

УДК 622.276

Применение многостадийного гидроразрыва пласта при разработке ачимовских отложений Уренгойского месторождения

Е. В. Паникаровский*, В. В. Паникаровский, М. М. Мансурова, М. В. Листак

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Аннотация. Разработка глубокозалегающих ачимовских залежей позволяет извлекать дополнительные объемы газа и газового конденсата на месторождениях с падающей добычей, а также реализовывать стратегии по внедрению новых методов увеличения добычи нефти, газа и конденсата. Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений требует применения новых методов интенсификации добычи. Основным методом повышения продуктивности ачимовских скважин является гидроразрыв пласта (ГРП). Выбор технологии ГРП для низкопроницаемых ачимовских отложений особенно важен для создания трещин ГРП большого размера и высокой проницаемости, а также сохранения фильтрационных характеристик пород-коллекторов. Многостадийный гидроразрыв пласта является наиболее эффективным методом интенсификации добычи газа и газоконденсата при разработке ачимовских залежей.

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта; субгоризонтальная скважина; хвостовик; пакер; ачимовские отложения; гидродинамические исследования; порода-коллектор

Application of multi-stage hydraulic fracturing in the development of Achimov sediments at the Urengoy oil and gas condensate field

Evgeny V. Panikarovskii*, Valentin V. Panikarovskii, Mashkhura M. Mansurova, Marina V. Listak

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Abstract. The development of deep-lying Achimov deposits makes it possible to extract additional volumes of gas and gas condensate in the fields with decreasing production, as well as implement strategies to introduce new methods to increase oil, gas and condensate production. The decrease in well productivity during the development of gas condensate fields requires the use of new methods of intensification of production. The main method for increasing the productivity of Achimov wells is hydraulic fracturing. The choice of hydraulic fracturing technology for low-permeability Achimov deposits is especially important for creating large hydraulic fractures and high permeability, as well as maintaining the filtration characteristics of reservoir rocks. Multi-stage hydraulic fracturing is the most effective method of intensifying gas and gas condensate production in the development of the Achimov deposits.

Key words: multi-stage hydraulic fracturing; subhorizontal well; liner; packer; Achimov deposits; hydrodynamic studies; reservoir rock

Введение

Одним из основных способов поддержания рентабельных уровней добычи нефти и газа является разработка новых технологий интенсификации притоков пластовых флюидов и заканчивания скважин [1].

Для проведения успешной интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири из низкопроницаемых пород-коллекторов применяется технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), который проводят при заканчивании горизонтальных и наклонно направленных скважин. На практике применяют два типа МГРП, первый тип гидроразрыва пласта (ГРП) проводится с использованием технологии спуска пакерных компоновок [2–6].

При использовании первой технологии проведения ГРП в скважину проводят спуск специального устройства, которое проводит многократный разрыв пласта в горизонтальной, зацементированной части колонны, что приводит к притоку углеводородов из продуктивного пласта.

При применении второго способа ГРП в горизонтальный участок ствола скважины проводят спуск компоновки, оснащенной разрывными муфтами и заколонными пакерами для разделения интервалов проведения ГРП (рис. 1).

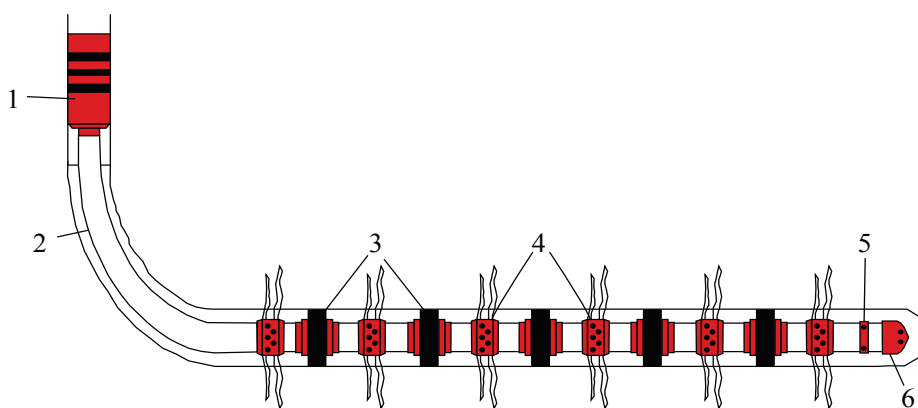


Рис. 1. Компоновка для проведения ГРП с разрывными муфтами и заколонными пакерами: 1 — подвеска хвостовика; 2 — обсадная колонна; 3 — заколонный пакер; 4 — разрывная муфта ГРП; 5 — обратный клапан; 6 — башмак

При проведении закачивания жидкости ГРП в нее вводят растворимые шары определенного диаметра (начиная с минимального), которые при посадке в седла разрывных муфт проводят их открытие для сообщения с продуктивным пластом и далее проводят ГРП.

