

Автор:

Миронов Сергей Вячеславович

магистрант

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

г. Тюмень, Тюменская область

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
ПО КРАСНОЛЕНИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ**

Аннотация: в последние годы в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Автором статьи отмечено, что гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения коэффициента продуктивности нефтяных и газовых скважин, вскрывающих такие пласти.

Ключевые слова: гидроразрыв, трещинообразование, продуктивная зона.

На Каменной площади (восточная часть) Красноленинского месторождения впервые метод ГРП на добывающем фонде применили в 2000 г. По состоянию на 01.01.2017 г. выполнено 473 скважинно-операции, после которых скважины запущены в эксплуатацию на добычу:

– объект ВК – 419 ГРП (в т. ч. 75 обработок на эксплуатационном фонде, 307 ГРП – на наклонно-направленных скважинах из бурения, 25 ГРП – на горизонтальных скважинах из бурения, 2 ГРП – при зарезке второго ствола, 4 ГРП – при переводе на другой горизонт, 1 ГРП с приобщением нового объекта к ранее эксплуатируемым пластам и 5 ГРП с приобщением нового объекта к ранее эксплуатируемым пластам и спуском установки ОРЭ);

– объект ЮК+ДЮК – 54 ГРП (в т. ч. 19 ГРП – на эксплуатационном фонде, 26 ГРП – на наклонно-направленных скважинах из бурения, 3 ГРП – на горизонтальной скважине из бурения, 3 ГРП – при зарезке второго ствола, 3 ГРП с

приобщением нового объекта к ранее эксплуатируемым пластам и спуском установки ОРЭ).

По состоянию на 01.01.2017 г. дополнительная добыча за счет ГРП на добывающих скважинах месторождения составляет 7974,7 тыс.т или 16,9 тыс.т на одну скважино-операцию, в том числе за счет 94 ГРП на эксплуатационном фонде дополнительно добыто 830,2 тыс. т нефти или 8,8 тыс. т/скв. По объектам дополнительная добыча нефти составила:

Объект ВК – 7716,2 тыс. т нефти или 18,4 тыс. т/скв., в т. ч.

- по эксплуатационным скважинам – 711,7 тыс. т или 9,5 тыс. т/скв.;
- по возвратному фонду – 44,2 тыс. т или 11,1 тыс. т/скв.;
- при приобщении пластов – 0,9 тыс. т;
- при приобщении пластов с ОРЭ – 9,7 тыс. т или 1,9 тыс. т/скв.;
- на фонде из бурения – 6949,7 тыс. т или 20,8 тыс. т/скв.

Объект ЮК+ДЮК – 258,5 тыс. т или 4,8 тыс. т/скв., в т. ч.

- по эксплуатационным скважинам – 118,5 тыс. т или 6,2 тыс. т/скв.;
- при приобщении пластов с ОРЭ – 0,9 тыс. т или 0,3 тыс. т/скв.;
- по фонду из бурения – 139,1 тыс. т или 4,3 тыс. т/скв.

Объект ВК

Разработка объекта ВК восточной части Красноленинского месторождения ведется с 1996 г. Первый ГРП на объекте выполнен в 2002 г., с 2005 г. началось массовое выполнение ГРП при освоении скважин из бурения, что привело к значительному росту количества ГРП в год, так к 2010 г. оно составило 113 скважино-операций. С 2009 г. наблюдается значительное снижение количества операций, так в последние три года их количество изменяется от 6 до 19 операций в год. В этот же период наблюдается снижение добычи нефти за счет ГРП на объекте.

По состоянию на 01.01.2017 г. на объекте ВК выполнено 419 скважино-операции, после которых скважины запущены в работу. На текущий момент гидро-разрывом пласта охвачено 86% скважин добывающего фонда.

В настоящее время за счет ГРП по объекту ВК дополнительно добыто 7716,2 тыс. т нефти или 18,4 тыс. т на одну скважино-операцию, из них:

- по эксплуатационным скважинам – 711,7 тыс. т или 9,5 тыс. т/скв.;
- по возвратному фонду – 44,2 тыс. т или 11,1 тыс. т/скв.;
- при приобщении пластов – 0,9 тыс. т;
- при приобщении пластов с ОРЭ – 9,7 тыс. т или 1,9 тыс. т/скв.;
- на фонде из бурения – 6949,7 тыс. т или 20,8 тыс. т/скв.

Доля дополнительной добычи нефти за счет ГРП на объекте ВК составляет 78% от общего объема накопленной добычи по объекту за всю историю эксплуатации.

ГРП на эксплуатационном фонде

На эксплуатационном фонде объекта ВК Красноленинского месторождения (восточная часть) запущено в работу после ГРП 75 скважин, из них 63 скважины на момент ГРП находились в работе и 12 скважин – в длительном бездействии.

Дополнительная добыча нефти за счет ГРП на пласт ВК на эксплуатационном фонде составила 711,7 тыс. т или 9,5 тыс. т на одну скважино-операцию, в том числе:

- на действующих скважинах – 543,3 тыс. т или 8,6 тыс. т/скв. соответственно;
- на бездействующих скважинах -168,5 тыс. т или 14,0 тыс. т/скв. соответственно.

В первые годы применения метода ГРП (2002–2008 гг.) выполнялись единичные операции на эксплуатационных скважинах, большинство данных скважин на момент ГРП после запуска в добывчу из бурения отработали 2–3 месяца. Как на действующих, так и на бездействующих скважинах, при ГРП в данный период в пласт ВК закачана наименьшая средняя масса проппанта (5,1 и 11,3 т соответственно). В результате данных операций получен максимальный эффект по нефти при наименьшей обводненности: средний начальный прирост дебита нефти составил 13,4 и 15,9 т/сут соответственно, обводненность – 30,9 и 61,8% соответственно. Для скважин действующего фонда с годами прослеживается

тенденция наращивания средней массы проппанта (с 5,1 до 29,8 т) и его максимальной концентрации (с 953 до 1100 кг/м³), а также наблюдается рост среднего темпа закачки жидкости разрыва (с 1,7 до 2,8 м³/мин), все это позволило увеличить длину и проводимость трещин ГРП. При этом со временем ГРП выполняется на скважинах с более худшими фильтрационно-емкостных свойствами пласта ВК (эффективная толщина пласта ВК снижается с 13,3 до 4,1 м, проницаемость – с 79,8 до 5,4 мД, начальная нефтенасыщенность – с 0,62 до 0,53 д.ед.).

В 2009 и 2010 гг. на действующем фонде наблюдается значительное снижение эффективности по нефти по сравнению с начальным периодом (2002–2008 гг.). Так, начальный прирост дебита нефти после ГРП составил 6,3 и 3,9 т/сут соответственно, что почти в 2 и 3 раза соответственно ниже по сравнению с 13,4 т/сут в 2002–2008 гг. Столь значительное снижение в 2010 г., обусловлено тем, что по 3 из 8 скважин эффект по нефти после ГРП не получен, по остальным 5 скважинам средний начальный прирост дебита нефти составил 8,1 т/сут.

В период с 2011 по 2015 гг. происходит снижение количества обработок в год и прослеживается тенденция снижения среднего начального прироста дебита жидкости после ГРП (с 40,2 до 5,4 т/сут), что ведет и к снижению среднего начального прироста дебита нефти (с 11,2 до 2,9 т/сут). В 2016 г., несмотря на низкие ФЕС пласта ВК, наблюдается значительный рост начального прироста дебита жидкости по сравнению с предыдущим годом (в 3 раза до 16,9 т/сут), что привело и к увеличению начального прироста дебита нефти (почти 2 раза до 5,2 т/сут). Таких результатов достигли благодаря применению технологий ГРП, ограничивающих рост трещины ГРП по высоте.

Список литературы

1. Жданов С.А. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин / С.А. Жданов, С.В. Константинов // Нефтяное хозяйство. – 1995.
2. Реутов В.А. Гидравлический разрыв пласта: условия образования трещин, их практическое определение и использование // Итоги науки и техники.

Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНИТИ, 1991. – Т. 23. – С. 73–153.

3. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта: Учеб. пособие для спту / П.М. Усачев. – М.: Недра, 1986. – 165 с.