УДК 622.276.3
https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-59-69

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

МНОГОСКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРИЧИН РЕЗКОГО ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

© Коллектив авторов, 2025

CC BY 4.0

Р.Р. Копейкин[1,*], С.Г. Маслак[1], Г.В. Жевлаков[1], С.А. Калинин[1], А.Н. Байкин[2,5], Р.Ф. Абдуллин[2,5], А.Н. Сибин[2,5], Д.А. Соколова[3], Д.Н. Гуляев[4]
[1]Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург
[2]Новосибирский государственный университет, РФ, Новосибирск
[3]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург
[4]ООО «Софойл», РФ, Казань
[5]Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, РФ, Новосибирск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Использование агрессивных режимов работы в нагнетательных скважинах, приводящих к образованию трещин авто-ГРП (гидроразрыва пласта), позволяет улучшить процесс поддержания пластового давления в низкопроницаемых коллекторах. Однако нестабильность развития трещин может оказывать негативное воздействие на разработку, нарушая равномерность вытеснения, создавая гидродинамическую связь между соседними участками и приводя к неконтролируемому поступлению воды в добывающие скважины.

Целью данной работы является выявление и комплексный анализ причин резкого увеличения обводненности добывающих скважин после организации нагнетания в условиях образования трещин авто-ГРП на примере месторождения с несколькими лицензионными участками, относящимися к одному эксплуатационному объекту.

Материалы и методы. В данной работе использовались гидродинамические исследования скважин (ГДИС), промыслово-геофизические исследования (ПГИ), результаты интерпретации петрофизических свойств, трассерные исследования и 6К-анализ состава добываемой жидкости. Также применялось аналитическое моделирование, позволившее оценить такие параметры, как угол вскрытия пласта, проводился расчет распространения трещин с помощью прототипа ПО, моделирующего рост трещин авто-ГРП.

Результаты. Анализ данных позволил рассмотреть все потенциальные причины наблюдаемого явления и подтвердил наличие межскважинного взаимодействия между участками. Было установлено, что авто-ГРП, полученный в нагнетательных скважинах на смежном участке, привёл к формированию протяжённой трещины, которая пересекла границы лицензионных участков и обеспечила поступление воды в добывающие скважины.

Заключение. В процессе исследований было выявлено, что для корректной интерпретации ПГИ следует учитывать угол вскрытия пласта скважиной, а также подчеркнута важность комплексного анализа соседних участков перед проведением любых работ. Подтвержден риск прорывов жидкости из нагнетательных в добывающие скважины по трещинам авто-ГРП даже на больших расстояниях в низкопроницаемых пластах.

Ключевые слова: трещины авто-ГРП, нагнетательные скважины, система поддержания пластового давления, кривая падения давления, промыслово-геофизические исследования скважин (ПГИ), термометрия скважин, геомеханическое моделирование роста трещин авто-ГРП

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИГиЛ СО РАН (код проекта FWGG-2022-0002, номер государственной регистрации 122041400322-1).

Для цитирования: Копейкин Р.Р., Маслак С.Г., Жевлаков Г.В., Калинин С.А., Байкин А.Н., Абдуллин Р.Ф., Сибин А.Н., Соколова Д.А., Гуляев Д.Н. Многоскважинные исследования для выявления причин резкого обводнения скважин. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):59–69. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-59-69

Статья поступила в редакцию 13.03.2025
Принята к публикации 01.04.2025
Опубликована 30.06.2025

MULTI-WELL STUDIES TO IDENTIFY THE CAUSES OF SUDDEN WATER BREAKTHROUGH TO PRODUCERS

Roman R. Kopeikin[1,*], Sergey G. Maslak[1], Gleb V. Zhevlakov[1], Sergey A. Kalinin[1], Alexey N. Baykin[2,5], Rustam F. Abdullin[2,5], Anton N. Sibin[2,5], Darya A. Sokolova[3], Danila N. Gulyaev[4]
[1]Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg
[2]Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk
[3]Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg
[4]LLC “Sofoil”, RF, Kazan
[5]Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of SB of RAS, RF, Novosibirsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The aggressive injection pressure resulting in spontaneous hydraulic fractures in injection wells improves the process of maintaining reservoir pressure in low-permeability reservoirs. However, the instability of fracture development may adversely affect field development by disrupting the uniformity of displacement, creating a hydrodynamic connection between adjacent areas, and leading to uncontrolled water breakthrough to producing wells.

Aim. The goal of the study is to identify and comprehensively analyze the causes of the sharp water production increase in producing wells following the implementation of injection pressures with the induced fracture in an injection well, using the example of a field with several licensed areas.

Materials and methods. This work utilized pressure transient analysis and production logging interpretation results, petrophysics, tracer tests, and 6K analysis of the produced fluid composition. In addition, analytical modeling was applied to evaluate parameters such as the formation bedding angle, and a calculation of spontaneous hydraulic fracture propagation was performed.

Results. Data analysis allowed for the consideration of all potential causes of the observed phenomenon and confirmed the existence of well interference between license areas. It was established that the spontaneous hydraulic fracture, occurring in injection wells on an adjacent area, led to the formation of an extensive fracture that crossed the boundaries of the licensed areas and facilitated the influx of water into the producing wells.

Conclusions. The study revealed that for a correct interpretation of the production logging, the formation bedding angle should be taken into account. It also emphasized the importance of a comprehensive analysis of neighboring areas prior to conducting any operations. The risk of direct water breakthrough from injectors to producers through spontaneous hydraulic fracture, even over large distances, has been confirmed on a low permeable asset.

Keywords: spontaneous hydraulic fracturing, injection wells, pressure reservoir maintenance system, pressure fall-off, production logging, temperature logging, geomechanical modelling of spontaneous hydraulic fracture growth

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financing: the work was carried out within the framework of the state assignment of LIH SB RAS (project code FWGG-2022-0002, state registration number 122041400322-1).

For citation: Kopeikin R.R., Maslak S.G., Zhevlakov G.V., Kalinin S.A., Baykin A.N., Abdullin R.F., Sibin A.N., Sokolova D.A., Gulyaev D.N. Multi-well studies to identify the causes of sudden water breakthrough to producers. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):59–69. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-59-69

Manuscript received 13.03.2025
Accepted 01.04.2025
Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

Один из участков нефтяного месторождения X разбурен системой горизонтальных, расположенных как вдоль, так и поперёк направления регионального стресса, и наклонно-направленных скважин с ГРП. Объект разработки представлен низкопроницаемыми пластами А1, А2, разделенными 10-метровой перемычкой.

ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ РИСКА ПРОРЫВОВ ЖИДКОСТИ ИЗ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ПО ТРЕЩИНАМ АВТО-ГРП РАССМОТРЕНЫ КЛЮЧЕВЫЕ ПРИЧИНЫ РЕЗКОГО УВЕЛИЧЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, АНАЛИЗА СОСТАВА ДОБЫВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ И АНАЛИТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛИЛ ОЦЕНИТЬ УГОЛ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА И ВЫПОЛНИТЬ РАСЧЕТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТРЕЩИН С ПОМОЩЬЮ ПРОТОТИПА ПО.

Длины горизонтальных участков стволов варьируются в пределах 1000–1500 м. На каждой горизонтальной скважине создано от 8 до 13 трещин ГРП в зависимости от ее длины. Конструкция скважин включает нецементируемый хвостовик. Оба пласта, А1 и А2, вскрыты и эксплуатируются совместно, что позволяет повысить эффективность разработки за счёт одновременного воздействия на оба продуктивных горизонта.

Для эксплуатации скважин используются электроцентробежные насосы (ЭЦН), которые на текущий момент работают в режиме периодического кратковременного отключения из-за ограничений системы сбора и транспорта добываемой продукции.

Относительная фазовая проницаемость по воде в 5 раз ниже, чем у нефти. Остальные свойства коллектора и флюидов проведены в **табл. 1 и 2** соответственно.

В некоторых районах текущее пластовое давление практически сравнялось с давлением насыщения (160 атм). Так как при дальнейшей разработке в режиме истощения выделение газа приведет к снижению прогнозного коэффициента извлечения нефти (КИН), принято решение о необходимости организации системы поддержания пластового давления (ППД). Для проверки эффективности заводнения рассматриваемого участка была составлена программа опытно-промышленных работ, основной задачей которой являлась оценка рисков неконтролируемого роста трещин авто-ГРП.

МЕТОДЫ

В январе 2024 г. скважина *929 была переведена под закачку (**рис. 1**). С 19 января

по 1 марта в ходе проведения исследования методом индикаторной кривой [1] выяснилось, что из-за недостатка мощности спущенного электроцентробежного насоса (ЭЦН) в водозаборную скважину давление разрыва не достигнуто (**рис. 2**). Первоначальный прогноз, основанный на формуле Итона и статистике ИК+ГРП (индикаторная диаграмма + гидроразрыв пласта), был равен 350 атм.

Далее выполнялось ПГИ без остановки работающей скважины *929 из-за ограничений вследствие зимнего периода. Нагнетание осуществилось по насосно-компрессорным трубам (НКТ) от водовода при давлении закачки, равном 146 атм. По проведенному комплексу ГИС в интервале исследований не отмечается признаков нарушения герметичности эксплуатационной колонны (в интервале 3616,7–3720,2 м, исключая интервал перфорации пласта А1), колонны НКТ (безмуфтовой насосно-компрессорной трубой –3616,7 м) и межтрубного пакера (3605,4-3607,4 м). На всем протяжении ПГИ рост давления в межтрубье отсутствовал ($P_{межтр}$ = 1 атм, **рис. 3**). Максимальная глубина прохождения прибора 3720,2 м (прибор остановился в интервале перфорации пласта А2). Ухода жидкости ниже глубины остановки прибора не отмечалось. По заключению видно, что работающий интервал определен интерпретатором как 3,5 м (**табл. 3**), однако впоследствии он был скорректирован до 15 м.

Скважина *929 вскрывает пласт под углом более 30° (**рис. 4**), поэтому инициация трещины произошла в верхнем интервале и соответственно по ПГИ мы видим закачку только в первых 15 м пласта, работа остальной части не поддается диагностике, в частности, методом термометрии из-за значительного отхода ствола скважины от крыльев трещины ГРП. Отсюда можно сделать вывод, что информативность ПГИ снижается при изменении угла вскрытия пласта скважиной.

Спустя 3 месяца после перевода скважины *929 из добывающей в нагнетательную и 7 дней

Таблица 1. Параметры пласта. Составлено авторами
Table 1. Reservoir properties. Prepared by the authors

Параметры пласта	Значение
Эффективная толщина, м	~50
Пористость, %	17,1%
Абсолютная проницаемость, мД	~0,5
Водонасыщенность, %	54,5
Сжимаемость породы, 1/(бар·10^5)	5,4
Начальное пластовое давление, атм	277,4
Пластовая температура, С	98,5

Таблица 2. Параметры флюидов. Составлено авторами
Table 2. Fluid parameters. Prepared by the authors

Параметр флюидов	Значение	
	нефть	вода
Плотность в пов. усл., кг/м^3	860	1006
Объёмный коэффициент, д.е.	1,39	1,02
Газосодержание, м^3/м^3	137	-
Вязкость нефти в пл. усл., мПа×с	1,25	0,31
Сжимаемость, 1/(бар·10^5)	10,6	4,38
Опорное давление, атм	277,4	

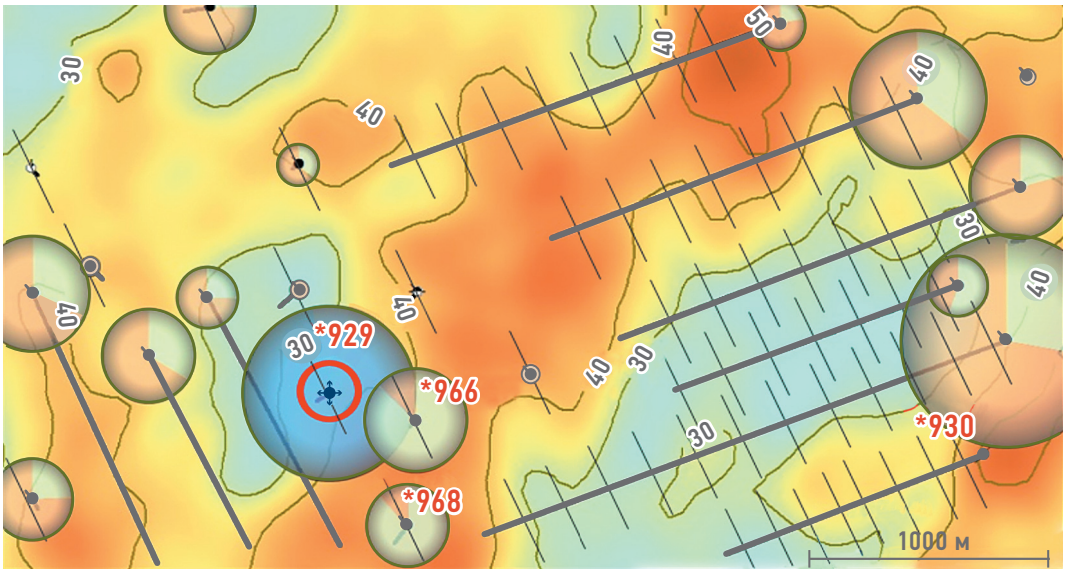

Рис. 1. Карта нефтенасыщенных толщин и текущих отборов. Составлено авторами
Fig. 1. Net pay map. Prepared by the authors

