

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БЕЗПРОПАНТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКОЙ ЖИДКОСТИ (НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОЙ АФРИКИ)

С.Н. Попов, Е.И. Метляев
ИПНГ РАН, e-mail: popov@ipng.ru, ei_metl@mail.ru

Технология безпропантного гидроразрыва пласта (ГРП) не получила широкого применения среди методов увеличения приемистости или продуктивности скважин, несмотря на имеющийся положительный опыт в мировой практике [1, 2]. Чаще всего при проведении данного геолого-технического мероприятия (ГТМ) производится циклическая закачка больших объемов (более 1000 м³) жидкости при максимальном темпе ее нагнетания, поэтому для создания трещины ГРП требуются насосные агрегаты высокого давления. В результате жидкость гидроразрыва образует трещину и изменяет поле распределения температуры в пласте. После остановки насосов происходит закрытие трещины и повышение температуры. Продолжительность ожидания закрытия трещины может варьироваться от нескольких минут до нескольких часов, в зависимости от эффективности рабочей жидкости. Анализ закрытия трещины выполняется по общепринятым зависимостям (например, с помощью G-функции). Затем цикл повторяется. Оптимизация подбора количества циклов, так же как типа жидкости и ее объема, производится опытным путем исходя из экономических затрат и результатов работ.

В рамках данной статьи рассмотрена эффективность производства безпропантного ГРП в нагнетательных скважинах на примере одного из нефтяных месторождений Северной Африки. Ниже приведена краткая геологическая и стратиграфическая характеристика месторождения и продуктивного объекта, а также информация по его разработке (рис. 1).

Структура месторождения – комплексная, ограниченная на востоке разломом с вертикальным смещением более 200 метров. Месторождение в целом характеризуется наличием локальных разломов, которые параллельны основному нарушению, что разделяет структуру на несколько участков.

Общая мощность пласта составляет около 80–100 метров, представляет собой терригенные залежи чередующихся однородных и заглинизированных песчаников. Пласт – неоднородный, со множеством пропластков, с разными ФЕС. Средние и верхние

участки вмещают заполненные каналы и поймы высохших рек, особенно хорошо развитые в верхнем участке. Нижний интервал (30–50 м) состоит из песчаников с пористостью приблизительно 14%. Средний и верхний интервалы мощностью 30–50 м относятся к трансгрессивному залеганию, представлены речными отложениями с пористостью 15%. В среднем интервале залегает 39% начальных геологических запасов углеводорода, в верхнем – 43%.

На рис. 1 представлены основные сейсмические горизонты мезозойской эры. Добыча на месторождении ведется из нижнего отдела триасовой системы. Над триасовой системой залегают лейасовые соли юрского периода, а ниже – герцинское несогласное залегание каменноугольного периода палеозойской эры.

Основной продуктивный пласт ТАГИ (см. рис. 1) – глинистый песчаник верхнего триаса трансгрессивного образования. Он представлен речными, аэрогенными и озерными осадками. Иногда встречаются промежуточные дельтовые отложения. Пласт ТАГИ разделен на три части: верхний, средний и нижний.

В табл. 1 приведены средние характеристики по исследуемому продуктивному объекту.

Таблица 1

Средние характеристики пласта ТАГИ

№ п/п	Параметр, единицы измерения	Значение
1	Проницаемость, мД	94,3
2	Пористость, %	13
3	Глубина залегания, м	3075
4	Эффективная мощность, м	19,4
5	Давление насыщение нефти газом, МПа	21,7
6	Начальное пластовое давление, МПа	35,5
7	Пластовая температура, °С	92
8	Вязкость, мПа·с	0,32
9	Давление смешиваемости, МПа	28,0
10	Начальный объемный фактор, д.е.	1,6
11	Начальное отношение газ/нефть, м ³ /м ³	207
12	Плотность нефти по стандартам API	42

