

УДК 622.276.4

А. М. Шакенов, магистрант,

Л. А. Рахимова, старший преподаватель,

А. А. Рахимов, кандидат технических наук, доцент

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет им. Жангир хана, г. Уральск, РК

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА СКВАЖИНАХ УЗЕНЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация

В статье приводится анализ эффективности метода воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения дебита эксплуатационных скважин. Как метод механического воздействия на призабойную зону пласта гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных и технологичных методов увеличения дебита скважины в процессе эксплуатации.

Ключевые слова: нефть, дебит, воздействие, призабойная зона, гидроразрыв, пласт.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных средств повышения дебитов скважин, поскольку не только интенсифицирует выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях существенно расширяет эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые зоны и прослойки, и, следовательно, позволяет достичь более высокой конечной нефтеотдачи.

Существенное расширение области применения гидравлического разрыва и рост числа операций в течение последнего десятилетия связаны с интенсивным развитием технологий проведения обработок. К новым эффективным методам следует отнести технологию осаждения проппанта на конце трещины или концевое экранирование трещины (TSO), которое позволяет целенаправленно увеличить ее ширину, остановив рост в длину, и тем самым существенно увеличить проводимость (произведение проницаемости и ширины). Для снижения риска попадания трещины в водо- или газоносные горизонты, а также для интенсификации выработки запасов низкопроницаемых слоев применяется технология селективного гидроразрыва. С целью предотвращения выноса проппанта из трещины предлагается технология Prop NET, предусматривающая закачку в пласт одновременно с проппантом гибкого специального стекловолокна, которое, заполняя промежутки между частицами проппанта, обеспечивает максимальную устойчивость проппантной пачки [1].

Для снижения степени остаточного загрязнения трещины разработаны низко-полимерные жидкости разрыва Low Guar и система добавок к деструктору Clean FLOW. Применяется не загрязняющая пласт жидкость ClearFrac, которая не требует деструктора.

В последние годы на месторождении успешно применяются современные технологии повышения нефтеизвлечения, в частности, гидроразрыв пласта. Анализ работы скважин, стимулированных ГРП, показал, что применение данной технологии благоприятно повлияло на добываемые возможности скважин. В результате реализации ГРП по скважинам отмечается пятикратное (в среднем) увеличение дебитов нефти и жидкости.

Производство ГРП является одним из основных способов выработки слабодренированных запасов нефти, сосредоточенных в низкопродуктивных пластах. Применение же других способов повышения нефтеотдачи, таких как соляно-кислотная обработка пласта осложняется присутствием глинистых перемычек и отсутствием карбонатного цемента, которое обусловлено литологическим составом продуктивных пластов.

Непосредственная технологическая эффективность ГРП выражается в увеличении дебита или приёмистости скважины благодаря большой пропускной способности создаваемых в пласте трещин. Даже продуктивные пласты с очень высокой проницаемостью не могут обеспечить те дебиты, которые достигаются путём создания трещин. Чем больше раскрытость и глубина распространения трещин в пласте, тем больше эффект от ГРП. Например, проницаемость трещины (не заполненной песком) с раскрытостью всего 0,1 мм равна 833 мкм^2 , а с раскрытостью в 1 мм – 83300 мкм^2 . Практически раскрытость созданной трещины может быть определена косвенным путём на основании известного факта о возможности проникновения песка в трещину при раскрытости её не менее двух диаметров песчинок. Следовательно, если при ГРП в пласт был закачан песок с песчинками диаметром 2 мм, то раскрытость созданной трещины может превышать 4 мм.

Заполнение трещины мелкозернистым песком несколько снижает её проницаемость, но и в этом

случае она остаётся значительной. Например, проницаемость (по воде) уплотнённого песка диаметром 0,85-0,50 мм равна 80 мкм².

Кратность увеличения дебита скважины после ГРП зависит от свойств продуктивного пласта (проницаемость, толщина, пластовое давление), размеров и местоположения созданных и закреплённых трещин. Если ГРП проводится в гидродинамически совершенной скважине с однородным пластом, эффект от ГРП с образованием горизонтальной трещины с некоторым упрощением может приравняться к эффекту увеличения радиуса скважин. Тогда ожидаемая кратность увеличения дебита от ГРП предварительно определяется по приближённой формуле, в которой радиус скважины r_c после гидроразрыва принимается равным радиусу трещины r_T : [2].

$$n = \lg(R_k / r_c) / \lg(R_k / r_T), \quad (1)$$

Здесь радиус трещины определяют приближённо, исходя из характеристик горных пород, вязкости, расхода и времени закачивания жидкости разрыва и проницаемости пласта.

Если взять радиус контура питания (половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами) R_k равным 250 метров, а радиус скважины r_c равным 0,1м, то при длине трещины в 1,5, 10, 25, 50, и 100 м максимальное увеличение дебита скважины будет в 1,4, 2,0, 2,4, 3,4, 4,9 и 8,5 раза соответственно. Однако фактическая кратность увеличения дебита часто бывает намного больше. Это объясняется несовершенством скважин, более низкой проницаемостью призабойной зоны пласта по сравнению с его удалённой частью, неоднородным строением пласта по толщине и т. д.

Фактическая кратность увеличения дебита может быть и несколько ниже, если в результате ГРП призабойная зона не соединилась с удалёнными высокопроницаемыми участками пласта или скважины находились в зонах литологического выклинивания пластов.

К оценке качества проведённого ГРП относится также определение местоположения созданной трещины. Для этого используют следующие способы: в последнюю порцию песка добавляют радиоактивное вещество, после ГРП проводят гамма-каротажи и по аномалии его диаграммы определяют местоположение трещины; проводят исследования профилей притока (в нефтяных добывающих скважинах) и приёмистости (в водонагнетательных скважинах) и считают, что интервал наибольших притока или приёмистости (так называемые пики притока и приёмистости) соответствует местоположению созданной трещины.

Под эффективностью понимают увеличение дебита нефти добывающих и приёмистости воды водонагнетательных скважин в течение некоторого времени после проведённой обработки пласта. Такая эффективность называется технологической.

Технологическую эффективность ГРП лучше всего определять по изменению коэффициента продуктивности или приёмистости, так как один и тот же дебит скважины может быть получен при разных депрессиях на пласт. Для этого до и после ГРП определяют забойное давление при 3-4-х режимах работы скважины. Используя известную величину пластового давления (обычно его определяют до ГРП), рассчитывают депрессию на пласт для тех же 3-4-х режимов. При каждом режиме замеряют дебит скважины (в т/сут или в м³/сут) и строят так называемую индикаторную кривую: по горизонтальной оси откладывают дебит, а по вертикальной - депрессию скважины. По полученным кривым, задаваясь любым значением депрессии, определяют коэффициент продуктивности K по формуле [2]:

$$K = Q / \Delta P, \quad (2)$$

где Q – дебит нефти или приёмистость воды, т./сут. или м³/сут.;
 ΔP – депрессия на пласт, МПа.

Рассмотрим пример: скважина № 5167 /гу № 110 Узенского месторождения (рисунок 1).

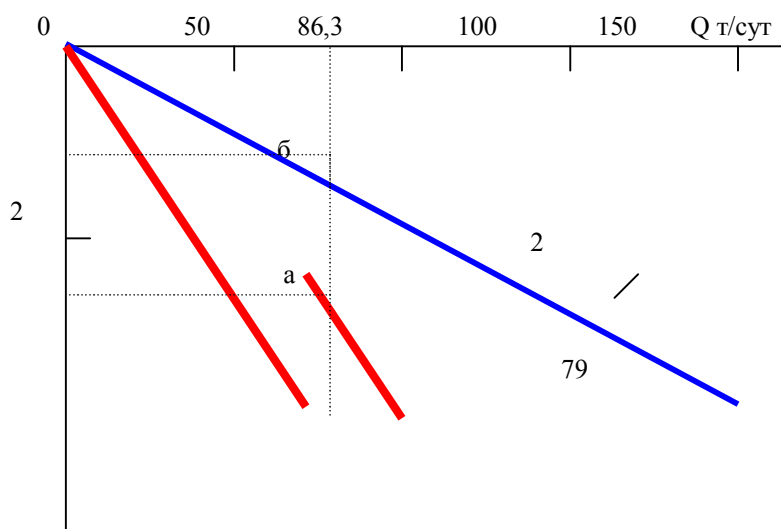




Рисунок 1 – Индикаторная диаграмма
1 – до ГРП ; 2 – после ГРП

До ГРП дебит нефти - 86,3 т/сут был получен при депрессии 3 МПа (точка «а»), а после ГРП такой же дебит нефти был получен при депрессии всего 1,1 МПа (точка «б»).