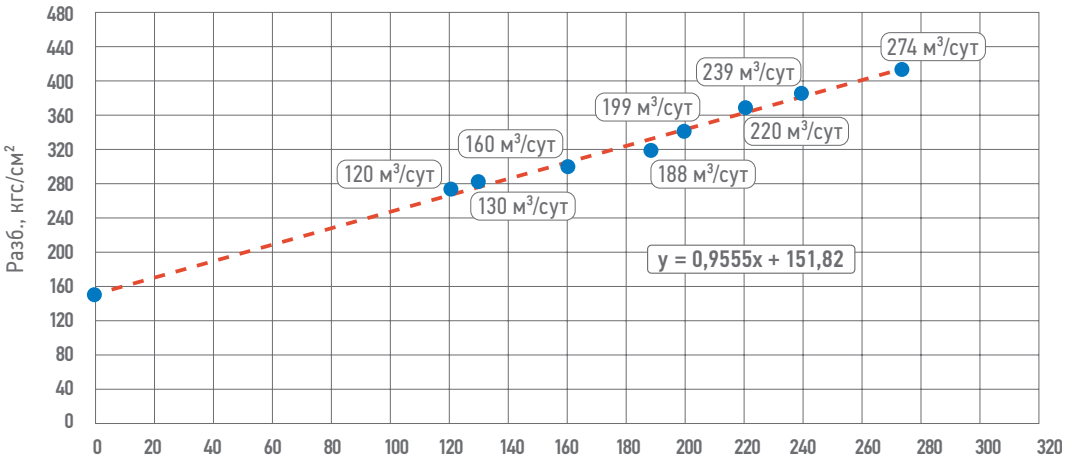

Рис. 2. Индикаторная диаграмма. Составлено авторами
Fig. 2. IPR. Prepared by the authors

с момента проведения многорежимного ГДИС обводненность скважин *966, *968, находящихся в направлении регионального стресса, одновременно увеличилась до 99% (**рис. 5**).

С 15 марта скважина *966 была остановлена для проведения гидродинамического исследования по технологии регистрации кривой восстановления давления (КВД) [1].

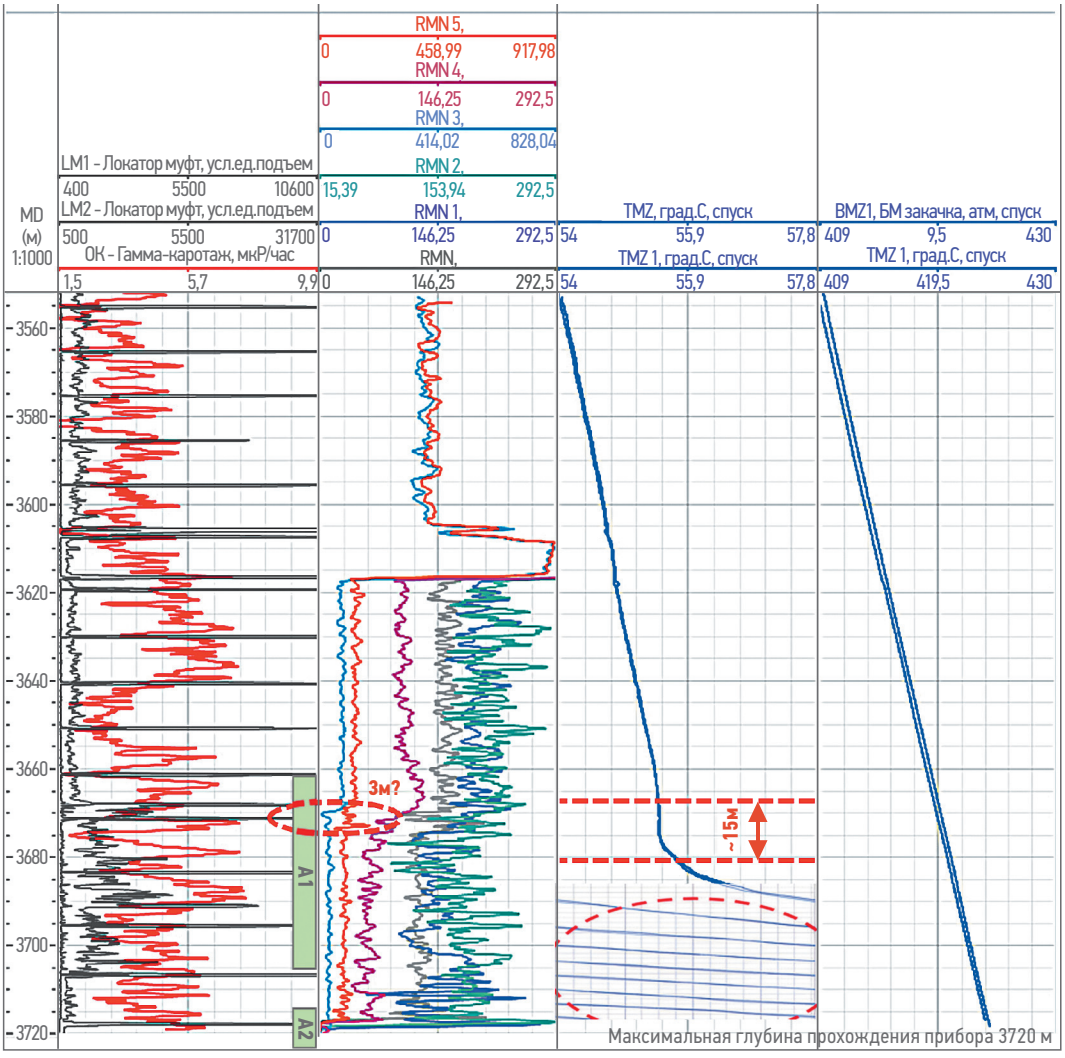

Рис. 3. Планшет ПГИ. Составлено авторами
Fig. 3. PLT results. Prepared by the authors