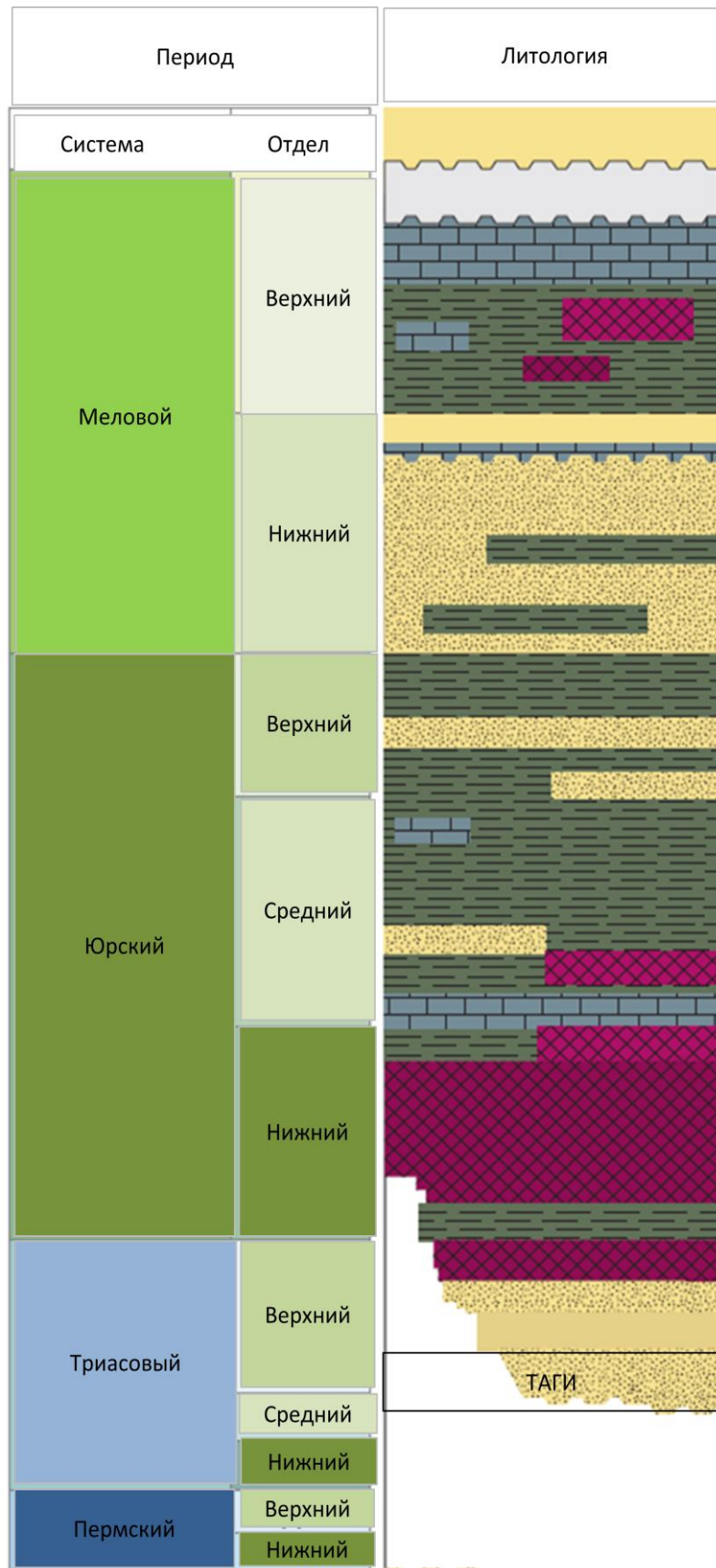


Рис. 1. Геологический разрез исследуемого месторождения

Предварительный план разработки месторождения включал закачку газа и воды в пласт: попутный газ должен был закачиваться в купол структуры, но основное давление создаваться водой, которая нагнетается в периферийную зону. Так же подразумевалось увеличение закачки растворенного газа по мере истощения месторождения, что позволит увеличить извлечение углеводородов, однако требует привлечения внешних источников со значительными объемами газа.

Разобщенность и неоднородность пластов была подтверждена интерпретацией 3D-сейсмических данных и обнаружением нескольких водонефтяных контактов (ВНК). Также было проведено несколько испытаний скважин на предмет определения радиуса дренирования и интерференции скважин. Эти два исследования оказали существенное влияние на уровень добычи углеводородов, что в свою очередь, вызвало необходимость пересмотра плана разработки и производить закачку газа по всему контуру месторождения, в том числе и в купол структуры. Для эффективного использования газа было принято решение о его нагнетании не в чистом виде, а в виде водогазовой смеси.

Для достижения заданного уровня нагнетания водогазовой смеси в скважины апробировалась технология безпропантного гидроразрыва пласта как низкочатратная альтернатива для интенсификации работы скважин, находящихся в системе поддержания пластового давления (ППД).

