

Научная статья

УДК 622.276.02

<https://doi.org/10.35266/1999-7604-2025-1-6>**Особенности интерпретации гидродинамических исследований нагнетательных скважин методом кривой падения давления низкопроницаемых коллекторов при наличии трещин гидроразрыва пласта и «автогидроразрыва пласта»****Елена Сергеевна Швец***Сургутский государственный университет, Сургут, Россия*

Аннотация. В настоящее время основная доля месторождений компаний нефтегазовой отрасли обладает промышленными запасами нефти и нуждается в эффективных методах разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Базовыми критериями отношения запасов к трудноизвлекаемым относятся низкая проницаемость коллектора (около 40%), низкая продуктивность и высокая вязкость нефти.

Практическая ценность данной работы заключается в повышении информативности гидродинамических исследований скважин низкопроницаемых коллекторов за счет выявления нестабильных трещин «автогидроразрыва пласта», реализации подхода к прогнозированию пластового давления при отсутствии радиального режима фильтрации, а также в определении оптимального времени исследования.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), исследование методом кривой падения давления (КПД), автогидроразрыв пласта, исследования нагнетательных скважин, давление смыкания трещины, оптимизация режима нагнетания

Для цитирования: Швец Е. С. Особенности интерпретации гидродинамических исследований нагнетательных скважин методом кривой падения давления низкопроницаемых коллекторов при наличии трещин гидроразрыва пласта и «автогидроразрыва пласта» // Вестник кибернетики. 2025. Т. 24, № 1. С. 39–45. <https://doi.org/10.35266/1999-7604-2025-1-6>.

Original article

Interpretation peculiarities of injection wells hydrodynamic research using pressure draw-down curve method of low-permeable reservoir with autonomous and non-autonomous hydraulic fracturing**Elena S. Shvets***Surgut State University, Surgut, Russia*

Abstract. Nowadays, the majority of oil and gas companies' fields have commercial oil reserves and need efficient methods of developing hard-to-recover oil reserves. The basic criteria for reserves to become hard-to-recover ones are low reservoir permeability (about 40%), low productivity and high oil viscosity.

The practical value of this work is the contribution to hydrodynamic studies of wells in low-permeability reservoirs by detecting unstable autonomous hydraulic fracturing, implementation of an approach to predict reservoir pressure in the absence of radial filtration, as well as determination of the optimal study time.

Keywords: hard-to-recover reserves, pressure draw-down curve research, autonomous hydraulic fracturing, injection well research, fracture closure pressure, injection mode optimization

For citation: Shvets E. S. Interpretation peculiarities of injection wells hydrodynamic research using pressure draw-down curve method of low-permeable reservoir with autonomous and non-autonomous hydraulic fracturing. *Proceedings in Cybernetics*. 2025;24(1):39–45. <https://doi.org/10.35266/1999-7604-2025-1-6>.

ВВЕДЕНИЕ

Необходимым условием вовлечения запасов низкопроницаемых коллекторов в разработку и достижения проектного коэффициента извлечения нефти является активное внедрение системы поддержания пластового давления, при этом, как правило, необходимо создавать высокое давление нагнетания, которое соизмеримо или превышает давление гидроразрыва пласта. Это приводит к образованию в нагнетательных скважинах трещин «автогидроразрыва пласта».

Главное отличие таких трещин от трещин гидроразрыва пласта, стенки которых закреплены «проппантом», заключается в их нестабильности:

- трещина существует во время нагнетания и может смыкаться при остановке скважины;
- размеры, проводимость трещины изменяются в зависимости от интенсивности нагнетания [1].

в призабойной зоне нагнетательных скважин в процессе работы;

- определение оптимальной длительности исследования, достаточной для определения прогнозного пластового давления.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Согласно классической теории гидродинамики наличие трещины гидроразрыва пласта на диагностическом графике характеризуется проявлением следующих режимов фильтрации [2] (рис. 1):

1. Билинейный режим фильтрации возникает в результате перепада давлений в пласте и трещине. По данному режиму определяется параметр безразмерной проводимости трещины.

2. Линейный режим фильтрации развивается после окончания билинейного режима фильтрации, оптимален для определения полудлины трещины.