Таблица 3. Заключение ПГИ. Составлено авторами
Table 3. Production logging results. Prepared by the authors

Пласт	Интервал перфорации, м	Работающие интервалы фильтра, м	Работающая толщина фильтра, м	Расход, %	Расход, м³/сут	Кдм
A1	3667,7–3705,8	3668,0–3669,0	1	24	76,8	0,09
		3669,4–3670,4	1	40	128	
		3674,0–3675,5	1,5	36	115,2	
Всего по пласту A1			3,5	100	320	
A2	3718,4–3732,9	не работает				
Всего по пласту A2			-	-	-	
Суммарная приемистость			3,5	100	320	

Интерпретация с оценкой гидропроводности выполнена по горизонтальному участку логарифмической производной давления на диагностическом графике КВД, условно принимая его за время, когда имеется псевдорадиальный режим течения. Рассчитанные характеристики являются ориентировочными и среднеобъемными для двух пластов (**табл. 4**). Текущий радиус исследования составляет порядка ~180 м. По билогарифмическому графику зафиксировано влияние интерференции от ППД на поздних временах КВД (производная загибается вверх). Оценка пластового давления произведена по циклу КВД до влияния граничных условий на ~140 ч/ Re ~110 м и составляет 208 кгс/см.

Из сравнения проб воды по шестикомпонентному анализу (6К-анализ) 28 марта получены следующие выводы:

- для скв. *966 и *968, вероятно, обводнение происходит за счет поступления воды сеноманского пласта, используемой в системе поддержания пластового давления;
- для скв. *930 подтверждается негерметичность эксплуатационной колонны в интервале пластов Сеноман — АС.

По трассерным исследованиям 18 апреля получена следующая информация (**рис. 6**):

- трассер обнаружен в пробах продукции добывающих скважин *102, *104, *931, *963, *966, *968;
- в продукции скважин *106, *964 трассер не был зафиксирован ни в одном из выполненных отборов за период наблюдения (30.03.2024–18.04.2024);
- первые порции индикатора фиксировались спустя *1,7–3,7 суток с момента закачки* в продукции скважин *931, *963, *966 и 7.1–17.2 суток для скважин *102, *104, *968;
- в зоны с низким фильтрационным сопротивлением (НФС), локализованные в направлении контрольных скважин, отмечается уход менее 0,5% суточной закачки. При этом степень зависимости контрольных скважин от закачки составила 0,01–0,82%.

В мае 2024 г. выполнено КВД на скважине *968, получен протокол (**табл. 5**). В данном случае расчет ФЕС и оценка состояния призабойной зоны пласта выполнены по конечному участку производной, условно принятый за псевдорадиальный. Текущий радиус исследования составляет порядка ~140 м. Темп восстановления КВД ~0,8 кгс/см^2 в сутки. За пластовое давление принято значение на условном контуре питания 200 м.

С точки зрения граничных условий влияния ППД ***со стороны скважины *929 по анализу***

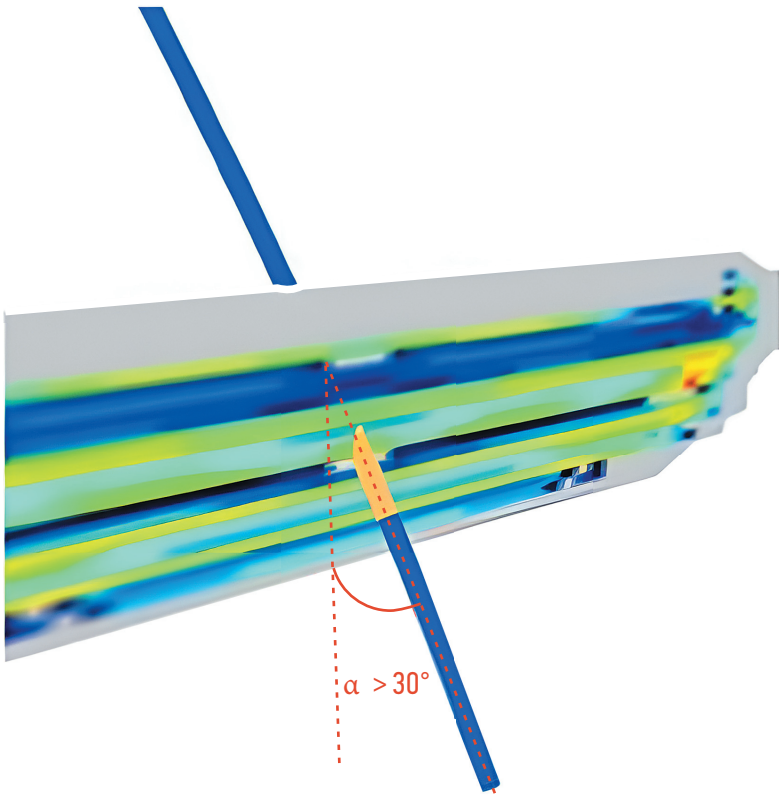

Рис. 4. Угол вскрытия пласта скважиной *929. Составлено авторами
Fig. 4. Formation bedding angle for well *929. Prepared by the authors