При нагнетании воды в пласт гидродинамические исследования на скважинах показывают мгновенное ухудшение свойств призабойной зоны и снижение приемистости скважин с увеличением содержания примесей в воде и их отложением на перфорации и поверхности породы. В тоже время есть мнение, что безпропантные ГРП дают положительный результат, вызванный тем, что жидкость, закачанная под высоким давлением при высоком расходе, «пробивает» поврежденную зону и прочищает перфорационные каналы. Такое предположение подтверждается снижением величины потерь давления от трения [2]. В работе зарубежных специалистов [2] отмечается, что при каждом из четырех циклов интенсивной закачки жидкости гидроразрыва потери давления от трения весьма существенно снижались.

Дополнительным фактором, обеспечивающим успешность проведения безпропантного ГРП, является разница температур пласта и нагнетаемой жидкости. При существенной разнице данных характеристик могут возникать системы трещин, вызванные температурными деформациями.

Следует отметить, что безпропантный ГРП эффективен, прежде всего, именно для нагнетательных скважин, так как если после проведения данного ГТМ производить закачку воды и уменьшить забойное давление ниже давления гидроразрыва, часть трещин все равно останется в раскрытом состоянии.

Непосредственно при производстве операции безпропантного ГРП фиксировался ряд динамических характеристик (рис. 2): устьевое и забойное давление, расход жидкости. При предварительном моделировании трещин ГРП определялись механические характеристики пород пласта и распределения в нем горизонтальных напряжений, так как эти параметры являются определяющими при производстве данной операции [3–8]. Как видно из рис. 2, на каждой из скважин производились пять циклов интенсивной закачки жидкости гидроразрыва.

Для одной из скважин в первый период времени жидкость закачивалась со ступенчатым расходом для определения давления гидроразрыва, в дальнейшем расход жидкости поддерживался примерно одинаковым.

В табл. 2 представлены некоторые из основных параметров, полученных при производстве операции безпропантного ГРП в нагнетательных скважинах на исследуемом продуктивном объекте.

На основе параметров, приведенных в табл. 2, производился анализ и обработка результатов проведения операции безпропантного ГРП. Между данными параметрами находилась наилучшая корреляционная зависимость с целью определения, какие из них имеют наибольшее влияние на эффективность создания трещины гидроразрыва. Следует отметить, что в целом операция безпропантного ГРП на исследуемом продуктивном объекте показала весьма высокую эффективность: так, в среднем, приемистость скважин увеличилась с $977,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $2535,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ или в 23,2 раза, а коэффициент приемистости – с $46,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$ до $257 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$ или в 31,3 раза. Также при анализе использовались соотношения данных характеристик до и после проведения операции безпропантного ГРП:

После анализа всех возможных корреляционных соотношений были получены четыре наиболее тесных зависимости, которые приведены на рис. 3. Наиболее наглядно эффективность производства операции безпропантного ГРП может быть показана при сопоставлении приемистости и коэффициентов приемистости нагнетательных скважин до и после проведения данного ГТМ:

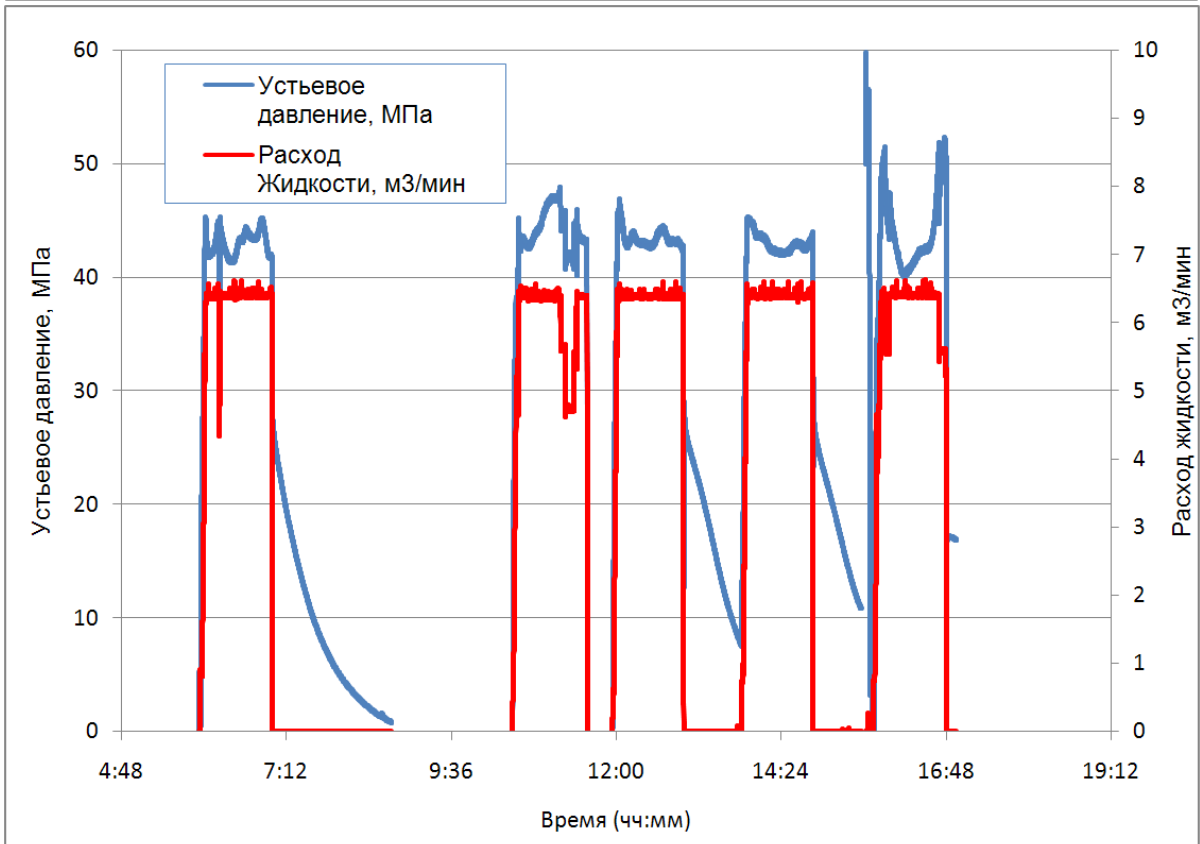
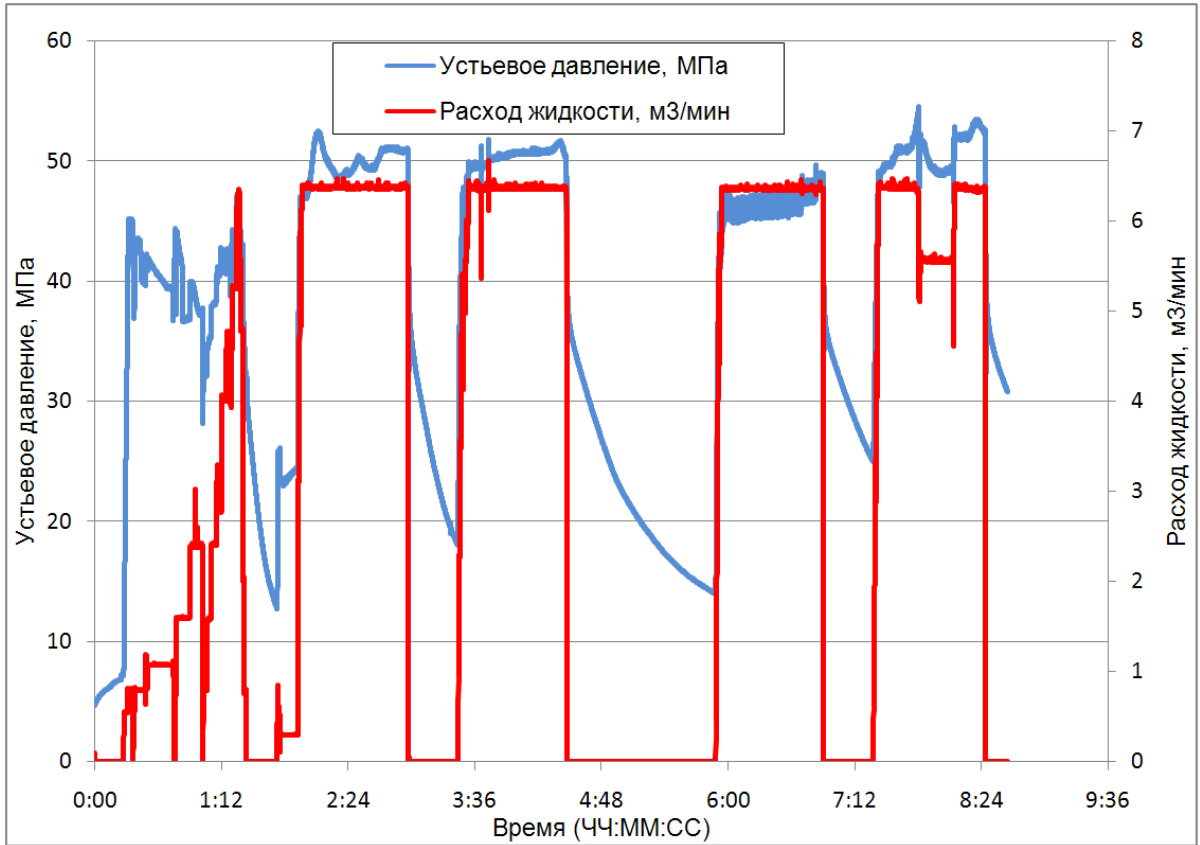