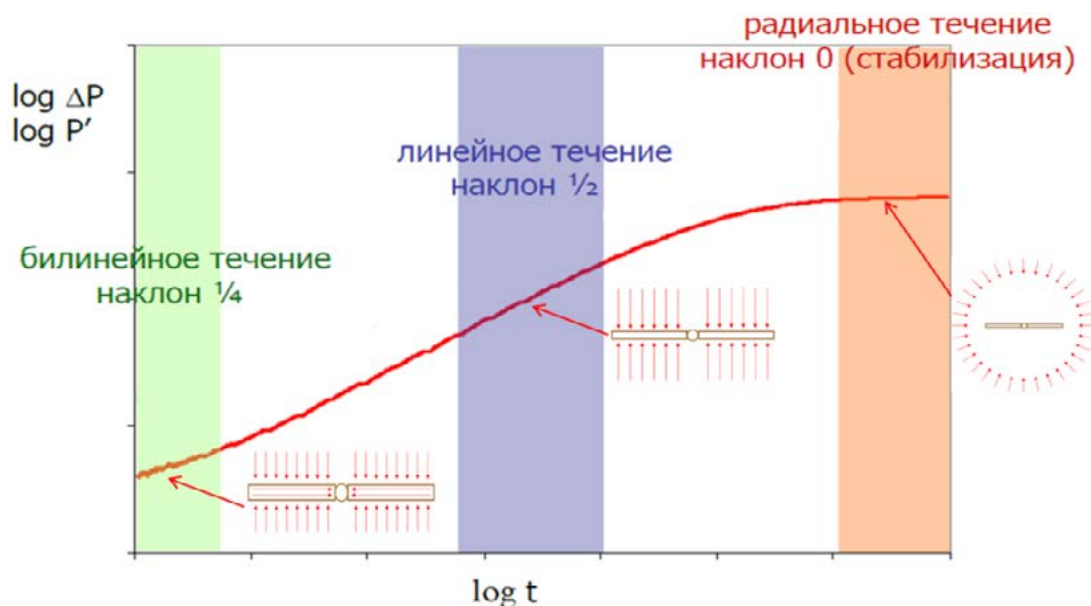


Рис. 1. Выделение режимов фильтрации на диагностическом графике

Примечание: составлено автором.

В этих условиях затруднена интерпретация гидродинамических исследований скважин, определение пластового давления и в целом анализ разработки.

Для решения вышеназванных проблем поставлены основные цели данной работы:

- доказательство образования нестабильной трещины «автогидроразрыва пласта»

Радиальный (псевдорadiaльный) режим фильтрации проявляется, когда радиус зоны сжимаемости превышает размеры трещины и линии тока сходятся к скважине в радиальном направлении. Используется для определения пластового давления и параметров пласта [3].

Объектом исследования являются нагнетательные скважины низкопроницаемого

пласта, представленного среднеюрскими отложениями. Для идентификации трещины «автогидроразрыва пласта» выполнена интерпретация гидродинамических исследований методом регистрации кривой падения давления семи нагнетательных скважин (в четырех скважинах трещина образована в процессе операции гидроразрыва пласта и в трех скважинах операция гидроразрыва пласта не проводилась).

В качестве примера приведена интерпретация нагнетательных скважин № 100 (трещина образована в процессе гидроразрыва пласта) и № 111 (операция гидроразрыва пласта не проводилась). На диагностических графиках (рис. 2, 3) выделяются билинейный и линейный режимы фильтрации и отсутствует радиальный (псевдорadiaльный) режим фильтрации. Скин-фактор по скважинам составляет 6.53 и 4.13 соответственно. Выделение аналогичных режимов фильтрации и по-

лучение сходных моделей пласта в скважинах № 100 и 111 позволяет утверждать о том, что в скважине № 111 существует трещина «автогидроразрыва пласта».