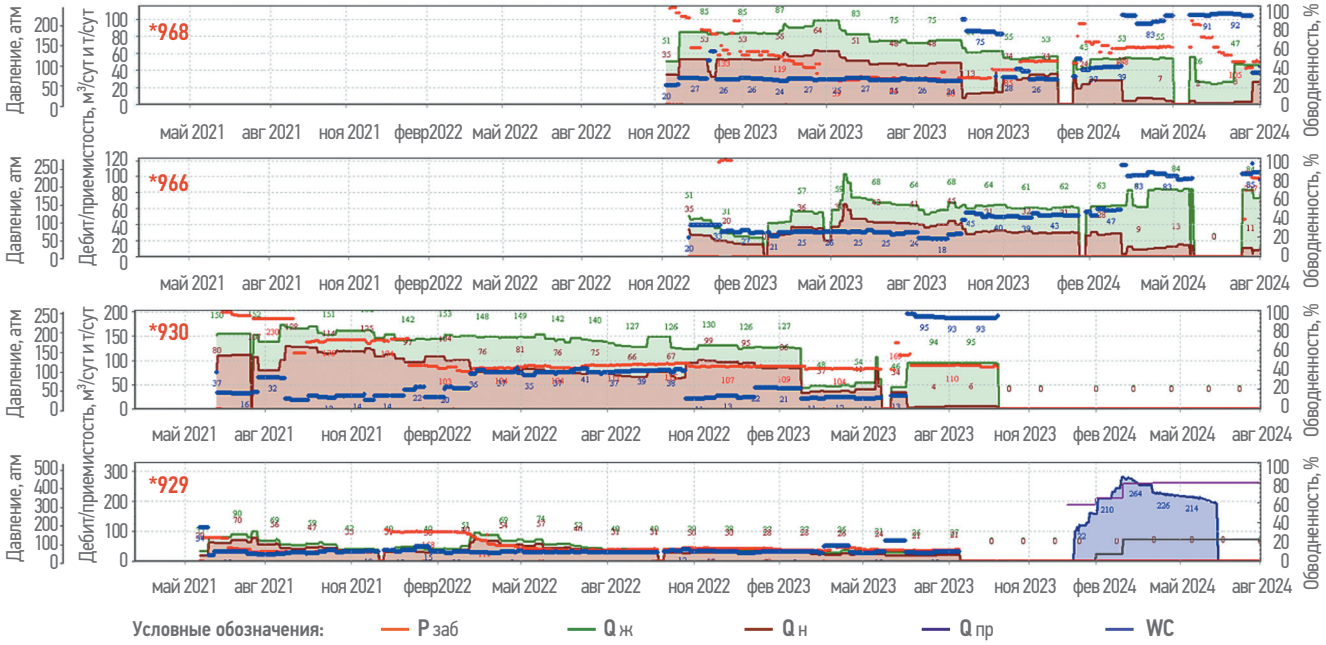

Рис. 5. История работы скважин рассматриваемого участка А1+А2. Составлено авторами
Fig. 5. Wells production history. Prepared by the authors

производной давления не диагностируются. Однако, конечное давление на цикле ***КВД составляет 305 кгс/см²***, что выше первоначального — 290,1 кгс/см².

Рост обводненности на скважине *968 отмечается в начале марта 2024 года с 38 до 91%. При этом дебит жидкости и забойное давление вели себя стабильно в апреле 2024 г.

29 мая снова были получены промежуточные данные трассерных исследований, результат практически не изменился:

1. Трассер обнаружен в пробах продукции добывающих скважин *102, *104, *931, *963, *966, *968.
2. В продукции скважины *106 трассер не был зафиксирован ни в одном из выполненных отборов за период наблюдения (30.03.2024–02.05.2024).
3. По скважине *964 не удалось выполнить ни одного отбора за рассматриваемый период наблюдения по причине проведения КРС.
4. Первые порции индикатора фиксировались спустя 1,7–3,7 суток с момента закачки в продукции скважин *931, *963, *966 и 7,1–17,2 суток для скважин *102, *104, *968.
5. В зоны НФС, локализованные в направлении контрольных скважин, отмечается

Таблица 4. Заключение по КВД (скв. *966). Составлено авторами
Table 4. Pressure Build-Up results. Prepared by the authors

Параметры	Значения
Коэффициент ствола скважины, м³/см²/кгс	0,151
Коэффициент гидропроводности, (Д*см)/сПз	3,7
Коэффициент продуктивности (на конец исследования), м³/(сут*кгс/см²)	0,67
Проницаемость, мД	0,5
Интегральный скин-фактор, д.е.	-4,0
Скин кольматации стенок трещины, д.е.	1,8
Полудлина трещины, м	72,6
Расчетное пластовое давление (на верхние дыры перфорации (ВДП) пласта А1), кгс/см²	196,1
Расчетное пластовое давление (на ВДП пласта А2), кгс/см²	199,1
Забойное давление (на ВДП пласта А1), кгс/см²	72,9
Расстояние до границы, м	111,0

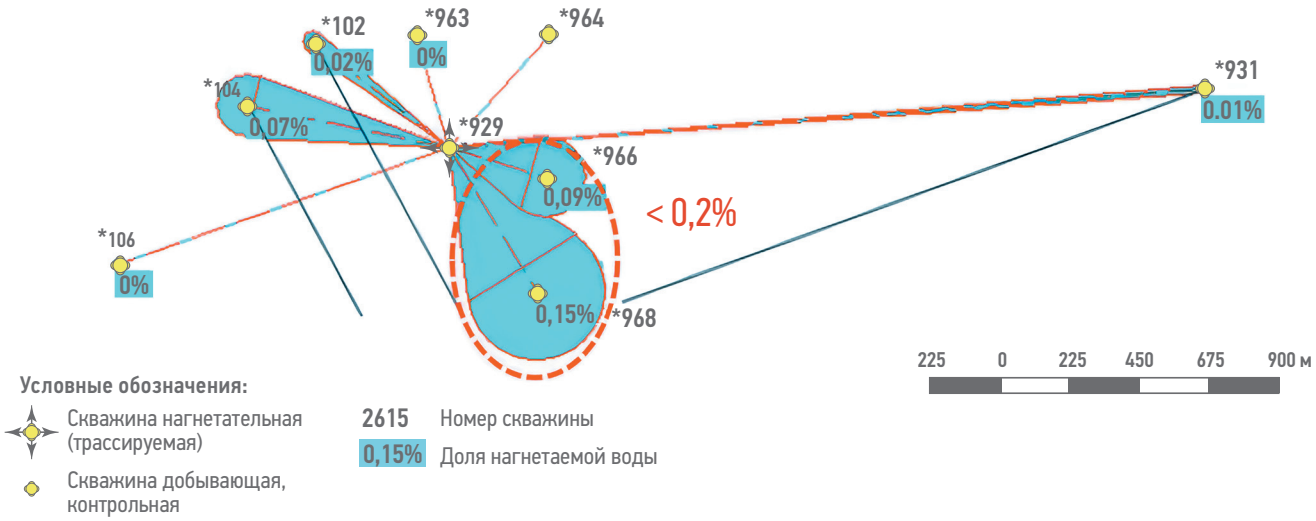

Рис. 6. Карта распределения фильтрационных потоков (%). Составлено авторами
Fig. 6. Map of Filtration Flow Distribution. Prepared by the authors

уход до 1% суточной закачки. При этом степень зависимости контрольных скважин от закачки составила 0,01–1%.

6. По текущим результатам выхода трассера следует определить основной вектор фильтрации закачиваемой воды от скважины *929 к добывающим скважинам *968, *966.
7. Локализованные в первые 30 суток наблюдения зоны НФС представляются низкопроизводительными и обеспечивают прорыв части закачиваемой воды в объеме водозамещенной области породы до 15 м^3.
8. Основной объем замещения определяется для скважин *966, *968 и распределяется от 4 до 7 м^3.
9. Текущие результаты трассирования указывают на отсутствие высокой степени опережающего обводнения добывающих скважин закачиваемой водой. Основной вклад в обводненность скважин, вероятно, вносят фильтрационные потоки, формирующиеся на более поздних этапах заводнения.