Коэффициент продуктивности увеличился с 28,8 т/сут. МПа (86,3: 3=28,8) до 78,4 т/сут. МПа (86,3 : 1,1), то есть в 2,7 раза.

Далее следят за изменением коэффициента продуктивности с целью определения продолжительности эффекта.

Если нет возможности исследовать скважину, то эффективность ГРП определяют путём сравнения среднего дебита нефти (или приёмистости воды) за 3-4 месяца до ГРП с дебитом нефти (или приёмистости воды) непосредственно после ГРП.

В любом случае суммарный эффект ГРП определяют путём сравнения того же среднего дебита нефти до ГРП со средним дебитом нефти после ГРП в течение всего эффективного периода работы скважины. Например, до ГРП средний дебит нефти был равен 10 т/сут, а после ГРП скважину эксплуатировали со средним дебитом нефти 15 т/сут в течение 100 дней. Тогда эффект будет равен $(15-10) \times 100 = 500$ тонн. Этот же результат можно получить другим путём. Например, после ГРП за эффективные 100 дней было добыто 1500 тонн нефти. Без проведения ГРП было бы добыто 1000 т нефти $(10 \times 100) = 1000$. Эффект равен: $1500-1000 = 500$ т.

Необходимо иметь в виду, что при оценке эффективности путём сравнения дебитов режим эксплуатации должен быть одинаковым до и после ГРП (депрессия на пласт).

Эффективность ГРП оценивается также путём сравнения профилей притока в добывающих скважинах и профилей приёмистости в водонагнетательных скважинах. Профили отражают картину распределения притока нефти или приёмистости воды по толщине продуктивного пласта (или по перфорированной толщине пласта в обсаженных скважинах). По профилям определяют так называемые коэффициенты охвата пласта притоком в добывающих скважинах или охвата пласта заводнением в водонагнетательных скважинах. Коэффициент охвата – отношение толщины пласта, охваченной притоком или заводнением, ко всей толщине продуктивного пласта.

Если коэффициент охвата увеличивается после проведённого ГРП, то ГРП считается эффективным. Данные о коэффициентах охвата пласта притоком или заводнением используются при анализе разработки месторождений с целью оценки характера и степени выработки продуктивных пластов.

В ООО СП «КАТКонефть», для организации работ по подбору скважин кандидатов для производства ГРП, организована геологическая служба. Для непосредственной работы со скважинами обработанными методом гидроразрыва организована бригада исследователей, основными функциями которой определены:

- вывод скважины на режим, после спуска в них насоса;
- контроль за эксплуатацией скважин с проведением исследовательских работ.

Продолжительность эффекта от проведения ГРП является расчётной величиной, предположительно она равна четырём годам

Узеньским УПНП и КРС ООО СП «КАТКонефть» произведено более 700 гидроразрывов пласта на различных месторождениях и на пластах различного качества и глубины залегания. Накоплен опыт работы с импортным оборудованием, спецтехникой, системами электроники, создано программное обеспечение процесса и автоматизация расчётов процесса, нарабатывается база данных по результатам работы.

По ТПП «Узенмунайгаз» дополнительная добыча нефти от производства ГРП в год составила 104,1тыс.тонн. Прирост на одну скважину составил 9,45 т/сут; успешность – 82%. По скважинам прошлых лет дополнительная добыча нефти за год – 552,32 тыс. тонн, при эффективности 9,09 т/сут.

Основной объект воздействия – низкопроницаемые коллектора пласта ЮВ (57% от общего

количества). Эффективность ГРП на скважинах Узеньского месторождения по пласту ЮВ 1 составляет 7,1 т/сут, с успешностью 82%, что также является отличным результатом. От проведения ГРП по пласту ЮВ 1 Узеньского месторождения дополнительно добыто за год 13,1 тыс. тонн нефти. Наибольшая эффективность ГРП по пласту ЮВ 1 обеспечивается при следующих параметрах: давление нагнетания 32-60 МПа, расход жидкости разрыва и песконосителя 3,5 м³/мин, расход расклинивающего агента 6-10 тонн.

Из всего вышесказанного напрашивается естественный вывод: проведение ГРП по пласту ЮВ 1 Узеньского месторождения эффективно с любой точки зрения, как с технологической так и с экономической. Проведённые расчёты показывают отсутствие всякого риска при вариациях неблагоприятных факторов и относительную экологическую безопасность на данном этапе разработки Узеньского месторождения и конкретно пласта ЮВ 1.