Низкая проницаемость исследуемого пласта в совокупности с большой протяженностью трещины не позволяет выявить на диагностическом графике радиальный режим фильтрации, что приводит к невозможности определения достоверных значений пластового давления и параметров пласта. В связи с этим предложен подход прогнозирования пластового давления по дорадиальным режимам фильтрации, в частности по линейному режиму фильтрации [4]. Методика определения прогнозного пластового давления заключается в построении характеристического графика в координатах (ΔP от квадратного корня времени) [5]. Определяем интервал кривой, соответствующий периоду развития линейного режима фильтрации, затем проводим

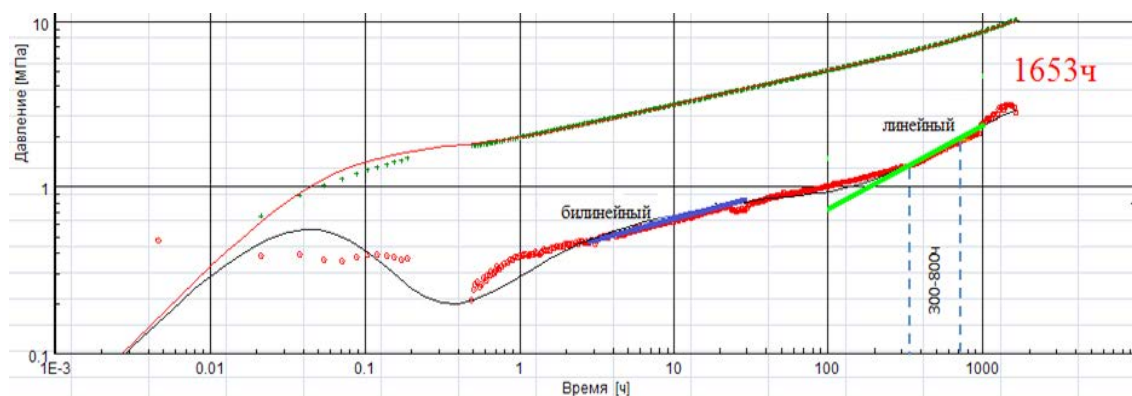


Рис. 2. Диагностический график скважины № 100

Примечание: составлено автором.

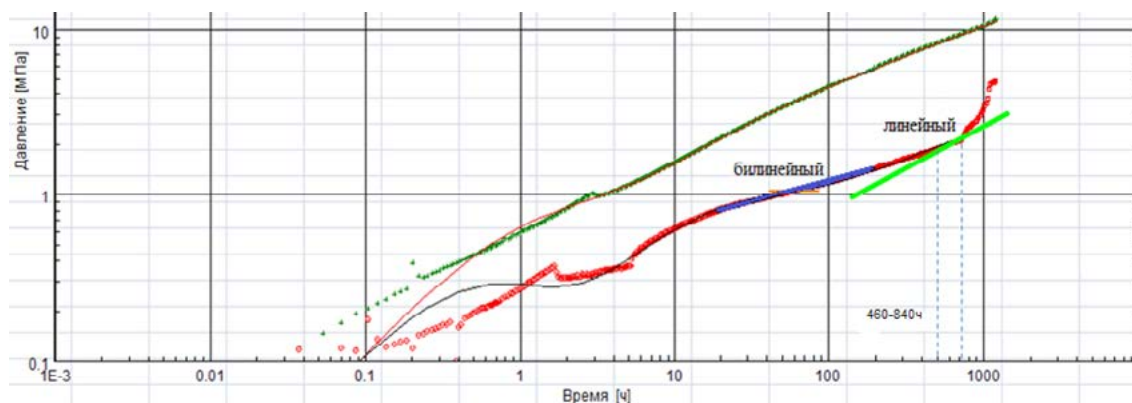


Рис. 3. Диагностический график скважины № 111

Примечание: составлено автором.

касательную до пересечения с осью ΔP . Далее от $P_{заб.}$ с текущего (давление на момент

начала исследования) вычитаем полученное значение ΔP (рис. 4) [6].