Рис. 2. Динамика устьевого давления и расхода жидкости при проведении безпропантного ГРП для некоторых скважин исследуемого месторождения

Таблица 2

Некоторые основные параметры пласта и характеристики, полученные при производстве операций безпропантных ГРП в нагнетательных скважинах и используемые при анализе эффективности данной операции

№ скв.	Параметры пласта						Параметры скважин							
	K_{np} , мД	K_n , %	H , м	$h_{эфф}$, м	$h_{перф}$, м	$P_{пл}$, МПа	$P_{з1}$, МПа	Q_1 , м ³ /сут	$K_{прием1}$, м ³ /сут/МПа	$P_{з2}$, МПа	Q_2 , м ³ /сут	$K_{прием2}$, м ³ сут/МПа	k_1 , д.е.	k_2 , д.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	28,8	14	3 405	6	3 289	34	25,5	1830	214,9	25,5	3205	374,8	1,75	1,75
2	347,5	15	3 450	33	3 223	35	14,8	1600	79,9	11,8	1670	72,5	1,04	0,91
3	30	16	3 447	6	3 278	29	49,9	2289	111,1	49,9	9157	444,3	4,0	4,0
4	86,7	11	3 449	16,5	3 255	21	26,5	10	1,82	18,2	600	207,0	60,0	113,91
5	409,5	12	3 367	10	3 153	37	25,4	75	6,6	24,7	3108	258,7	41,4	39,03
6	409,5	15	3 327	18	3 180	37	25,5	60	5,4	24,3	1863	152,4	31,05	28,00
<i>ср. зн.</i>	<i>173,2</i>	<i>12,1</i>	<i>3420,2</i>	<i>13,7</i>	<i>3242</i>	<i>31,3</i>	<i>27,1</i>	<i>977,3</i>	<i>46,5</i>	<i>25,5</i>	<i>3267,2</i>	<i>257,0</i>	<i>23,2</i>	<i>31,3</i>

Обозначения, используемые в таблице: K_{np} – средняя проницаемость пласта; K_n – средняя пористость пласта; H – средняя глубина залегания пласта; $h_{эфф}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина; $h_{перф}$ – средняя глубина интервала перфорации; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{з1}$, $P_{з2}$ – забойное давление нагнетания до и после проведения операции ГРП, соответственно; Q_1 , Q_2 – приемистость скважины до и после проведения операции безпропантного ГРП, соответственно; $K_{прием1}$, $K_{прием2}$ – коэффициент приемистости скважины до и после проведения операции безпропантного ГРП, соответственно; k_1 – отношение приемистости нагнетательной скважины до и после проведения операции безпропантного ГРП; k_2 – отношение коэффициента приемистости нагнетательной скважины до и после проведения операции безпропантного ГРП.