После проведения первой стадии ГРП в жидкость вводят растворимый шар наименьшего диаметра для активации следующей разрывной муфты напротив следующего интервала проведения ГРП. В результате многократного спуска шаров различного диаметра активируются все разрывные муфты, и обеспечивается проведение запланированного МГРП в горизонтальном участке скважины [2, 5–8].

В Западной Сибири применяются технологии проведения МГРП, состоящие от трех до семи стадий, в результате чего создаются системы трещин для увеличения притоков углеводородов.

Объект и методы исследования

В результате проведения разработки глубокозалегающих ачимовских отложений можно провести извлечение дополнительных объемов углеводородов на газовых месторождениях в период падающей добычи, а также реализовать стратегии по внедрению новых методов увеличения добычи нефти, газа и конденсата [9, 10]. На Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении нефтегазоносность продуктивных пластов определяется от сеноманских до нижнеюрских отложений. В ачимовской толще в неокомских отложениях по краям находятся нефтяные оторочки.

Ачимовские пласты, по данным геолого-разведочных работ, имеют линзовидно-прерывистое распространение. Образовались эти пласты в условиях лавинной седиментации и представляют собой фондоморфные части валланжинских клиноформных комплексов [11–13].

Нефтегазоносный пласт Ач₆ развит на Восточно-Уренгойской, Северо-Есетинской, Есетинской и Ево-Яхинской площадях, пласт Ач₅ — на Есетинской, Восточно-Уренгойской, Самбургской, Северо-Самбургской площадях, пласт Ач₃₋₄ распространен на Самбургской и Северо-Самбургской площадях, пласт Ач₁₋₂ — на Табьяхинской и Хадуттейской площадях.

Продуктивные пласты Ач₃₋₄, Ач₅ характеризуются наибольшими размерами и высокой продуктивностью. Средние дебиты газоконденсата на различных режимах во многих скважинах изменяются от 300 до 400 тыс. м³/сут. Ачимовские отложения являются одним из наиболее сложнопостроенных объектов геологического разреза. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) ачимовских пород-коллекторов очень низкие, проницаемость составляет от $1,0 \cdot 10^{-3}$ до $10,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², открытая пористость изменяется от 0,16 до 0,20 д.ед., присутствует трещинный и порово-трещинный типы коллектора [12].

Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются нижневаланжинскими глинами и аргиллитами значительной толщины, которая колеблется от 150 до 300 м. Разработка ачимовских газоконденсатных залежей Уренгойского нефтегазоносного региона началась с 2013 года, и первоочередными объектами разработки стали газоконденсатные залежи пластов Ач₃₋₄ и Ач₅. Залежи пластов Ач₁, Ач₂ и Ач₆ из-за недостаточной изученности являются второстепенными объектами эксплуатации и будут осваиваться на более поздних стадиях разработки ачимовской толщи.

В пределах Уренгойского месторождения в разрезе ачимовских отложений выделены четыре нефтегазоконденсатных объекта: первый объект — это группа пластов Ач₁ и Ач₂, второй объект — пласт Ач₃₋₄, третий объект — пласт Ач₅, четвертый объект — пласт Ач₆ [10].

Для вовлечения в разработку ачимовских залежей Уренгойского месторождения рекомендуется бурение скважин трех типов: вертикальные скважины, скважины с S-образным профилем и субгоризонтальные скважины.

Для скважин с S-образным профилем глубина по стволу составляет 4 194 м, с субгоризонтальным профилем — 4 517 м.

Пластовые давления в пластах БУ₁₀–БУ₁₆ не совместимы с условиями одновременного вскрытия с пластами ачимовской толщи, так как коэффициент аномальности в ачимовских пластах достигает 1,66, а у вышележащих пластов не превышает 1,15, что требует проведение спуска хвостовика в интервалах от 3 490 до 3 770 м и от 3 904 до 4 194 м. Для субгоризонтальных скважин хвостовик спускается в интервалы от 3 430 до 3 740 м и от 3 782 до 4 517 м. Спуск хвостовик проводится для изоляции и проведения освоения продуктивных пластов. Для подвески колонны насосно-компрессорных труб и гермети-

зации заколонного пространства в голове хвостовика проводят установку подвесного устройства с пакерами. Крепление хвостовика тампонажным раствором проводится в скважинах вертикальных и с S-образным профилем по всей длине. В субгоризонтальных скважинах хвостовик цементируется от кровли продуктивного пласта до подвески хвостовика.

