движение флюида по трещинам ГРП [1, 2, 9].

На рис. 5 показана скважина с МГРП, на производной кривой восстановления давления наблюдается падение производной, что интерпретируется как наличие границы «постоянного давления». По скважине выполнено несколько ГДИ, с разницей в два года, при этом установлено значительное снижение дебита и пластового давления, а форма производной и определенная модель фильтрации одинаковы. По результатам промыслово-геофизических исследований отмечается интенсивный прорыв газа через

порт ГРП № 6. В интервале притока в статическом и динамическом режимах формируется контрастная аномалия охлаждения. По показаниям распределенных датчиков влагометрии в динамике выше порта № 6 регистрируется увеличение легкой компоненты в стволе скважины. С учетом влияния восходящей траектории на объемное содержание легкой компоненты в стволе скважины, можно сделать вывод о значительном притоке газа выше указанного интервала [10]. Фактор локального прорыва газа подтверждается проведенными ГДИ. Работа портов ГРП в «носочной» части скважины преимущественно выделяется по данным спектральной шумометрии: ввиду незначительного вклада в общий дебит аномалии притока на термограмме не формируются.

Результаты ПГИ (см. рис. 5д) позволили определить порт (№ 6), который обеспечивает основную долю притока газа и тем самым настроить динамику газонефтяного фактора посредством распространения трещины ГРП по портам, эти результаты учтены в гидродинамической модели (приток газа по трещине порта № 6).

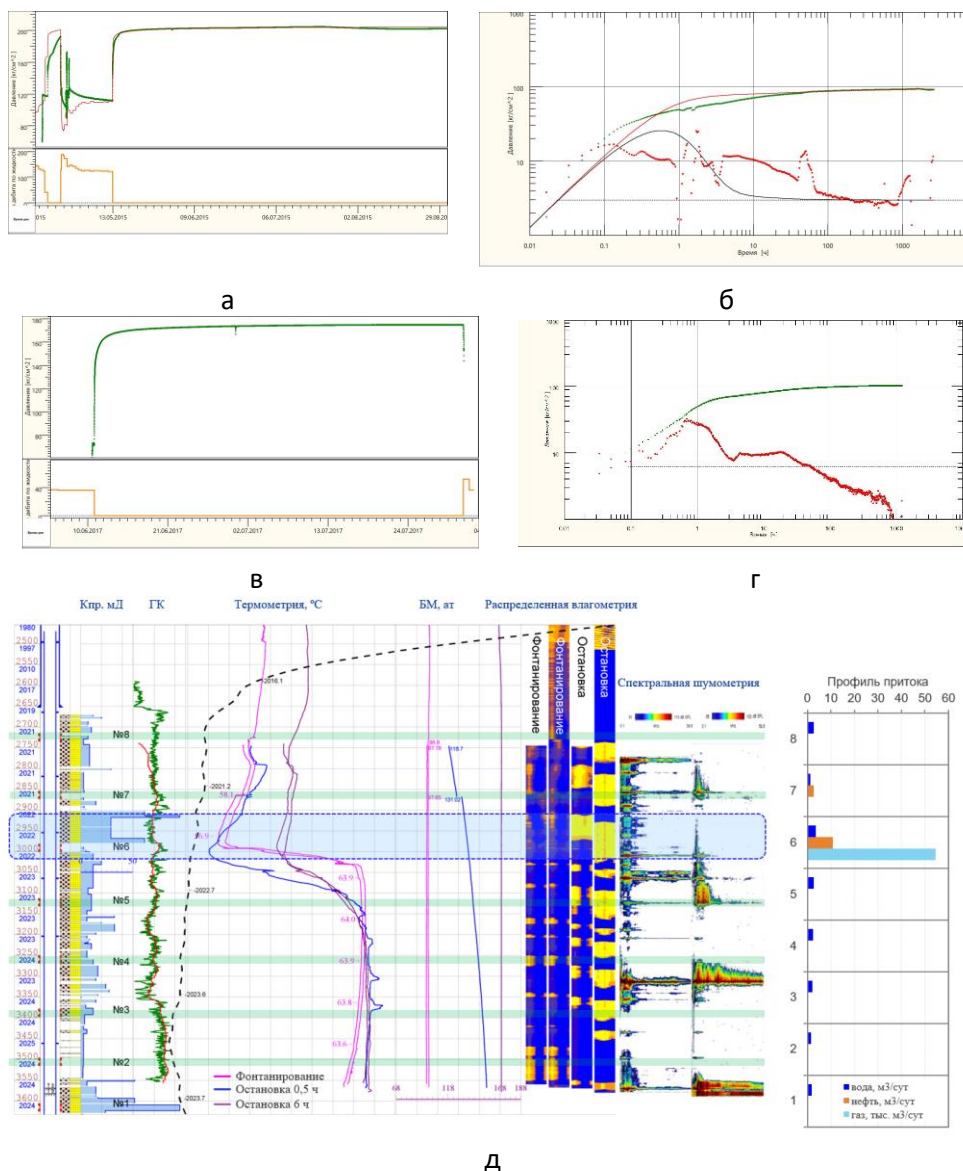
Сложная траектория ствола, конструкция заканчивания могут приводить к появлению в стволе застойных зон и ловушек для воды и газа. Неравномерное заполнение ствола скважины многофазным флюидом в совокупности со слабым дебитом жидкости позволяют диагностировать только аномальные притоки, доля которых в суммарных дебитах преобладает [10]. Интервалы пласта, характеризующиеся слабой работой, диагностируются преимущественно по показаниям спектральной шумометрии.



**Рис. 4.** Модельные кривые скважины с МГРП:

- а – график изменения давления и дебита жидкости;
- б – фрагмент изменения поля давления при работе скважины с МГРП;
- в – билогарифмический график кривой стабилизации (КСД) и восстановления (КВД) давления





**Рис. 5.** Сопоставление результатов ГДИС и ПГИ исследуемого объекта:  
а – график изменения давления и дебита жидкости (исследование 2015 г.);  
б – билогарифмический график КВД 1,2, выполненных в 2015 г.;  
в – график изменения давления и дебита жидкости (исследование 2017 г.);  
г – билогарифмический график КВД, выполненного в 2017 г.;  
д – планшет с результатами промыслово-геофизических исследований (2017 г.)

В заключение необходимо отметить, что при проведении гидродинамических исследований в горизонтальных, многоствольных скважинах, горизонтальных скважинах с МГРП, скважинах, пробуренных по технологии «fishbone» имеется возможность по линейным фильтрационным потокам выполнять оценки работающих горизонтальных длин, принимая их как наиболее

эффективные работающие длины стволов.

Комплексный подход к проведению гидродинамических и промыслово-геофизических исследований в скважинах позволяет снизить диапазоны неопределенности рассчитываемых параметров работы пласта и является качественной основой для принятия решений по выбору оптимальных подходов к разработке объектов.



С многосекционными скважинами все намного сложнее и требует обновления применяемого программного обеспечения, создания палеток на основе численных моделей и т. д.

Рекомендуется:

– для получения более однозначной информации о проницаемости объекта целесообразно бурить «пилотные» скважины и проводить исследования в них;

– на скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта предусмотреть возможность исследования после получения первой трещины, тем самым сокращая время выхода на «псевдорadiaльный» режим фильтрации и увеличивая вероятность достоверной оценки фильтрационно-емкостных свойств;

– там, где существует риск искажения данных за счет фазовых процессов в стволе скважины и имеет место высокий коэффициент влияния ствола скважины, прорабатывать возможность применения компоновок хвостовиков с датчиками непрерывной регистрации давления, с установкой в непосредственной близости к пласту, использования компоновок с закрытием на забое и струйных насосов.

Детальное планирование исследований, качественное техническое/технологическое сопровождение и получаемые методические результаты позволят повысить эффективность эксплуатации нефтегазовых месторождений и оптимизировать процессы разработки.

### Литература

1. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р. и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований // *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2022. Т. 7, № 1. С. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
2. Ipatov A.I., Nemirovitch G.M., Nikolaev M.N. et al. Multiphase inflow quantification for horizontal wells based on high-sensitivity spectral noise logging and temperature modelling // *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016*. Paper SPE-181984-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/181984-MS>
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С. и др. Мониторинг выработки коллектора в горизонтальных стволах по результатам нестационарной термометрии распределенными оптоволоконными датчиками // *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2021. Т. 6, № 4. С. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // *Нефтяное хозяйство*. 2009. № 5. С. 52–57.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Том 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 780 с.
6. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая гидродинамика», 2010. 780 с.

7. Баженов Д.Ю., Артамонов А.А., Шорохов А.Н. и др. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 52–55.

8. Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I. Monitoring technology of co-mingled tight play development with hydraulic fractures // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 161970-MS. 18 p. <https://doi.org/10.2118/161970-MS>

9. Valiullin R., Sharafutdinov R., Ramazanov A. et al. Investigation of temperature field in the formations by hydraulic fracture // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187748-MS. 22 p. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>

10. Valiullin R., Sharafutdinov R., Yarullin R. et al. Features of thermo-hydrodynamic processes in horizontal wells with variable trajectory // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182089-MS. 19 p. <https://doi.org/10.2118/182089-MS>

## The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells

V.A. Mazhar, A.A. Ridel\*, M.V. Kolesnikov, E.S. Pakhomov, A.S. Zykov

Gazpromneft Science & Technology Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: \*Ridel.AA@gazpromneft-ntc.ru

**Abstract.** The article examines the issues of the research and data interpretation in complex completion wells: horizontal, horizontal multi-hole, horizontal with multistage hydraulic fracturing, with fishbone drilling, multi-section.

It presents the examples of an integrated approach to solving the tasks of hydrocarbon field development due to the data of hydrodynamic and field geophysical surveys.

**Keywords:** horizontal wells, horizontal multi-hole wells, fishbone, pressure derivative, hydrodynamic surveys, production logging tests, filtration flows.

**Citation:** Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V., Pakhomov E.S., Zykov A.S. The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9> (In Russ.).

### References

1. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R. et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies // PROneft. Professionally about Oil. 2022. Vol. 7, No. 1. P. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109> (In Russ.).
2. Ipatov A.I., Nemirovitch G.M., Nikolaev M.N. et al. Multiphase inflow quantification for horizontal wells based on high-sensitivity spectral noise logging and temperature modelling // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181984-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/181984-MS>
3. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S. et al. Horizontal wellbore production profile evaluation by distributed fiber-optic temperature surveillance // PROneft. Professionally about Oil. 2021. Vol. 6, No. 4. P. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91> (In Russ.).
4. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N. Modern well-test technologies and rise of their importance for field development // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2009. No. 5. P. 52–57. (In Russ.).
5. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields. Vol. 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 780 p. (In Russ.).
6. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits. Moscow: R&C Dynamics, 2010. 780 p. (In Russ.).
7. Bazhenov D.Yu., Artamonov A.A., Shorohov A.N. et al. Integration of the results of well test analysis and production log tests studies on the example of an oil-gas-condensate field of Gazprom Neft PJSC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 12. P. 52–55. (In Russ.).
8. Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I. Monitoring technology of co-mingled tight play development with hydraulic fractures // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical

Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 161970-MS. 18 p. <https://doi.org/10.2118/161970-MS>

9. *Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh.* et al. Investigation of temperature field in the formations by hydraulic fracture // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187748-MS. 22 p. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>

10. *Valiullin R., Sharafutdinov R., Yarullin R.* et al. Features of thermo-hydrodynamic processes in horizontal wells with variable trajectory // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182089-MS. 19 p. <https://doi.org/10.2118/182089-MS>