$$k_1 = Q_2 / Q_1, \quad (1)$$

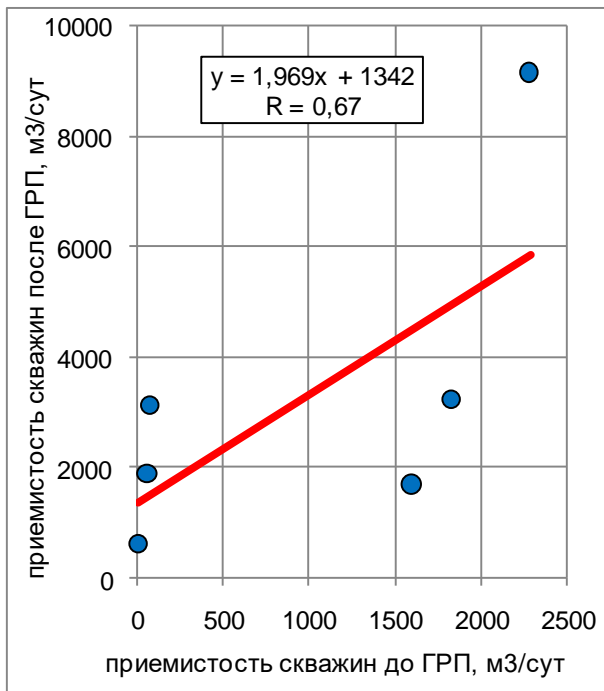
$$k_2 = K_{\text{прием}2} / K_{\text{прием}1}, \quad (2)$$

Как видно из рис. 3, а, зависимость приемистости скважин до и после проведения ГРП достаточно близко описывается линейной функцией. График показывает, что максимальное увеличение приемистости характерно для скважин с первоначально низким показателем данной величины. Аналогичный вывод можно сделать и из рис. 3, б, который отражает относительное увеличение приемистости скважин в зависимости от приемистости скважин до ГРП. Зависимость наиболее точно аппроксимируется степенной функцией. На данном графике четко прослеживается закономерность, которая говорит о том, что операция проведения безпропантного ГРП наиболее эффективна для скважин с изначально низкой приемистостью. При этом для скважин с начальной приемистостью в несколько десятков м³/сут увеличение данной характеристики составило от 31 до 60 раз.

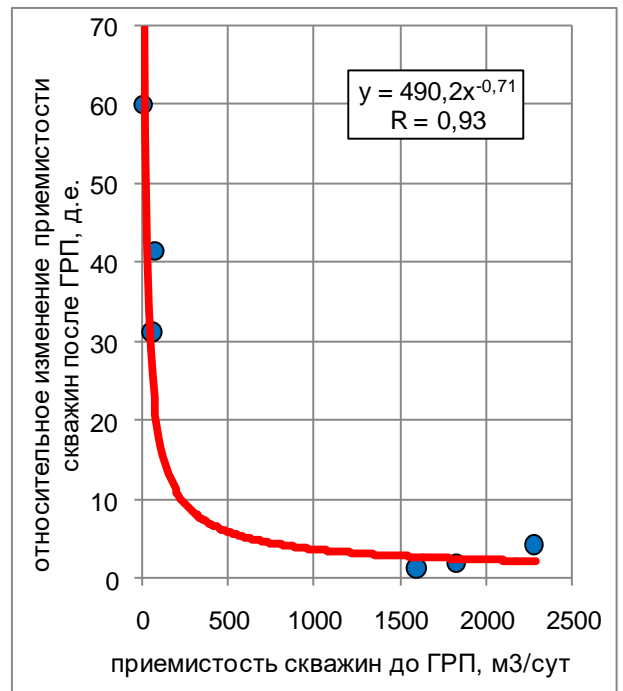
Для наиболее достоверного сопоставления эффективности воздействия безпропантного ГРП следует сравнивать коэффициенты приемистости скважин, то есть приемистость, соотнесенную к репрессии на скважине. Анализ данной характеристики также показал высокую эффективность применения операции безпропантного ГРП (см. рис. 3, в, г). Как и для приемистости скважин, зависимость коэффициента приемистости до и после проведения ГРП описывается линейной зависимостью, однако в данном случае коэффициент корреляции несколько меньше. Рис. 3, г также подтверждает вывод о том, что наибольшее увеличение коэффициента приемистости скважин характерно для скважин с первоначально низким коэффициентом приемистости.

Выводы

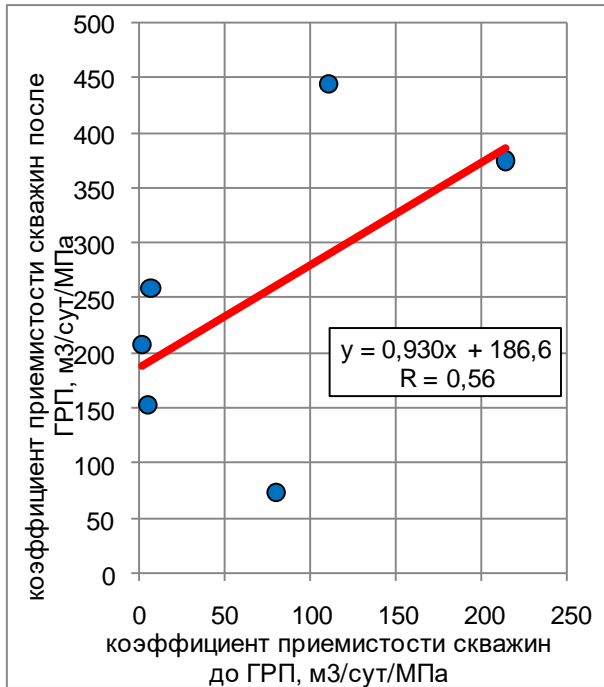
1. В рамках статьи были проанализированы основные параметры, полученные при производстве безпропантного ГРП в нагнетательных скважинах на одном из нефтяных месторождений Северной Африки.
2. Показана высокая эффективность проведения данного ГТМ на исследуемом продуктивном объекте – среднее увеличение приемистости после безпропантного ГРП составило около 23,2 раза, коэффициента приемистости – 31,3 раза.
3. Авторами были получены корреляционные соотношения, которые показали, что наибольший эффект от производства безпропантного ГРП наблюдается для скважин с первоначально низкой приемистостью.



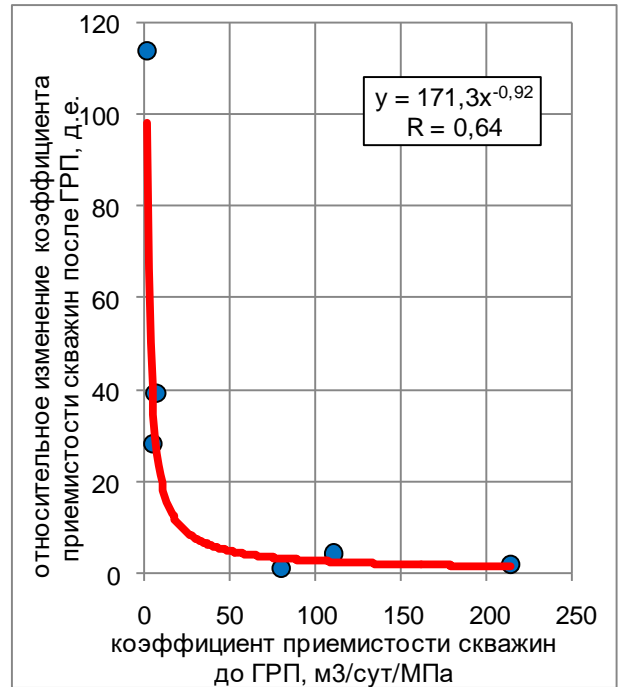
а)



б)



в)



г)

Рис. 3. Корреляционные зависимости, полученные в результате обработки данных по производству безпропантного ГРП

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазоносных осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», №АААА-А16-116022510269-5).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Economides M.J.* Reservoir stimulation. John Wiley & Sons, 2000. 808 p.
2. *Palisch T.T., Griffin L.G., Weng X.* Proppantless fracture stimulations in injection wells – a case history // Paper SPE 35697 prepared for presentation at the SPE Western Regional Meeting. Anchorage, Alaska, 22–24 May 1996. 11 p.
3. *Попов С.Н., Метляев Е.И.* Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах (на примере одного из месторождений Северной Африки) // Нефтегазопромысловое дело. 2017. № 8. С. 33–38.
4. *Zoback M.* Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 2007. 505 p.
5. *Попов С.Н., Кошелев А.В., Жариков М.Г.* Определение поля напряжений в ачимовских отложениях Уренгойского НГКМ на основе анализа и обработки результатов проведения ГРП // Газовая промышленность. 2013. СВ № 3/696. С. 82–86.
6. *Кошелев А.В., Жариков М.Г., Попов С.Н.* Определение напряженного состояния ачимовских отложений Уренгойского НГКМ на основе анализа и обработки результатов проведения ГРП // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сб. науч. тр. М.: Недра, 2013. С. 186–196.
7. *Попов С.Н., Зарипов Р.Ш., Паришуков А.В.* Изменение физико-механических свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений в зависимости от пористости // Газовая промышленность. 2013. № 8. С. 45–47.
8. *Попов С.Н.* Вариации прочностных свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений в зависимости от пористости // Нефтепромысловое дело. 2014. № 12. С. 38–42.