Для перекрытия пластов неокомских отложений (БУ) и переходной неустойчивой зоны с коэффициентом аномальности до 1,15 проводят спуск эксплуатационной колонны.

Исходя из вышеизложенных условий, принимают глубину спуска колонны до 3 580 м по вертикали, для S-образных скважин — 4 004 м по стволу скважины, для субгоризонтальных скважин — до 3 530 м по вертикали и 3 937 м по стволу скважины (рис. 2, 3) [14].

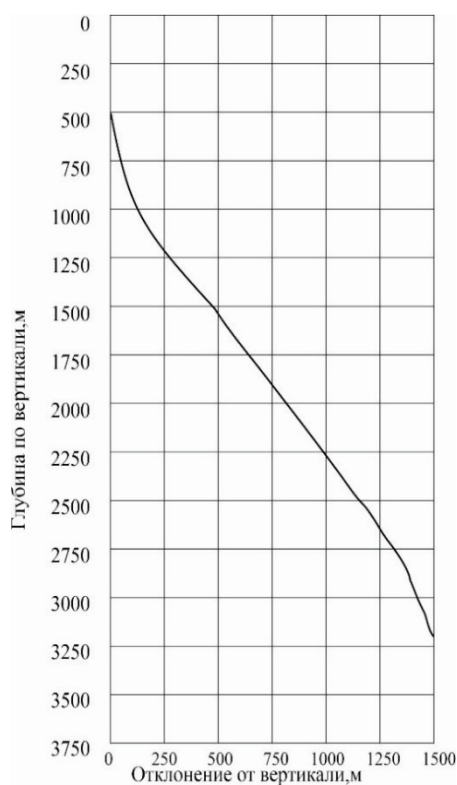


Рис. 2. Профиль эксплуатационной S-образной скважины

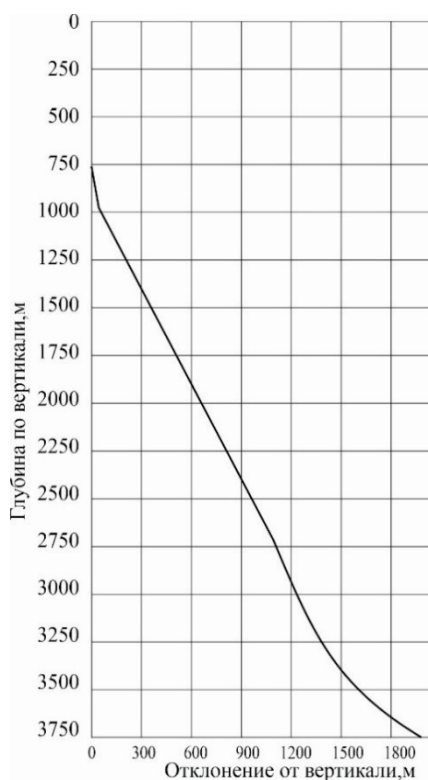


Рис. 3. Профиль эксплуатационной субгоризонтальной скважины

В интервале сеноманских отложений на глубине от 1 400 до 2 200 м возможны поглощения бурового раствора в процессе бурения скважины, для их предупреждения и ликвидации проводят их перекрытие спуском промежуточной колонны, при этом оставляют возможность проведения геофизических исследований (ГИС).

С учетом распределения эффективных газонасыщенных толщин в пределах ачимовских залежей расстояние между забоями эксплуатационных скважин на эксплуатационных участках составляет от 1 200 до 1 700 м.

Результаты и обсуждение

Разработка глубокозалегающих ачимовских отложений позволяет добывать дополнительные объемы газа и конденсата на месторождениях, вступивших в стадию падающей добычи. Ачимовские отложения можно отнести к трудноизвлекаемым запасам, и для успешной их разработки следует использовать метод интенсификации притока углеводородов с помощью проведения ГРП, обеспечивающий эффективный процесс извлечения углеводородов из низкопроницаемого коллектора.

Эффективность ГРП существенно возрастает при применении этого метода в качестве основного элемента разработки месторождения по сравнению с единичными случаями его использования на отдельных скважинах. При этом учет размера и ориентации трещин разрыва пласта становится необходимым элементом проектирования систем разработки нефтяных и газовых месторождений. Успешное проведение ГРП определяется степенью оптимальности программы проведения ГРП, которая зависит от достоверности и полноты параметров, заложенных в программу проведения работ [10].