На месторождениях Западной Сибири для интенсификации добычи нефти активно и в широких масштабах используется гидравлический разрыв пласта. В большинстве случаев технология ГРП разрабатывается на базе зарубежных компьютерных программ, ориентированных на псевдооднородные пласты с экранами большой толщины, исключая их разгерметизацию в результате создания вертикальной трещины. На начальных стадиях внедрения ГРП имелось достаточное количество объектов, соответствующих этим моделям, однако к настоящему времени фонд скважин, где использование традиционных технологий даёт высокий результат, резко сократился, поэтому актуальной проблемой стало совершенствование технологии ГРП и её адаптация под имеющиеся объекты сложного для гидроразрыва строения.

Анализ режимов работы скважин после ГРП показывает, что со временем дебит скважины уменьшается и стабилизируется на уровне близком к первоначальному.

Восстановление высоких темпов отбора нефти или нагнетания в скважинах обработанных методом ГРП, достигается повторными гидроразрывами. Повторный гидравлический разрыв пласта активно применяется на нефтяных и газовых промыслах США (а в настоящее время и в Западной Сибири) для повышения эффективности ранее выполненных ГРП. Поводом для повторного ГРП служит необходимость оптимизации геометрических размеров и повышения проводимости трещин.

Пробные повторные ГРП выполнялись на скважинах Нивагальского месторождения ТПП «Узеньмунайгаз», а также на Покачевском месторождении ТПП «Покачевнефтегаз». Основное отличие технологии повторного гидроразрыва пласта от первоначального заключалось в увеличении концентрации проппанта на последней стадии в 2 раза. В результате получен прирост дебита по отношению к максимальному дебиту после первого разрыва от 20 до 240%.

Результаты выполненных работ показывают, наиболее значимыми причинами низкой эффективности ГРП являются ухудшение во времени состояния проводящего слоя трещины и неоптимальность начальной технологии её создания. Поэтому наиболее перспективными для проведения повторных ГРП являются добывающие скважины, где первичные разрывы проводились по технологии с малой концентрацией (до 500 кг/м³) проппанта на заключительной стадии закрепления трещин (к таким скважинам относятся скважины Узеньского месторождения).

В результате выполненного ООО СП «КАТКОнефть» в течение последних лет комплекса опытно-промысловых работ произошло существенное улучшение технологии ГРП, что позволило практически в 2 раза повысить максимальную концентрацию проппанта (с 500-600 кг/м³ до 1000-1300 кг/м³) без опасности осложнений, и более чем в 1,5 раза увеличить эффективность воздействия на пласт. В этих условиях проведение ГРП экономически оправдано.

Выводы:

1. В низкопроницаемых пластах, разработка которых методом заводнения малоэффективна, важным условием является создание трещины гидроразрыва путем закачки специально подобранной жидкости с определением направления развития трещин гидроразрыва пласта и их фактической геометрии (картирование трещин) и удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва проппанта с зёрнами определенного размера и определенной прочности.

2. При проведении ГРП необходимо предусмотреть комплекс промысловых исследований с целью уточнения работающих интервалов в результате образования трещин и отработки технологии селективного гидроразрыва пласта.

3. Восстановление высоких темпов отбора нефти или нагнетания в скважинах, обработанных методом ГРП, достигается повторными гидроразрывами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Грей Ф. Добыча нефти / Ф. Грей ; пер. с англ. З. П. Свитанько ; ред. В. П. Филиппов. – М. : ЗАО "ОЛИМП-БИЗНЕС", 2004. – 416 с. : ил. – (Для профессионалов и неспециалистов).
- 2 Кабилов М. М. Скважинная добыча нефти : учебник для студ. очной и заочной форм обучения

и аспирантов / М. М. Кабиров, Ш. А. Гафаров. – СПб. : ООО "Недра", 2010. – 416 с.

ТҮЙІН

Бұл мақалада мұнай ұңғылау құралдарын пайдалану дебиті мен мұнай өндіруді арттыру мақсатында жер қабатына әсер ету әдісінің тиімділігін зерттеу нәтижелері келтіріледі. Ұңғылардың призабойлық зонасындағы гидроүзіліс әдісі күрделі жөндеуден немесе бұрғылаудан кейінгі қондырғыларды игертудің ең тиімді технологиялық әдісі болып табылады.

RESUME

The article presents the results of research selecting effective treatment of the bottomhole formation zone to increase production rate wells and enhanced recovery. Method of treatment of the bottomhole formation is one of the most effective and technologically advanced methods of development wells after drilling or a major refurbishment.