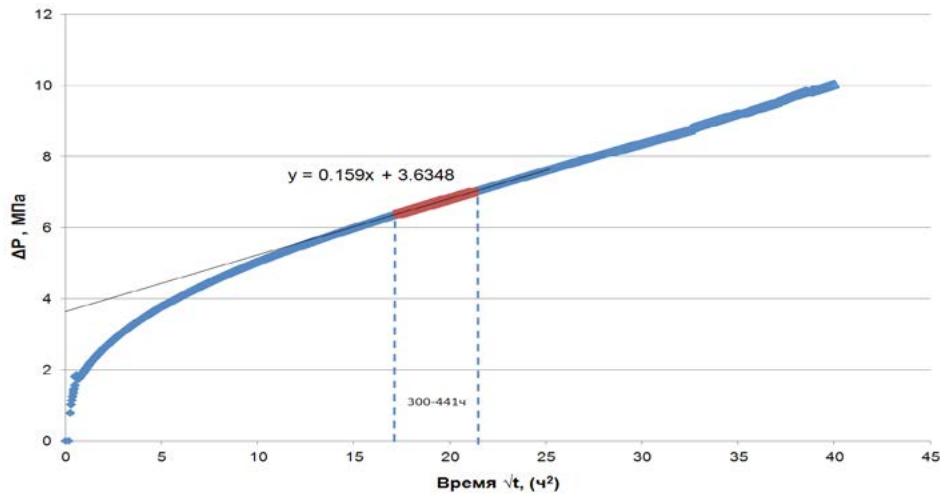


Рис. 4. Характеристический график кривой падения давления скважины № 100
 Примечание: составлено автором.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Для выявления критериев и условий образования трещины «автогидроразрыва пласта» проведен анализ сводного графика давления в исследуемых скважинах (рис. 5). Практически во всех случаях давление закачки соизмеримо или превышает давление гидроразрыва пласта, что подтверждает условия образования в нагнетательных скважинах трещин «автогидроразрыва». При этом стоит также отметить, что забойное давление на момент окончания исследова-

ния по большинству скважин превышает или же соизмеримо с давлением смыкания трещины. Таким образом, можно утверждать, что трещины находятся в раскрытом состоянии [7].

Проведен дополнительный анализ текущего давления закачки и гидроразрыва пласта 25 нагнетательных скважин (рис. 6).

Как видно из графика, давление закачки и гидроразрыва пласта распределяются в диапазоне значений от 37,1 до 53,1 МПа, в среднем составляя 45,8 МПа.

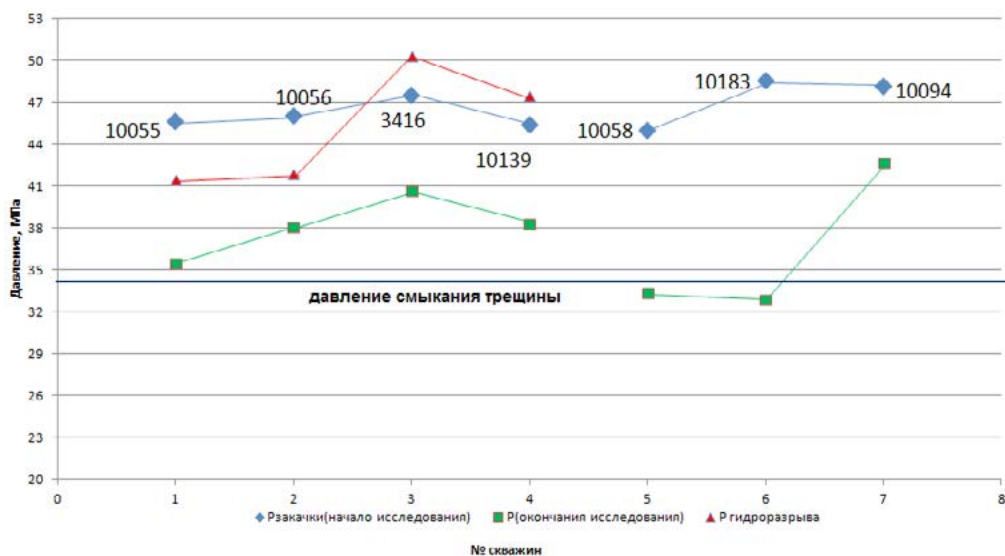


Рис. 5. Сводный график давления
 Примечание: составлено автором.