Базой для проектирования процесса ГРП являются геологические, геофизические исследования, сведения о конструкции скважин и особенностях их работы. Эффект от проведения мероприятий ГРП достигается за счет увеличения гидродинамической связи между скважиной и пластом, определяющей продуктивность скважины, а установление продуктивной характеристики до и после проведения ГРП является наиболее точной оценкой эффекта его проведения. Расчеты процесса ГРП показали, что гидроразрыв пласта в значительной мере изменяет направление фильтрационных потоков газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта и, соответственно, характер накопления ретроградного конденсата в этой зоне пласта.

Максимальная насыщенность конденсатом отмечается в трещине ГРП и прилегающей к ней зоне. Насыщенность ретроградным конденсатом в этой зоне зависит от соотношения проводимостей пласта и трещины разрыва для различных фаз. Значительную роль в этом случае играют фазовые проницаемости пород-коллекторов и трещины ГРП, определяющие как критические значения насыщенности фаз, так и темпы изменения фазовой проницаемости газа и конденсата при изменении их насыщенности. В зависимости от вида принятых в расчетах фазовых проницаемостей пород и трещины эффективность гидроразрыва газоконденсатных пластов может быть выше или ниже эффективности этого процесса в газовых пластах. Если при одних и тех же значениях насыщенности относительные фазовые проницаемости трещины ГРП выше средних по пласту, то кратность увеличения дебита газоконденсатных скважин выше, чем у газовых скважин. В случае с более ухудшенными относительными фазовыми проницаемостями трещины ГРП отмечается меньшая эффективность ГРП по сравнению с газовыми пластами [3, 6].

Гидродинамические исследования (ГДИ), проведенные в отдельных скважинах Уренгойского месторождения, которые вскрыли пласты $A_{ч3-4}$ и $A_{ч5}$, позволили установить зависимость их дебита от типа вскрытия, заканчивания скважин и способа интенсификации притока (таблица).

По данным ГДИ, средний дебит скважин с субгоризонтальным вскрытием после проведения в них МГРП составляет 1346 тыс. $m^3/сут$, в остальных субгоризонтальных скважинах, где проведен одностадийный ГРП, средний дебит не превышает 850 тыс. $m^3/сут$. В скважинах с вертикальным вскрытием и ГРП средний дебит не превышает 751 тыс. $m^3/сут$, а скважины с горизонтальным вскрытием без ГРП имеют средний дебит 950 тыс. $m^3/сут$.

Средние параметры работы скважин с различным типом вскрытия

Тип вскрытия	Тип ГРП	Количество скважин	Средний дебит скважин, тыс. м ³ /сут	Средняя депрессия на пласт, МПа	Средняя продуктивность, тыс. м ³ /сут/МПа ²	Средний конденсатогазовый фактор, г/м ³
Вертикальный	Без ГРП	2	257	9,0	0,3	458
Вертикальный	ГРП	31	751	11,0	0,8	395
Горизонтальный	Без ГРП	1	950	13,0	0,8	356
Субгоризонтальный	Без ГРП	14	759	11,0	0,7	361
Субгоризонтальный	ГРП	1	850	12,0	0,6	400
Субгоризонтальный	МГРП	6	1346	5,0	2,7	396

Согласно графику, приведенному на рисунке 4, можно отметить, что самая высокая депрессия на пласт наблюдается при эксплуатации скважин с горизонтальным типом вскрытия после проведения МГРП, которые имеют более высокую продуктивность, чем все остальные скважины.