Позднее установлено, что в южном направлении от исследуемых скважин находится другой лицензионный участок Y. Удалось получить краткую информацию по нему:

- примерное расположение скважин (снимок карты);
- данные ГРП: *04; *45; *27; *05; *28; *26, *03, *38 (таблица ГРП);
- индикаторные кривые на нагнетательных скважинах (заключения);
- заключения ПГИ;
- история работы нагнетательных скважин;
- результаты интерпретации геофизических исследований скважин.

В результате анализа ранее имеющейся и полученной информации были сделаны следующие выводы:

1. Один и тот же объект разработки.
2. Скважины лицензионного участка Y в большинстве своем работают в режиме авто-ГРП при забойных давлениях выше 460 атм.
3. При проведении ГДИС на скважине *929 не удалось инициировать трещину авто-ГРП вследствие высоких значений обратных напряжений [2], σ_b. Разрыв должен был произойти примерно на 430 атм, которых из-за мощности спущенного насоса в водозаборную скважину достичь не удалось.
4. Скважины участка Y вскрывают пласт также под большим углом (~30°). В скважинах, азимут которых совпадает с направлением регионального стресса, по результатам ПГИ видно, что в оба пласта происходит фильтрация воды.

С учетом того, что полученная информация является неполной, был произведен расчёт развития техногенных трещин на двухфазной

Таблица 5. Заключение по КВД (скв. *968). Составлено авторами
Table 5. Pressure Build-Up Curve. Prepared by the authors

Параметры	Значения
Коэффициент ствола скважины, м^3/см^2/кгс	0,0745
Коэффициент гидропроводности, (Д*см)/сПз	2,5
Коэффициент продуктивности (на конец исследования), м^3/(сут*кгс/см^2)	0,37
Проницаемость, мД	0,2
Интегральный скин-фактор	-3,5
Скин кольматации стенок трещины, д.е.	2,1
Полудлина трещины, м	56
Расчетное пластовое давление (на ВДП пласта А1), кгс/см^2	294,7
Забойное давление (на ВДП пласта А1), кгс/см^2	141,1

гидрогеомеханической модели роста трещин авто-ГРП [3-6].

На **рис. 7** указано приблизительное расположение скважин с учётом поворота на 60°, вызванное особенностью симулятора, который пока поддерживает моделирование распространения трещины вдоль горизонтальной оси.

Необходимо отметить, что расчеты были выполнены при отсутствии следующей информации:

- параметры работы добывающих скважин;
- данные ремонтно-изоляционных работ;
- данные выполненных геолого-технических мероприятий;
- координаты скважин.

Также в симуляторе отсутствовала возможность задать поле проницаемостей и давлений.

Исходя из ограничений модели и отсутствия необходимой информации, были приняты допущения:

- период моделирования — с 01.01.2024 по 21.06.2024;
- начальное давление 200 атм;
- проницаемость — 1 мД;
- относительные фазовые проницаемости рассматриваемого объекта участка Х;
- полудлины трещин — 55 м;
- проницаемость трещин — 300 Д;
- ширина трещин — 4 мм.

В связи с вышеописанным полноценной адаптации не проводилось: забойные давления попадают в диапазон от 40 до 500 атм на добывающих и нагнетательных скважинах соответственно. Одним из инструментов настройки было уменьшение количества работающих портов на горизонтальной скважине.

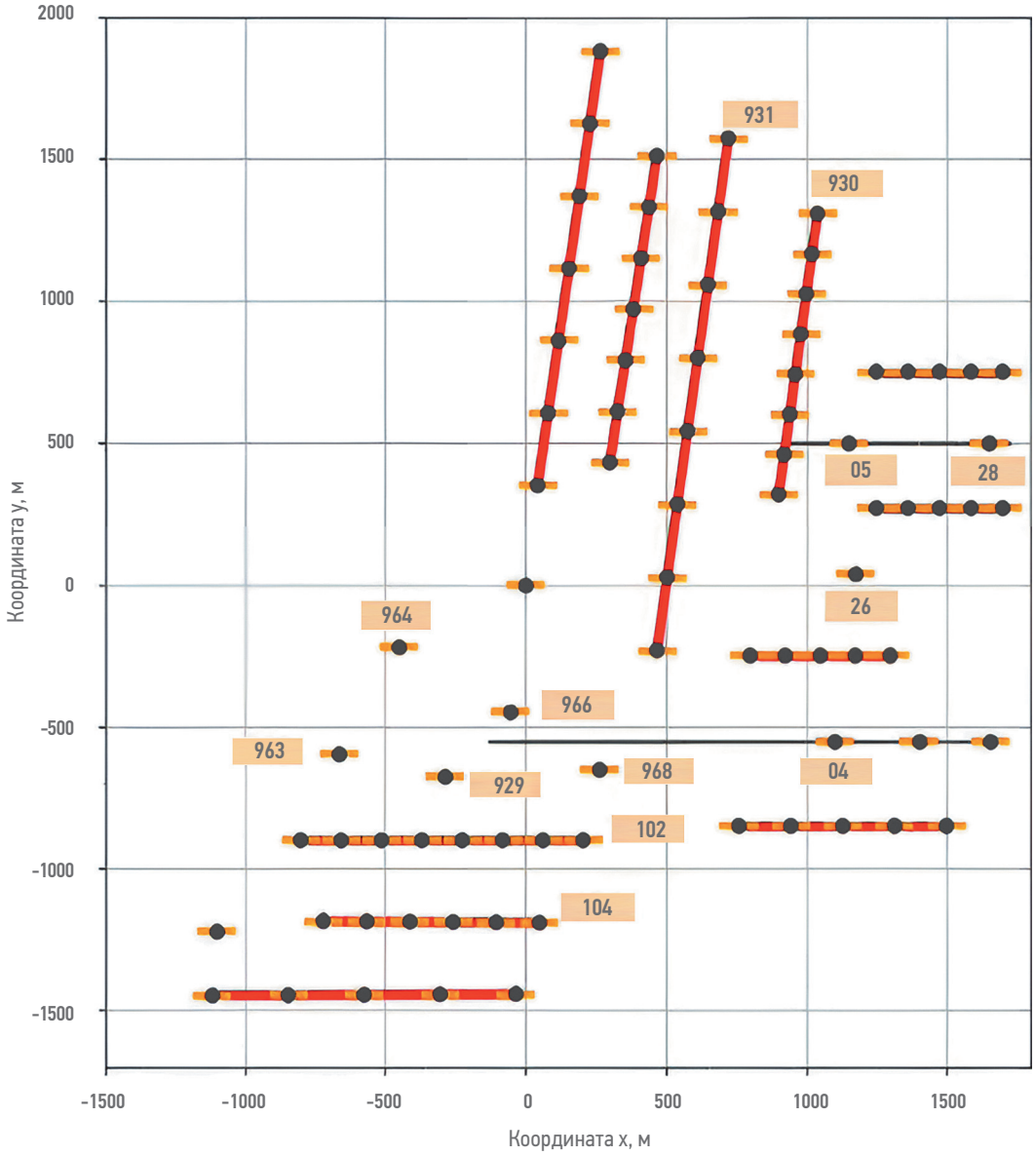

Рис. 7. Расположение скважин в прототипе гидрогеомеханического симулятора. Составлено авторами
Fig. 7. Location of wells in a hydrogeomechanical software. Prepared by the authors

РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате адаптации модели показано, что магистральные трещины авто-ГРП (линии черного цвета на **рис. 7**) могут прорываться на территорию лицензионного участка X в районы скважин *968, *966 и *930. Изучив месячные показатели нагнетательных скважин на месторождении Y, можно отметить, что практически все нагнетательные скважины работают в режиме авто-ГРП и снижения приемистости во времени у скважины *04 не происходит.

В июне проведено КВД на добывающей скважине *966, получили схожую картину на билогарифмическом графике, как и при первом исследовании (**табл. 6**). Проницаемость оценена по конечному участку производной, до начала влияния граничных условий.

На поздних временах отмечается изменение на производной давления, что может являться результатом влияния закачки (вероятно, интерференция от нагнетательной скважины *929 или *04).

Таблица 6. Заключение по КВД (скв. *966). Составлено авторами
Table 6. Pressure Build-Up Curve. Prepared by the authors

Параметры	Значения
Коэффициент ствола скважины, $м^3/см^2/кгс$	0,186
Коэффициент гидропроводности, (Д*см)/сПз	3,2
Коэффициент продуктивности (на конец исследования), $м^3/(сут*кгс/см^2)$	0,66
Проницаемость, мД	0,448
Интегральный скин-фактор, д.е.	-5,43
Скин кольматации стенок трещины, д.е.	1,48
Полудлина трещины, м	148
Расчетное пластовое давление (на ВДП пласта А1), $кгс/см^2$	275,37
Забойное давление (на ВДП пласта А1), $кгс/см^2$	147,36
Расстояние до непроницаемой границы, м	184

ДИСКУССИЯ

При сравнении КВД для скважины *966 оказалось, что пластовое давление выросло на 100 атм за 3 месяца (**рис. 8**).

В результате проведения КПД в июле 2024 года на скважине *929, было замечено, что расчетное пластовое давление составляет 220,4 $кгс/см^2$, соответственно разница в пластовых давлениях между скважинами-соседями *966 и *929 составляет около 100 атм. На билогарифмическом графике отчетливо заметна зона влияния повышенного давления (производная загибается вниз). Этот факт является неопровержимым доказательством того, что причиной обводнения двух соседних добывающих скважин является магистральная трещина авто-ГРП с соседнего лицензионного участка Y, образование которой подтверждается в рамках секторного моделирования.

ВЫВОДЫ

Проведенные исследования позволили установить ключевые причины резкого увеличения уровня обводненности добывающих скважин на месторождении X. Основным фактором стало формирование

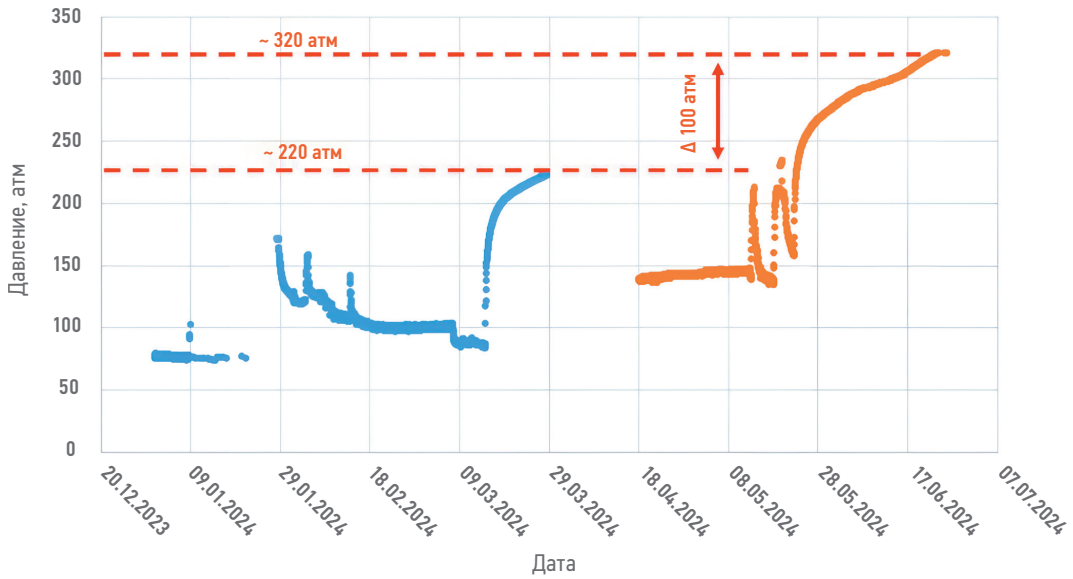

Рис. 8. Сравнение КВД. Составлено авторами
Fig. 8. Comparison between Pressure Build-Up Curve. Prepared by the authors

магистральных трещин авто-ГРП в соседних нагнетательных скважинах, которые пересекли границы лицензионных участков и создали гидродинамические связи между зонами закачки и добычи. Это подтверждено результатами интерпретаций КВД и КПД (кривой падения давления), показавшими рост пластового давления на 100 атм за 3 месяца в зонах влияния закачки, а также ощутимую разницу пластовых давлений скважин *966,*968 по отношению к *929.

Результаты моделирования на 2D двухфазной гидрогеомеханической модели роста трещин авто-ГРП подтвердили, что трещины могут достигать соседних лицензионных участков, создавая угрозу межскважинной интерференции и обводнения добываемой продукции.

Проведенные исследования и расчеты, а также выполненный комплексный анализ всей имеющейся информации позволили опровергнуть преждевременные выводы опытно-промышленных работ и определить настоящую причину обводнения добывающих скважин. Благодаря этому работы по оценке эффективности заводнения на других участках рассматриваемого объекта в настоящее время продолжаются. Неполное представление о соседнем лицензионном участке в пределах одного разрабатываемого месторождения сыграло важную роль в последовательности действий данного исследования.

Список литературы

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. Москва: МАКС Пресс. 2008; 476.

2. *Golovin S.V., Baykin A.N.* Influence of pore pressure on the development of a hydraulic fracture in poroelastic medium. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2018;108:198–208. https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2018.04.055

3. *Калинин С.А., Байкин А.Н., Абдуллин Р.Ф.* [и др.]. Анализ слияния трещин авто-ГРП в рядной системе разработки с помощью математического моделирования. Нефтяное хозяйство. 2022;12: 40–45. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-40-45

4. *Копейкин Р.Р., Абдуллин Р.Ф., Калинин С.А.* [и др.]. Моделирование гидродинамических исследований скважин с учетом авто-ГРП в рядной системе разработки. Нефтяное хозяйство. 2023;12:30–35. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-30-35

5. *Baykin A.N., Abdullin R.F., Dontsov E.V., Golovin S.V.* Two-dimensional models for waterflooding induced hydraulic fracture accounting for the poroelastic effects on a reservoir scale. Geoenergy Sci. Eng. 2023;224: 211600. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211600

6. *Сибин А.Н., Абдуллин Р.Ф., Байкин А.Н.* [и др.]. Использование адаптивных сеток для моделирования распространения трещины авто-ГРП. IX Всероссийская научная конференция с элементами школы молодых учёных «Теплофизика и физическая гидродинамика», Сочи, 8–15 сентября 2024 г.: тезисы докладов. 2024; 59.

References

1. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. *Hydrodynamic and field-technological studies of wells.* Moscow, MAKS Press. 2008; 476 (In Russ.)

2. Golovin S.V., Baykin A.N. Influence of pore pressure on the development of a hydraulic fracture in poroelastic medium. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2018;108:198–208. https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2018.04.055

3. Kalinin S.A., Baykin A.N., Abdullin R.F. et al. Modeling and analysis of hydraulic fractures coalescence during waterflooding in a direct line drive pattern. *Oil Industry Journal*. 2022;12: 40–45. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-40-45

4. Kopeikin R.R., Kalinin S.A., Abdullin R.F. et al. Well test simulation accounting induced fracture in a linear development system. *Oil Industry Journal*. 2023;12:30–35. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-30-35

5. Baykin A.N., Abdullin R.F., Dontsov E.V., Golovin S.V. Two-dimensional models for waterflooding induced hydraulic fracture accounting for the poroelastic effects on a reservoir scale. *Geoenergy Sci. Eng.* 2023;224: 211600. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211600

6. Sibin A.N., Abdullin R.F., Baykin A.N. et al. *Use of Adaptive Grids for Modeling of Auto-GWP Crack Propagation.* IX All-Russian Scientific Conference with Elements of the School of Young Scientists "Thermophysics and Physical Hydrodynamics", Sochi, September 8–15, 2024: abstracts. 2024; 59.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.Р. Копейкин — руководство проведением ОПР, разработка концепции статьи, подготовка текста статьи, окончательное утверждение публикуемой версии статьи. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.Г. Маслак — интерпретация результатов ГДИС, обсуждение полученных данных.

Г.В. Жевлаков — обработка исходной информации и анализ результатов ПГИ, формирование выводов.

Roman R. Kopeikin — managing the pilot works, developing the concept of the article, preparing the text of the article, final approval of the published version of the article. Agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Sergey G. Maslak — interpretation of the hydrodynamic well testing results, discussion of the obtained data.

Gleb V. Zhevlakov — processing of initial information and analyzing the results of the field geophysical well testing, drawing conclusions.

С.А. Калинин — оказание экспертной поддержки, проведение анализа трассерных исследований, формирование выводов.
А.Н. Байкин — разработка и реализация математической модели, управление командой разработки модели, правка финальной версии статьи.

Р.Ф. Абдуллин — разработка и реализация математической модели, проведение расчетов.

А.Н. Сибин — реализация и тестирование математической модели, проведение расчетов.
Д.А. Соколова — подготовка графических материалов, правка финальной версии статьи.
Д.Н. Гуляев — проведение корректировки и оформления результатов, технический перевод.

Sergey A. Kalinin — providing expert support, analyzing tracer studies, drawing conclusions.

Alexey N. Baykin — development and implementation of the mathematical model, management of the model development team, editing of the final version of the paper.
Rustam F. Abdullin — development and implementation of the mathematical model, carrying out calculations.
Anton N. Sibin — implementation and testing of the mathematical model, performing calculations.
Darya A. Sokolova — preparation of graphic materials, editing of the final version of the article.
Danila N. Gulyaev — correcting and formalizing the results, technical translation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Роман Романович Копейкин* — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Сергей Григорьевич Маслак — начальник отдела, Группа компаний «Газпром нефть»

Глеб Витальевич Жевлаков — специалист-руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Сергей Александрович Калинин — кандидат технических наук, эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Николаевич Байкин — старший научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирский государственный университет

Рустам Фаритович Абдуллин — младший научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирский государственный университет

Антон Николаевич Сибин — научный сотрудник, Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирский государственный университет

Дарья Алексеевна Соколова — ведущий специалист, СПбПУ НОЦ «Газпромнефть — Политех»

Данила Николаевич Гуляев — заместитель руководителя отдела, ООО «Софойл»

Roman R. Kopeikin* — Head of the direction, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Sergey G. Maslak — Head of department, Gazprom neft company group

Gleb V. Zhevlakov — Specialist project manager, Gazprom neft company group

Sergey A. Kalinin — Cand. Sci. (Eng.), Expert, Gazprom neft company group

Alexey N. Baykin — Senior researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of SB of RAS,Novosibirsk State University

Rustam F. Abdullin — Junior researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of SB of RAS, Novosibirsk State University

Anton N. Sibin — Researcher, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of SB of RAS, Novosibirsk State University

Darya A. Sokolova — Leading specialist, SPbPU Gazpromneft-Polytech Research and Education Center

Danila N. Gulyaev — Deputy head of department, LLC Sofoil

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author