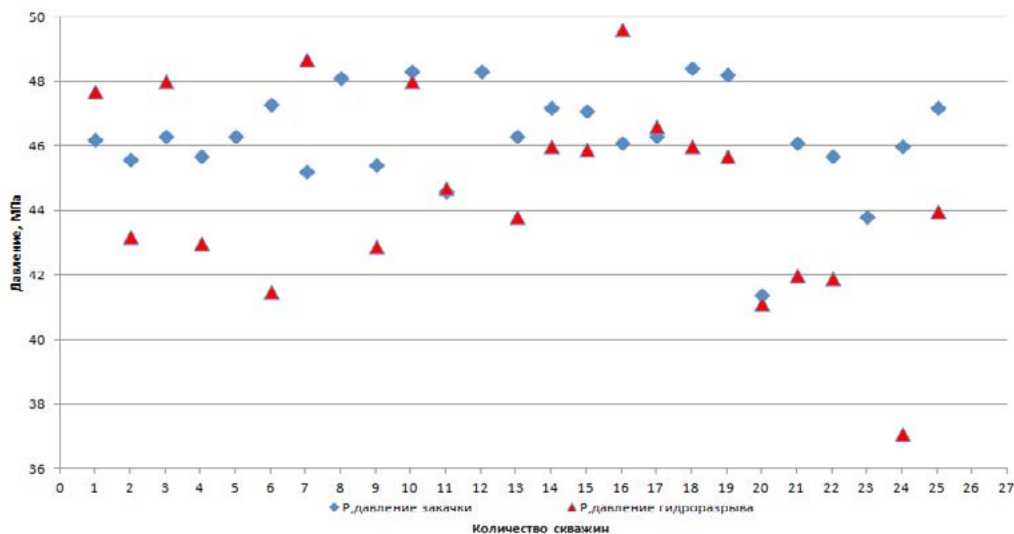


Рис. 6. Текущее давление закачки и гидроразрыва пласта

Примечание: составлено автором.

Текущее давление на забое распределяется в диапазоне значений от 43,8 до 48,4 МПа, в среднем составляя 46,2 МПа, что также подтверждает условия к образованию трещины «автогидроразрыва пласта».

Анализ промысловых показателей работы скважин с начала ввода их в эксплуатацию (давление закачки, приемистость, накопленная закачка и время работы) позволил определить

момент образования трещины «автогидроразрыва пласта». Результаты анализа представлены на примере скважины № 111. При накопленной закачке, составляющей 75 тыс. м³, и продолжительности работы скважин порядка 30 месяцев определен момент образования трещины, который на графике обусловлен ростом и дальнейшим падением давления при увеличении приемистости (рис. 7).

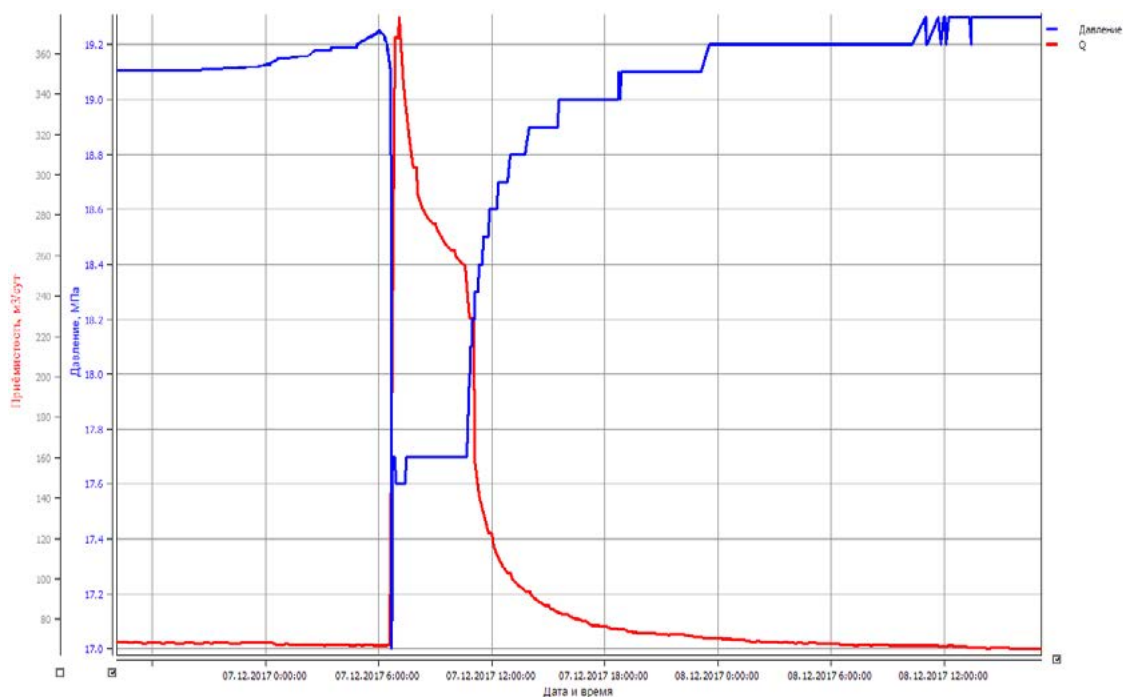


Рис. 7. Образование трещины «автогидроразрыва пласта» в нагнетательной скважине № 111

Примечание: составлено автором.

Результаты исследований представлены в таблице. На основании полученных данных выявлена зависимость времени начала диагностики от гидропроводности [8].

Таблица

Результаты исследований нагнетательных скважин

№ п/п	Параметры	Размерность	100	110	111	112	113	114	115
1	Наличие операции гидроразрыва пласта	+/-	+	+	-	-	-	+	+
2	Рзб гидроразрыва	МПа	41,5	41,9	-	-	-	50,3	47,5
3	Рпл прогнозное (Хорнер)	МПа	33,9	27,93	27,88	30,2	43,02	41,2	37,7
4	Длительность регистрации	час	1653,1	604,9	1054,1	300,0	300,0	300,0	300,0
5	Время начала диагностирования	час	300,0	440,0	460,0	190,0	170,0	140,0	225,0
6	Скин-фактор	-	-6,53	-5,35	-4,13	-5,52	-4,59	-6,85	-6,45
7	Проницаемость	мкм ²	0,002	0,0014	0,0011	0,0005	0,005	0,008	0,0064
8	Гидропроводность	мкм ² ·м/мПа·с	0,039	0,038	0,038	0,105	0,081	0,089	0,102
9	Полудлина трещины	м	105,0	138,0	78,0	73,9	47,3	155,0	112,0
10	Рпл (ПМ Гидродинамика)	МПа	33,4	32,0	31,0	30,9	42,2	40,5	38,1

Примечание: составлено автором.

Оптимальное время исследования при гидропроводности, равной 0,04 мкм²·м/мПа·с, составляет 400 ч, а при гидропроводности по-

рядка 0,1 мкм²·м/мПа·с время исследования сокращается до 250 ч (рис. 8).

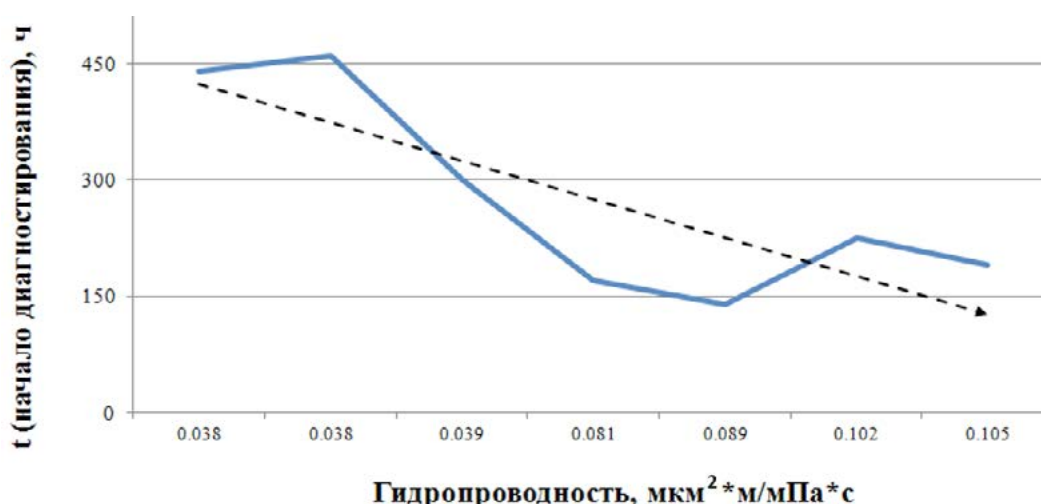


Рис. 8. Определение оптимального времени исследования

Примечание: составлено автором.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализован подход к прогнозированию пластового давления при отсутствии радиального режима фильтрации, а также в определении оптимального времени исследования. За счет выявления нестабильных трещин «автогидроразрыва пласта» повышена информативность гидродинамических исследований скважин низкопроницаемых коллекторов.

Рекомендации:

1. На этапе планирования к проведению гидродинамических исследований нагне-

тательных скважин необходимо учитывать вероятность существования трещины «автогидроразрыва пласта» для исключения неинформативных исследований.

2. С целью оптимизации режимов нагнетания при переводе скважины из добывающего фонда в систему поддержания пластового давления необходимо учитывать условия образования трещины «автогидроразрыва пласта», что в дальнейшем позволит снизить риски роста обводнения при сохранении компенсации отборов закачкой.

Список источников

1. Диагностика и изучение нестабильных трещин в нагнетательных скважинах гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами. URL: <https://www.siamoil.ru/reports/2010/4.pdf?ysclid=m7vrw18pcu5419899> (дата обращения: 25.02.2025).
2. Кулагина Т. Е. Гидродинамические исследования скважин. Томск, 2007. 230 с.
3. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. М. : Недра, 1984. 269 с.
4. Эрлагер Р. (мл.) Гидродинамические методы исследования скважин. Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2007. 511 с.
5. Васильев С. В., Веригин Н. Н., Саркисян В. С. и др. Гидродинамические и физико-химические свойства пород. М. : Недра, 1977. 271 с.
6. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М. : Гостоптехиздат, 1960. 319 с.
7. Курочкин В. И., Санников В. А. Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин : моногр. Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2015. 371 с.
8. Помехоустойчивые алгоритмы по обработке данных гидродинамических исследований скважин. URL: https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-metodicheskoe-ukazanie-kvd_0.pdf (дата обращения 25.02.2025).

Информация об авторе

Е. С. Швец – старший преподаватель;
elena777angel@mail.ru

References

1. Diagnostika i izuchenie nestabilnykh treshchin v nagnetatelnykh skvazhinakh gidrodinamicheskimi i promyslovo-geofizicheskimi metodami. URL: <https://www.siamoil.ru/reports/2010/4.pdf?ysclid=m7vrw18pcu5419899> (accessed: 25.02.2025). (In Russ.).
2. Kulagina T. E. Hidrodynamichekise issledovaniya skvazhin. Tomsk; 2007. 230 p. (In Russ.).
3. Buzinov S. N., Umrikhin I. D. Hidrodynamichekise metody issledovaniya skvazhin i plastov. Moscow: Nedra; 1984. 269 p. (In Russ.).
4. Erlager R., Jr. Hidrodynamichekise metody issledovaniya skvazhin. Moscow – Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy; 2007. 511 p. (In Russ.).
5. Vasilev S. V., Verigin N. N., Sarkisyan V. S. et al. Hidrodynamichekise i fiziko-khimicheskie svoystva porod. Moscow: Nedra, 1977. 271 p. (In Russ.).
6. Chernov B. S., Bazlov M. N., Zhukov A. I. Hidrodynamichekise metody issledovaniya skvazhin. Moscow: Gostoptekhizdat; 1960. 319 p. (In Russ.).
7. Kurochkin V. I., Sannikov V. A. Teoreticheskie osnovy i analiz gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin. Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy; 2015. 371 p. (In Russ.).
8. Pomekhoustoychivye algoritmy po obrabotke dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin. URL: https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-metodicheskoe-ukazanie-kvd_0.pdf (accessed: 25.02.2025). (In Russ.).

About the author

E. S. Shvets – Senior Lecturer;
elena777angel@mail.ru