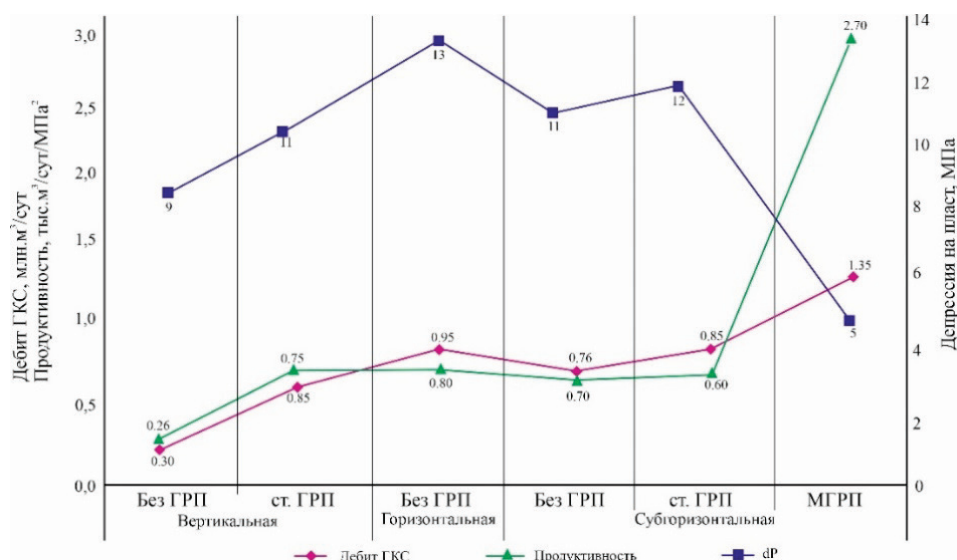


Рис. 4. Средний дебит работы скважин с различным типом вскрытия

В действующем фонде эксплуатационных скважин, пробуренных на ачимовские отложения, были проведены более 62 операций по гидроразрыву пласта, из них в пласте Ач₃₋₄ — 9 ГРП, и более 50 ГРП выполнены в пласте Ач₅. Свыше половины всех процессов ГРП проведены по технологии большеобъемного ГРП, а 24 процесса ГРП — по технологии HiWay. Для формирования внутренней структуры трещин использовались проппанты: BorProp 20/40, Fores 20/40, а для закрепления трещин в призабойной зоне с целью предупреждения обратного выноса проппанта применялись проппанты: ForesRCP 16/20 и ForesRCP 20/40 (рис. 5).

Суммарное количество закаченной смеси в продуктивные пласты по операциям составляет 44,8 тыс. м³, масса закаченного проппанта в трещины ГРП — 12,35 тыс. т (рис. 6).

На основании гидродинамических исследований скважин проводилась оценка эффективности ГРП, и было установлено, что почти во всех скважинах достигнуты или превышены ожидаемые дебиты газоконденсата. По результатам ГИС, проведенных после ГРП, отмечается, что основные газоотдающие интервалы приурочены к кровле продуктивных пластов (см. рис. 6).

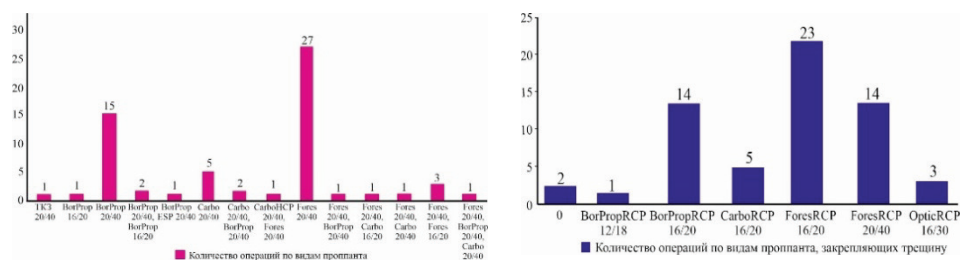


Рис. 5. Распределение количества операций с разными видами проппанта

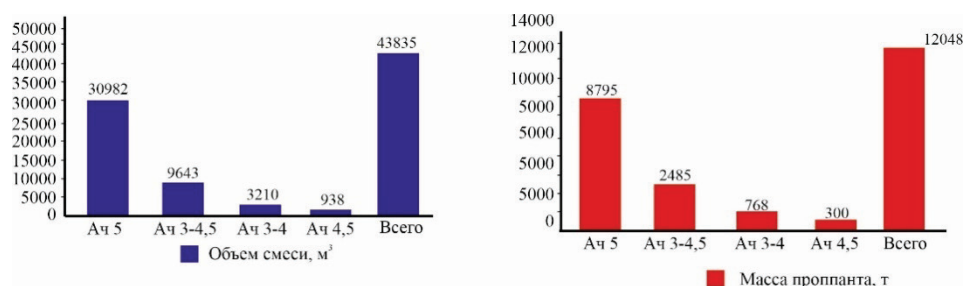


Рис. 6. Распределение массы проппанта, закаченного в трещины ГРП

На эксплуатационных ачимовских скважинах процессы ГРП проводились по двум технологиям: большеобъемный ГРП, где масса закаченного проппанта достигала 300 т, и технология HiWay, где масса проппанта превышала 200 т¹.

Технология HiWay предназначена для создания трещин высокой проводимости при значительно меньшей массе проппанта, чем при проведении большеобъемного ГРП. На рисунке 7 представлено сопоставление масс проппанта, закаченного в трещины ГРП по двум технологиям.

Из рисунка 7 видно, что в скважины, освоенные по технологии HiWay, закачивалось на 38,5 % проппанта меньше, чем по технологии большеобъемного ГРП.

При сопоставлении размеров полудлины трещин по результатам планирования ГРП можно отметить, что отклонение размеров полудлины трещин в большую величину происходит у технологии HiWay (рис. 8).

¹ «Шлюмберге» (Schlumberger): сайт компании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.ru/>.

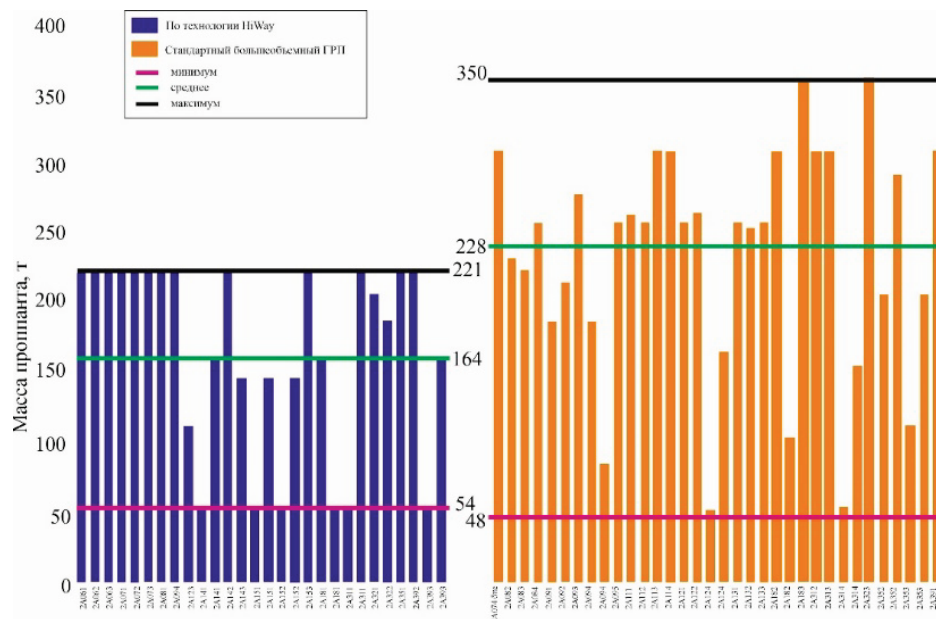


Рис. 7. Сопоставление массы пропанга по технологии HiWay и технологии большеобъемного ГРП

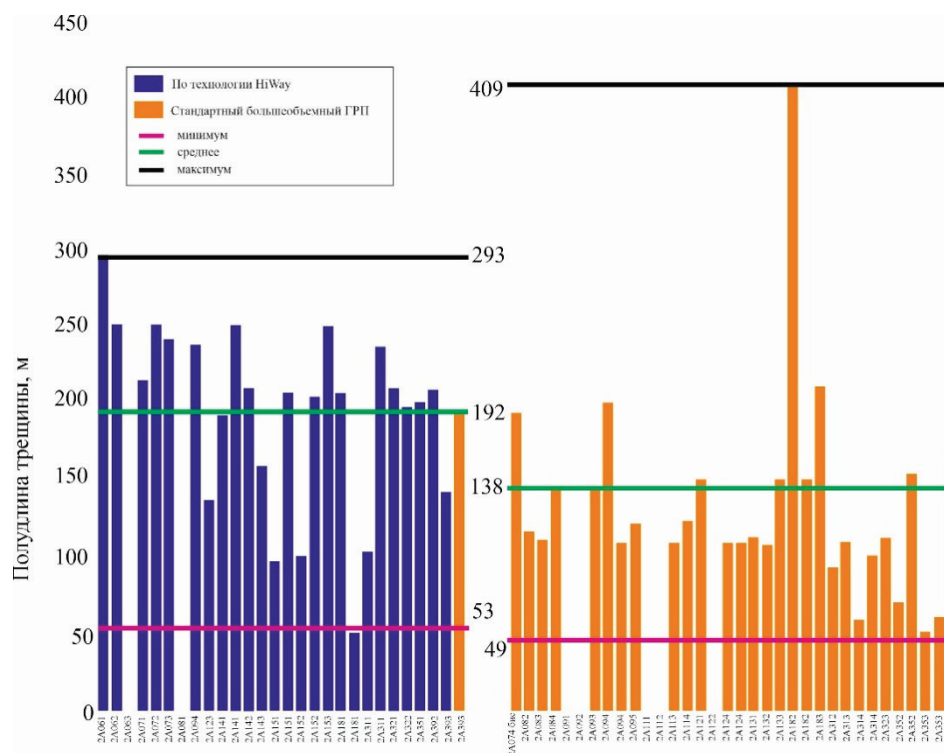


Рис. 8. Сопоставление полудлины трещины ГРП по технологии HiWay и технологии большеобъемного ГРП

Кроме этого, при проведении ГРП для создания трещин используется структурообразующий материал J954, масса которого на один ГРП по технологии HiWay составляет около 125 т, что позволяет значительно снизить массу проппанта для закрепления трещин ГРП по технологии HiWay по сравнению с технологией большеобъемного ГРП.

После проведения данных геолого-технических мероприятий на скважинах ачимовских отложений Уренгойского месторождения наблюдается прирост дебита в 2,5 раза, длительность эффекта ГРП сохраняется в течение трех лет.

Выводы

Анализ продуктивности скважин ачимовских отложений показал, что продуктивная характеристика пластов Ач₅ и Ач₆ значительно ниже, чем у пласта Ач₃₋₄. Это связано с низкими ФЕС пород-коллекторов вышеуказанных пластов. Однако даже при низких показателях ФЕС пласты Ач₅ и Ач₆ являются важнейшими эксплуатационными объектами, поскольку при одинаковых забойных давлениях выход конденсата по ним в два раза превышает конденсатогазовый фактор по пласту Ач₃₋₄ [10, 15].

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений требует применения новых методов интенсификации добычи. Основным методом повышения продуктивности скважин ачимовских отложений является гидроразрыв пласта [16]. Выбор технологии ГРП для низкопроницаемых ачимовских отложений особенно важен в создании больших размеров проницаемых трещин и сохранения фильтрационных характеристик пород-коллекторов, окружающих трещину, что создает благоприятные условия для фильтрации газа и конденсата в призабойную зону скважин.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ 0825-2020-0013, 2020–2022 гг.).

Библиографический список

1. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Клещенко И. И. Перспективы использования физико-химических методов увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 3. – С. 20–25.
2. Испытание технологий гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» / А. Р. Латыпов [и др.]. – Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 5. – С. 58–61.
3. Басарыгин Ю. М., Будников В. Ф., Булатов А. И. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В 6 ч. Ч. 4. Книга 3. Гидроразрыв пласта / Отв. ред. А. И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2004. – 314 с.
4. Басарыгин Ю. М., Будников В. Ф., Булатов А. И. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В 6 ч. Ч. 4. Книга 4. Гидроразрыв пласта / Отв. ред. А. И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2004. – 388 с.
5. Мешков В. М., Шубенок Д. С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 110–114.
6. Ушаков А. С., Стрекалов А. В., Королев М. С. Обоснование показателей гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 5. – С. 64–67.

7. Fracturing Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Wells: Criteria for Decision / M. J. Economides [et al.] // Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference (19–21 October, 2010). – Calgary, Alberta, Canada. – Available at: <https://doi.org/10.2118/137328-MS>
8. Верховцев П. Н., Елесин М. В., Исламгалиев Р. Ф. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН Няганьнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 19–22.
9. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко [и др.]. – М.: Недра, 1997. – 364 с.
10. Вяхирев Р. И., Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра, 2002. – 880 с.
11. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. Вскрытие сложнопостроенных коллекторов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 126 с.
12. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В., Клещенко И. И. Петрофизические исследования пород-коллекторов с целью повышения продуктивности скважин // Обз. Инф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – 100 с.
13. Закиров Н. Н., Клещенко И. И. К вопросу применения геолого-технических мероприятий для стабилизации проектного уровня добычи нефти // Экологические проблемы нефтедобычи — 2018: материалы VII междунар. конф. С элементами научной школы для молодежи (21–23 дек. 2018 г.). – Уфа, 2018. – С. 19–20.
14. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. Строительство субгоризонтальных скважин в ачимовских отложениях // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 101–106. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-101-106
15. Бородин В. Н., Курчиков А. Р., Храмова А. В. Литологическая характеристика пород-коллекторов и физико-химический состав флюидовых систем ачимовской толщи севера Западной Сибири. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 80 с.
16. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В., Сохошко С. К. Применение гидравлического разрыва пласта для повышения нефтеотдачи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 76–80. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-76-80

References

1. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Kleshchenko, I. I. (2006). Perspektivy ispol'zovaniya fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya produktivnosti skvazhin. Oilfield Engineering, (3), pp. 20-25. (In Russian).
2. Latypov, A. R., Khajdar, A. M., Vafin, I. I., & Kuznetsov, A. V. (2009). Testing of horizontal well fracturing technologies at the Rosneft-Purneftegaz oilfield conditions. Oil Industry, (5), pp. 58-61. (In Russian).
3. Basarygin, Yu. M., Budnikov, V. F., & Bulatov, A. I. (2004). Issledovanie faktorov i realizatsiya mer dolgovremennoy ekspluatatsii neftyanykh i gazovykh skvazhin. V 6 chastyakh. Chast' 4. Kniga 3. Gidrorazryv plasta. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 314 p. (In Russian).
4. Basarygin, Yu. M., Budnikov, V. F., & Bulatov, A. I. (2004). Issledovanie faktorov i realizatsiya mer dolgovremennoy ekspluatatsii neftyanykh i gazovykh skvazhin. V 6 chastyakh. Chast' 4. Kniga 4. Gidrorazryv plasta. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 388p. (In Russian).
5. Meshkov, V. M., & Shubenok, D. S. (2008). Estimation of hydrofracturing efficiency in horizontal wells on the basis of thermohydrodynamic researches. Oil Industry, (7), pp. 110-114. (In Russian).
6. Ushakov, A. S., Strekalov, A. V., & Korolev, M. S. (2010). Obosnovanie pokazateley gidrorazryva plasta dlya gorizontallykh skvazhin. Territoriya Neftegaz, (5), pp. 64-67. (In Russian).
7. Economides, M. J., Porcu, M. M., Yang, M., & Martin, A. N. (2010). Fracturing Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Wells: Criteria for Decision. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference (19–21 October). Calgary, Alberta, Canada (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/137328-MS>
8. Verkhovtsev, P. N., Elesin, M. V., & Islamgaliev, R. F. (2014). Opyt provedeniya mnogostadiynogo gidrorazryva plasta v gorizontallykh skvazhinakh ОАО "РН Няганьнефтегаз". Nauchno-tehnicheskii vestnik ОАО "НК "Rosneft", (2), pp. 19-22. (In Russian).
9. Gritsenko, A. I., Podyuk, V. G., Ter-Sarkisov, P. M., & Shandrygin, A. N. (1997). Metody povysheniya produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 364 p. (In Russian).

10. Vyakhirev, R. I., Gritsenko, A. I., & Ter-Sarkisov, R. M. (2002). Development and exploitation of gas fields. Moscow, Nedra Publ., 880 p. (In Russian).
11. Panikarovskii, E. V., & Panikarovskii, V. V. (2012). Vskrytie slozhnopostroyennykh kollektorov. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 126 p. (In Russian).
12. Panikarovskii, V. V., Panikarovskii, E. V., & Kleshchenko, I. I. (2006). Petrofizicheskie issledovaniya porod-kollektorov s tsel'yu povysheniya produktivnosti skvazhin. Obz. Inf. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Moscow, IRTS Gazprom LLC Publ., 100 p. (In Russian).
13. Zakirov, N. N., & Kleshchenko I. I. (2018). K voprosu primeneniya geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy dlya stabilizatsii proektnogo urovnya dobychi nefti. Ekologicheskie problemy nefte dobychi - 2018: materialy VII mezhdunarodnoy konferentsii s elementami nauchnoy shkoly dlya molodezhi (December, 21-23, 2018). Ufa, pp. 19-20. (In Russian).
14. Panikarovskii, V. V., & Panikarovskii, E. V. (2016). Construction of subhorizontal wells in the Achimov deposits. Oil and Gas Studies, (3), pp. 101-106. (In Russian). DOI: 10.31660/04450108-2016-3-101-106
15. Borodkin, V. N., Kurchikov, A. R., & Khramtsova, A. V. (2013). Litologicheskaya kharakteristika porod-kollektrov i fiziko-khimicheskii sostav flyuidovykh sistem achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 80 p. (In Russian).
16. Panikarovskii, V. V., Panikarovskii, E. V., & Sohoshko, S. K. (2015). Use of formation hydraulic fracturing for oil recovery enhancement. Oil and Gas Studies, (4), pp. 76-80. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-76-80

Сведения об авторах

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Мансурова Маишхура Музаффаровна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Листак Марина Валерьевна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Valentin V. Panikarovskii, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Mashkhura M. Mansurova, Assistant at the Department of Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Marina V. Listak, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen