

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП
НА ОБЪЕКТЕ АВ₁¹⁻² САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF CARRYING OUT
HYDRAULIC FRACTURING ON THE OBJECT AV₁¹⁻²
OF SAMOTLORSKOYE FIELD**

Антонов Евгений Николаевич

ведущий инженер
по бурению управления
супервайзинга бурения,
АО «Самотлорнефтегаз»
evgeniy_kz@mail.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры
оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Шаблий Илья Игоревич

ведущий специалист,
ООО «РН – Морской терминал Туапсе»
ilyashabliy0209@gmail.com

Аннотация. В статье проведён анализ широкомасштабного применения гидравлического разрыва пласта как способа разработки продуктивных пластов. При этом особенно важным представляется оценка не столько текущего прироста добычи нефти в результате применения метода, сколько влияние его на долгосрочные перспективы разработки, а, следовательно, и на конечный коэффициент нефтеизвлечения. Именно это, в конечном счёте, и определило необходимость и возможность широкого применения метода гидравлического разрыва пласта. Определена эффективность проведённых в 2019 году работ по гидроразрыву пласта на Самотлорском месторождении, причём основное внимание уделено эффективности ГРП по новой технологии, сущность которой заключается в существенном увеличении (в разы) веса закачиваемого проппанта и изменении самой технологии ГРП (применялось несколько различных модификаций новой технологии, объединяемых термином «новый дизайн»). Проведён анализ эффективности ГРП по объекту АВ₁¹⁻² и видам работ (с изоляцией и без изоляции) и сопоставление эффективности ГРП при использовании старой и новой технологии, а также выявление динамики дебитов скважин после получения эффекта.

Ключевые слова: анализ эффективности производства ГРП; технология и моделирование процесса ГРП; критерии выбора скважин-кандидатов; определение зависимости результатов ГРП от объёмов закачиваемого проппанта; анализ динамики и темпов изменения дебита скважин после проведения ГРП; обоснование необходимости повторных ГРП; усовершенствование процесса ГРП.

Antonov Evgeny Nikolaevich

Lead drilling engineer
of the supervising drilling department,
JSC «Samotlorneftegaz»
evgeniy_kz@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Shabliy Ilya Igorevich

leading specialist,
«Rosneft – Morskoy terminal Tuapse» LLC
ilyashabliy0209@gmail.com

Annotation. The article analyzes the widespread use of hydraulic fracturing as a way of developing productive formations. Moreover, it is especially important to evaluate not so much the current increase in oil production as a result of the application of the method, but how it affects the long-term development prospects, and, consequently, the final oil recovery coefficient. It is this, ultimately, that determined the need and the possibility of widespread use of the hydraulic fracturing method. The effectiveness of hydraulic fracturing work carried out in 2019 on the Samotlorskoye field was determined, and the main attention was paid to the efficiency of hydraulic fracturing using a new technology, the essence of which is a significant increase (at times) in the weight of the injected proppant and changing the hydraulic fracturing technology (several different modifications of the new technology were used, united by the term «new design»). The analysis of hydraulic fracturing efficiency by object AV₁¹⁻² and type of work (with and without insulation) and comparing the effectiveness of hydraulic fracturing using old and new technology, as well as revealing the dynamics of well production rates after obtaining the effect, are carried out.

Keywords: analysis of hydraulic fracturing production efficiency; technology and modeling of the hydraulic fracturing process; selection criteria for candidate wells; determination of the dependence of hydraulic fracturing results on proppant injection volumes; analysis of the dynamics and rates of change in the flow rate of wells after hydraulic fracturing; justification of the need for repeated hydraulic fracturing; improvement of the hydraulic fracturing process.

Теория гидравлического разрыва развивалась на протяжении ряда лет. Совершенствование технологии и оборудования, создание новых химических компонентов, проведенные в период после первого воздействия, выполненного в 1947 году, к настоящему времени превратили гидроразрыв пласта (ГРП) в операцию с надежно предсказуемым результатом. Нет сомнений, что дальнейшее развитие техники и новые исследования приведут к новым достижениям в этой области.

Гидравлический разрыв играет основную роль в увеличении нефтяных запасов и ежедневной добыче. Процесс ГРП впервые был осуществлен в нефтяной промышленности в 1947 году на газовом месторождении «Хуготон» на скважине «Келпер 1», расположенной в графстве «Грант» в Канаде. Скважина имела 4 продуктивных известняковых газовых пласта от 715 до 790 м. Забойное давление равнялось примерно 2,9 МПа.

К 1981 году было проведено более чем 800 000 обработок, а к 1988 году это число превысило 1 миллион. Около 30–40 % всех направленно пробуренных скважин обработаны ГРП (в Северной Америке), и около 25–30 % от общего объема запасов США сделали экономически рентабельными с помощью этого процесса.

Технология и моделирование процесса ГРП

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до её разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала – удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.

Весь процесс гидравлического разрыва пласта может быть успешно осуществлен при определенном соотношении темпа закачки жидкости, её вязкости, фильтруемости и транспортирующей способности потока.

При этом в каждый момент увеличения темпа закачки жидкости должно опережать количество фильтрующейся её в окружающие породы с тем, чтобы происходило быстрое возрастание давления на скелет пласта, достижение значения, при котором произойдет расслоение породы (разрыв пласта).

При дальнейшей закачке в пласт жидкостей (песконосителя и продавочной) давление нагнетания должно обеспечить развитие трещины вглубь пласта.

Темп закачки жидкостей и их вязкость оказывают решающее влияние на успешность проведения и эффективность операции ГРП.

Произведением темпа закачки жидкости на её вязкость определяется гидравлическая мощность потока, его транспортирующая способность, т.е. те технологические параметры, от которых зависит успех операции ГРП.

При недостаточной гидравлической мощности потока существует опасность выпадения песка вблизи ствола скважины, образование песчаной пробки на забое и ограниченное распространение трещин.

При высокой мощности потока обеспечивается образование далеко уходящих в пласт трещин, повышенная концентрация песка в потоке и транспортировка его в пласт на значительное расстояние от ствола скважины.

Задачи гидравлического разрыва

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

- 1) создание трещины;
- 2) удержание трещины в раскрытом состоянии;
- 3) удаление жидкости разрыва;
- 4) повышение продуктивности пласта.

Создание трещины

При нагнетании жидкости под высоким давлением, подходящего состава в пласт со скоростью превышающей её поглощения пластом. Давление жидкости возрастает,

пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. Происходит расслоение породы и образование новых или расширение существующих трещин. Трещины образуются в местах наименьшей механической прочности пород, часто по плоскостям напластований или в наиболее проницаемой части продуктивного пласта.

Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант (или кварцевый песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности её удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

Повышение продуктивности пласта

До начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности.

Цель гидравлического разрыва

Гидравлический разрыв пласта производится в скважинах:

- работающих с дебитами, значительно меньшими потенциально возможных, исходя из емкостно-фильтрационной характеристики продуктивного пласта;
- вскрывших продуктивный пласт с низкой проницаемостью, но с высоким пластовым давлением и значительными запасами газа (нефти);
- работающих со значительно меньшей продуктивностью по сравнению с окружающими;
- с разрушающейся призабойной зоной, с применением пробкообразующих агентов, для снижения депрессии на пласт с целью предупреждения разрушения породы;
- нагнетательных для увеличения приёмистости пласта.

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

1. Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв – лучший способ повышения продуктивности.

2. Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта – важное для понимания понятие, поскольку тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастёт.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта

Обычно нарушение проницаемости продуктивного пласта отождествляется со «скиновым повреждением», т.е. с нарушением проницаемости призабойной зоны. Однако эту величину не всегда можно определить через измерения или расчёт «скина». Обычно принимают скин-фактор (коэффициент, определяющий степень нарушения коллекторских свойств пласта) равным нулю, чтобы указать, что нарушения проницаемости пласта нет, однако это фактически не означает, что повреждения нет.

Например, кислотная обработка может проникнуть достаточно глубоко в пласт на участке в несколько метров в верхней части 20-метрового интервала перфорации, чтобы при исследованиях было обнаружено устранение положительного скина. Однако при этом положительная часть интервала может быть частично забита механическими примесями или буровым раствором. Подлинная потенциальная продуктивность этой скважины может оказаться во много раз больше, чем её производительность при замерном нулевом скине.

Проницаемость пласта может быть нарушена в результате воздействия физических или химических факторов или их совместного действия: закупорки пор раствором, изменения смачиваемости пласта из-за вторжения воды из постороннего источника. Обыкновенный водяной барьер, вызванный избыточным поглощением жидкости,

является разновидностью нарушения проницаемости. Аналогичный результат вызывает вторжение пластовой воды из другой зоны или из другого участка коллектора.

Вот некоторые формы нарушения проницаемости пласта:

- вторжение в пласт частиц бурового раствора
- вторжение в пласт фильтрата бурового раствора
- вторжение в пласт фильтрата цемента;
- несоответствие перфорации по размеру, количеству и глубине проникновения отверстий;
- разрушение перфорации и уплотнение материнской породы;
- мехпримеси в жидкости заканчивания или жидкости глушения, проникающие в пласт или забивающие перфорацию;
- вторжение в пласт жидкостей заканчивания или глушения;
- закупоривание пласта природными глинами;
- отложения асфальтенов или парафинов в пласте или перфорации;
- отложения солей в пласте или перфорации;
- образование или закачка эмульсии в пласт;
- закачка кислот или растворителей с мехпримесями или отложения мехпримесей в пласте.

Всё это может привести к снижению продуктивности, а в тяжёлых случаях – к полному прекращению добычи из скважины. Помочь могут некоторые виды стимуляционного воздействия.

Влияние нарушенной проницаемости на продуктивность скважин

Большинство видов нарушения проницаемости понижает начальную проницаемость пласта. Влияние этого понижения на продуктивность зависит от глубины повреждения зоны, окружающей ствол.

Если, например, имеет место снижение проницаемости на 50 % в слое толщиной 5 см, то это приведёт к снижению продуктивности всего на 14 %. Если же снижение проницаемости охватило 30-сантиметровый слой, продуктивность понизится на 40 %. Снижение на 75 % проницаемости в 30-сантиметровой толще приведёт к потере продуктивности в 64 %. Поэтому скважина, которая должна давать 100 м³/сут., но проницаемость пласта в радиусе 30 см от ствола составляет лишь 25 %, продуктивность от начальной добычи нефти составит только 36 м³/сут.

Для изучения влияния повреждения пласта на продуктивность можно использовать модели пласта (как математические, так и физические лабораторные модели). Важно помнить, что для минимизации глубины и степени тяжести повреждения пласта не нужно жалеть усилий.

Низкая проницаемость

Первоначально гидроразрыв внедрялся как экономическое средство повышения добычи газа из пластов с относительно низким давлением. В низкопроницаемых (до 10 мД) пластах создаётся высокопроницаемый канал (100–1000 Дарси) притока. Этим обеспечиваются большие площади дренирования, в которые и осуществляется медленная подпитка углеводородами из пласта с очень низкой проницаемостью. Таким образом, вся энергия пласта используется максимально. Значительное влияние на ожидаемые результаты гидроразрывов различных типов и размеров оказывает несущая способность пластовой жидкости.

Направление трещины разрыва

Трещина разрыва может быть сориентирована в горизонтальном или вертикальном направлении. Тип разрыва, который может произойти в конкретных условиях, зависит от напряжения в пласте. Разрыв происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению.

Вертикальный разрыв

В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180° друг к другу.

Горизонтальный разрыв

Горизонтальный разрыв происходит в скважине, если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальные напряжения.

Критерии выбора скважин-кандидатов

Критерии выбора скважин были определены исходя из особенностей строения Самотлорского месторождения и схемы его разработки:

1) для проведения ГРП предпочтительны слабопроницаемые, сцементированные крепкие породы;

2) лучшие результаты ГРП наблюдаются в скважинах с высоким пластовым давлением, меньшей степенью дренированности, более высокой остаточной нефтенасыщенностью. Обводнённость скважины не должна превышать 75 %.

3) не рекомендуется проводить ГРП в добывающих скважинах, расположенных вблизи очагов нагнетания, водонефтяного (газонефтяного) контуров. Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины должно быть не менее 100 м;

4) предпочтительная толщина продуктивной части пласта, подвергаемая разрыву, составляет 2–15 м;

5) в скважинах, вскрывших многопластовые залежи или пласты толщиной более 15 м, проводят многократные или поинтервальные ГРП;

6) ГРП не рекомендуется осуществлять в технически неисправных колоннах, при недостаточной высоте подъёма цемента или плохом состоянии цементного кольца за колонной (состояние цемента должно быть хорошим выше и ниже 10 м от перфорации);

7) считается, что разрыв пласта в скважинах с открытым забоем менее благоприятен, чем в обсаженных и перфорированных скважинах;

8) окупаемость затрат на проведение ГРП.

Критерии выбора скважин пересматриваются ежегодно.

В настоящее время на предприятиях Западной Сибири скважины для проведения выбирают по следующим основным критериям.

- дебит по жидкости – до 10 м³/сут.;
- перфорированная толщина не менее 3 м;
- обводнённость не менее 30 %;
- остаточные извлекаемые запасы – не менее 70 % от начальных.

Кроме того, при выборе скважин для ГРП оценивается строение пласта, анализируется текущее геолого-промысловые условия на участке, учитывается работа окружающих нагнетательных и добывающих скважин.

Процесс ГРП

Процесс ГРП можно разделить на три стадии:

1. *Создание трещины.* Чтобы создать трещину в пласте, необходимо увеличить фактор разрыва пород. Это достигается закачиванием в пласт определённого раствора в темпе, более быстром, чем тот при котором пласт мог бы принять. Давление закачиваемой жидкости увеличивают до тех пор, пока не возрастают силы сжатия в пласте, и порода не разрывается.

2. *Поддержание её в открытом состоянии.* Когда появляется трещина, в раствор добавляют проппант, который потоком жидкости уносится в неё. Концентрация проппанта будет возрастать до тех пор, пока не обеспечит хорошую герметичность трещины. Когда процесс закончен, давление снижается, проппант удерживает трещину в открытом положении и проводит пластовые жидкости.

3. *Откачка из скважины раствора ГРП.* Прежде, чем начать добычу нефти из скважины после ГРП, следует откачать раствор, применявшийся для ГРП. Из раствора ГРП необходимо извлечь загущающиеся добавки. Глубинные температуры могут превратить этот раствор в пар, тем самым облегчая его извлечение.

Анализ эффективности ГРП на скважинах Самотлорского месторождения

Анализ эффективности ГРП осуществлялся в следующей последовательности:

- анализ эффективности ГРП по скважинам и по всем вышеназванным группам скважин, отремонтированных в 2009 году;

- определение величин удельного дебита нефти и жидкости по скважинам (где ГРП проводилось по новой технологии);
- определение зависимости результатов ГРП от объёмов закачиваемого пропанта;
- прослеживание динамики изменения дебита скважин после проведения ГРП и анализ динамики темпов изменения дебитов нефти и жидкости по месторождению и группам скважин.

Источниками информации в процессе этого анализа были данные ПТО по ПНП СНГДУ, в том числе перечень скважин, в которых проведены в 2019 году гидроразрывы пласта, с указанием даты проведения ремонта, вида ремонта и подрядчика, данные программы BASPRO (эксплуатационные карточки скважин и каротажный материал).

Анализ эффективности ГРП по скважинам, отремонтированным в 2019 году

В 2019 году ГРП осуществлён в 69 скважинах, из которых 29 ремонтов осуществлено силами «Катобнефти», 40 – силами фирмы «Halliburton» (рис. 1). 54 ремонта осуществлены по новой, а 15 по старой технологии.

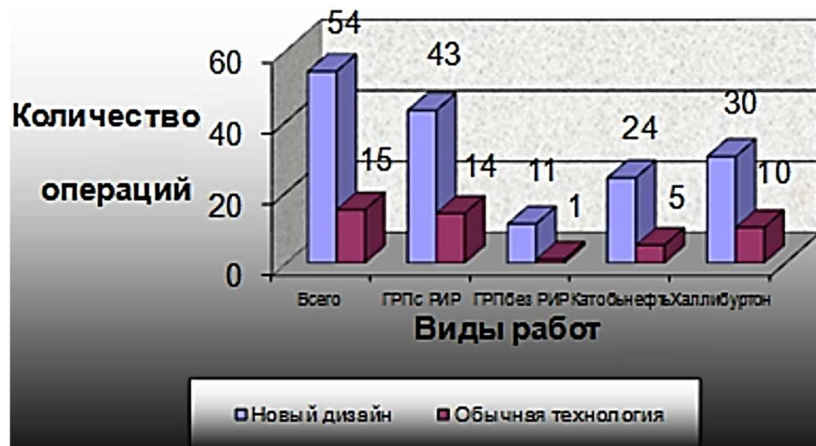


Рисунок 1 – Распределение операций ГРП по видам работ

ГРП без РИР осуществлены по 12 скважинам, а с РИР по 57 скважинам (подавляющее большинство которых составляют скважины, переведённые на пласт АВ₁¹⁻² с нижележащих горизонтов).

По объектам разработки общее количество ГРП распределяется следующим образом:

- объект АВ₁¹⁻² – 68 скважин;
- объект АВ₁³ + АВ₁¹⁻² – 1 скважина.

При расчёте эффективности ремонта оценивались такие показатели как прирост дебита нефти и жидкости сразу после ремонта и суммарный прирост нефти и жидкости до конца года. Первоначальный прирост определялся как разница между дебитами нефти и жидкости до ремонта и после ремонта (в следующем после ремонта месяце), а суммарный прирост как разница между фактической добычей нефти и жидкости до конца года и расчётной добычей за этот период при сохранении дебитов до ремонтного периода (если скважина до ремонта находилась в длительном бездействии, суммарный прирост равняется всей послеремонтной добыче).

По результатам анализа средний дебит после ремонта составил 41,54 тонн/сут. нефти и 70,66 тонн/сут. жидкости (прирост дебита соответственно 40,7 и 67,9 тонн/сут), а суммарный прирост за год составил 429 тыс. тонн нефти и 627 тыс. тонн жидкости (рис. 2).

При этом по скважинам, отремонтированным по новой технологии, прирост дебита составил 47,68 тонн/сут. по нефти и 78,31 тонн/сут. по жидкости против соответственно 14,88 и 30,3 тонн/сут. для скважин, отремонтированных по старой технологии (разница в 3,2 раза по нефти и в 2,5 раза по жидкости). Накопленный прирост по

скважинам с новой технологией ГРП составил 353,6 тыс. тонн по нефти и 512,7 тыс. тонн по жидкости, что в 4,6 и 4,5 раза больше, чем, чем по скважинам со старой технологией (соответственно 75,8 тыс. тонн нефти и 115,1 тыс. тонн жидкости).

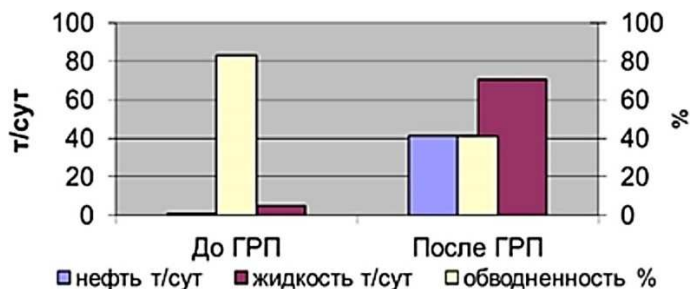


Рисунок 2 – Сравнение средних показателей работы скважины до и после ГРП

В то же время величины абсолютного прироста на 1 скважину по новой и старой технологиям довольно близки (по скважинам с новой технологией 6548 тонн нефти и 9494 тыс. тонн жидкости, а по скважинам со старой технологией соответственно 5053 и 7674 тонн), что объясняется меньшим отработанным временем (в среднем 151 день на 1 скважину против 252) по той причине, что в своём большинстве ремонты с новой технологией стали осуществляться только во 2 квартале.

Наибольший эффект получен по скважинам, где ГРП совмещён с РИР (прирост дебита в среднем 39,09 и 63,5 тонн/сут. против соответственно 29,08 и 56,50 тонн/сут. для скважин, где ремонт проведен без РИР). Дополнительная добыча нефти за 2009 год по группе скважин с РИР составила 389,4 тыс. тонн, а жидкости 562,5 тыс. тонн (против соответственно 39,9 и 65,2 тыс. тонн для скважин, где ГРП проведен без РИР) (рис. 3).

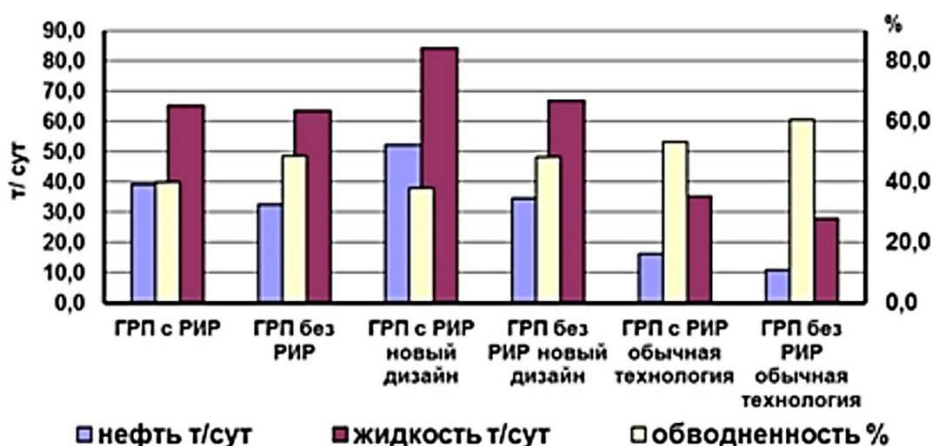


Рисунок 3 – Средние показатели работы скважин после ГРП

Наибольший эффект в накопленной добыче нефти приходится на скважины объекта АВ₁¹⁻², суммарный прирост по которому составил 423,6 тыс. тонн нефти. Средний прирост дебита нефти на 1 скважину по этому объекту составил 40,93 тонн/сут.

Обобщая результаты ГРП по отдельным подрядчикам, получены следующие результаты:

- по фирме «Катобьнефть» среднесуточный прирост на 1 скважину составил 40,42 тонн по нефти и 73,6 тонн по жидкости, а суммарный прирост составил 155,2 тыс. тонн нефти и 238,3 тыс. тонн жидкости;
- по фирме «Halliburton» среднесуточный прирост на 1 скважину составил 40,03 тонн по нефти и 59,7 тонн по жидкости, а суммарный прирост 58,4 тыс. тонн нефти и 64,5 тыс. тонн жидкости.

Поскольку выше была отмечена существенная разница между эффективностью ГРП, проведённых по обычной технологии по сравнению с ГРП, проведёнными по новой технологии, ниже приводятся соответствующие данные по всем группам скважин (рис. 4).

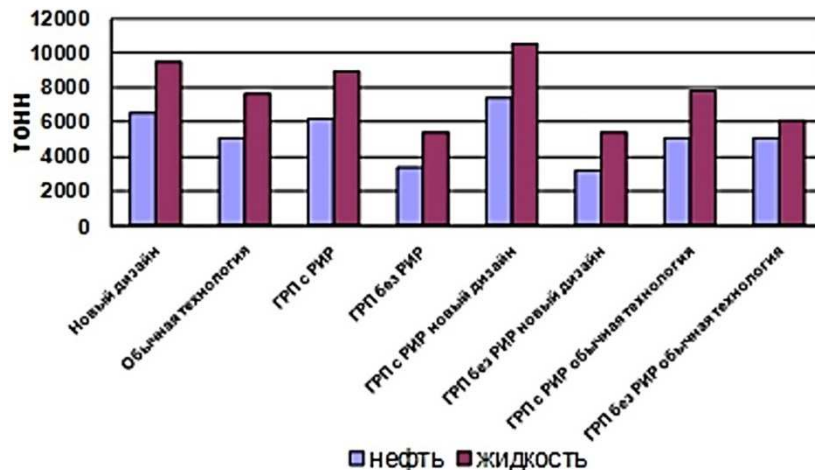


Рисунок 4 – Средний прирост добычи нефти и жидкости на 1 скважину

Из числа скважин, где ГРП сделан в сочетании с РИР, по новой технологии отремонтировано 43 скважины (75,4 %).

В этих скважинах прирост дебита составил в среднем 51,97 тонн/сут. по нефти и 84,6 тонн/сут. по жидкости, а дополнительная добыча нефти и жидкости соответственно 318,7 и 453,5 тыс. тонн.

ГРП по новой технологии без РИР проведен в 11 скважинах (91,6 %), и средний прирост на 1 скважину составил по этой группе 30,87 тонн/сут. по нефти и 60,05 тонн/сут. по жидкости, а дополнительная добыча нефти и жидкости составила соответственно 34,8 и 59,1 тыс. тонн. Очевидна существенно более низкая эффективность ГРП, проводившихся без проведения изоляционных работ.

Эффект в накопленной добыче нефти по скважинам объекта АВ₁¹⁻², отремонтированным по новой технологии (53 скважин из 68) составил 423,6 тыс. тонн нефти, а средний прирост дебита нефти на 1 скважину по этому объекту составил 48,04 тонн/сут.

Если же рассматривать отдельные скважины, то наибольший суточный прирост отмечен по скважинам №№ 15388 (прирост по нефти 138,9 тонн/сут., по жидкости 100,7 тонн/сут.) и 32151 (прирост по нефти 87,05 тонн/сут., по жидкости 98,7 тонн/сут., до ГРП находилась в бездействии).

По отдельным подрядчикам для скважин, отремонтированных по новой технологии, получены следующие результаты:

- по фирме «Катобнефть» среднесуточный прирост на 1 скважину составил 47,25 тонн по нефти и 87,1 тонн по жидкости, а суммарный прирост 137,7 тыс. тонн нефти и 215,6 тыс. тонн жидкости;
- по фирме «Halliburton» среднесуточный прирост на 1 скважину составил 48,5 тонн по нефти и 76,2 тонн по жидкости, а суммарный прирост 215,8 тыс. тонн нефти и 297 тыс. тонн жидкости.

За рассматриваемый период суммарный дебит нефти отремонтированных скважин снизился с 2866,1 до 2328,5, а суммарный дебит жидкости с 4875,6 до 3782,7 тонн/сут. (соответственно на 18,76 и 22,4 %), при этом по скважинам, отремонтированным по новой технологии, снижение суммарного дебита нефти и жидкости составило соответственно 20,5 и 22,25 % (в то время как по скважинам, отремонтированным по обычной технологии, снижение суммарного дебита нефти и жидкости составило 20,47 и 22,96 %). Обводненность продукции за этот период снизилась с 83,0 до 38,44 %, в том числе по скважинам, отремонтированным по новой технологии, с 94,83 до 39,36 %.

Поскольку скважины, отремонтированные по обычной технологии, отработали значительно больше дней, чем скважины с новой технологией ремонта (252 дня против 151), разница в среднесуточных темпах снижения значительно больше, чем в абсолютных (среднесуточное снижение дебита жидкости при ремонте по новой технологии 0,18 %, при ремонте по старой технологии 0,1 %).

В свете изложенного, требуется объяснить 2 обстоятельства:

- 1) почему темпы снижения дебитов жидкости превышают темпы снижения дебитов нефти (исходя из естественного процесса обводнения, должно было бы быть наоборот);

2) почему темпы снижения дебитов жидкости после ремонта по новой технологии значительно превышают эти темпы после ремонта по обычной технологии.

Первое обстоятельство объясняется, очевидно, двумя причинами:

а) постепенной очисткой призабойной зоны от ранее накопившейся в ней воды;
б) выносом части проппанта в процессе эксплуатации, приводящим к смыканию части трещин (в первую очередь по высокопродуктивным и, соответственно, по более обводнённым пропласткам).

Второе обстоятельство объясняется, очевидно, помимо двух вышеназванных причин (вторая причина как раз и касается скважин, отремонтированных по новой технологии) также тем обстоятельством, что в связи с высокой эффективностью проведённого ремонта по этим скважинам не осуществлялись, как правило, мероприятия по оптимизации (во избежание излишнего риска).

Характерно и вполне объяснимо то обстоятельство, что наибольшие темпы снижения дебитов нефти и жидкости имеют место по скважинам, отремонтированным без РИР, по которым среднесуточное снижение дебита нефти составило 0,28 %, а дебита жидкости 0,3 % (по скважинам, отремонтированным по новой технологии соответственно 0,34 и 0,39 %).

Определение величин удельного дебита нефти и жидкости по скважинам с новой технологией ГРП

Отбор на 1 м нефтенасыщенной толщины по объекту АВ₁¹⁻² составил 5,01 тонн по нефти и 8,1 тонн по жидкости (при средней величине аПС 0,459); при этом по 12 скважинам с аПС менее 0,4 (в среднем 0,391) удельный дебит по нефти составил 4,99, по жидкости 7,1 тонн/сут., по 28 скважинам с аПС 0,4–0,5 (в среднем 0,443) удельный дебит составил 5,86 тонн/сут. по нефти и 8,9 тонн/сут. по жидкости, по 13 скважинам с аПС более 0,5 (в среднем 0,557) удельный дебит составил 2,76 тонн/сут. по нефти и 6,1 тонн/сут. по жидкости.

Зависимость удельного дебита жидкости и нефти от величины аПС приведена на рисунке 5. Из анализа данных следует вывод, что сколь-нибудь прямая связь между коллекторскими свойствами и эффективностью ГРП зафиксирована только по объекту АВ₁¹⁻² и то в диапазоне аПС до 0,5.

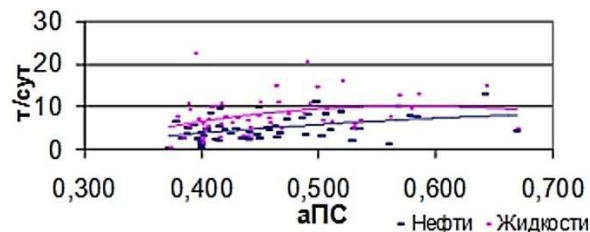


Рисунок 5 – Зависимость удельного дебита жидкости и нефти от величины аПС

Столь неопределённые данные анализа могут быть объяснены тремя возможными причинами:

- 1) большей относительной эффективностью ГРП в скважинах с низкой проницаемостью (которая способствует формированию при гидроразрыве вертикальных трещин);
- 2) недостаточно продуманной технологией ГРП в скважинах с высокой проницаемостью;
- 3) недостаточная (для корректной статистической обработки) представительность данных.

Определение зависимости результатов ГРП от объёмов закачиваемого проппанта

Прослеживается достаточно чёткая зависимость между количеством закачанного проппанта (на 1 м эффективной толщины пласта) и удельным дебитом скважины после ГРП.

Если при закачке на 1 м нефтенасыщенной толщины менее 2 тонн (в среднем по 16 скважинам 1,49 тонн) проппанта удельный дебит нефти составил (в целом по объекту) 3,59 тонн/сут., а удельный дебит жидкости 6,2 тонн/сут., то при закачке проппанта

в количестве 3–4 тонн на 1 м (в среднем по 13 скважинам 3,42 тонн) удельный дебит увеличился соответственно до 7,57 и 10,5 тонн/сут., а при закачке 4–5 тонн на 1 м (в среднем по 5-ти скважинам 5,77 тонн) до 4,698 и 14,8 тонн/сут.

Максимальное количество проппанта на 1 м толщины отмечено по скважинам №№ 15509 и 51344 пласта АВ₁¹⁻² (6,1 и 6,5 тонн), по которым удельный дебит по нефти составил соответственно 5,92 и 3,64 тонн/сут., а по жидкости 22,6 и 8,0 тонн/сут.

То, что концентрацию проппанта не следует увеличивать безгранично, свидетельствуют данные по скважинам №№ 15509 и 51344, по которым хотя и получен относительно высокий прирост (соответственно 36,69 и 20,22 тонн/сут. по нефти при 139,9 и 44 тонн/сут. по жидкости), но одновременно имели место исключительно высокие темпы роста обводненности после ремонта, в результате чего величины с/суточного снижения дебита нефти по этим скважинам составили соответственно 1,08 и 0,66 % (при среднем темпе по пласту АВ₁¹⁻² для скважин с новой технологией ГРП 0,16).

При анализе по отдельным залежам наибольший интерес представляет анализ по объекту АВ₁¹⁻² (поскольку данные по этому объекту наиболее представительны). По этому объекту при увеличении расхода проппанта от величины менее 2-х тонн на 1 м (группа из 16 скважин со средним весом проппанта на 1 м 1,49 тонн) до величины 3–4 тонн/сут. (группа из 10-ти скважин со средним весом проппанта на 1 м 3,43 тонн) удельный дебит по нефти возрос с 3,59 до 7,57 тонн, а по жидкости с 6,2 до 10,6 тонн; целесообразность дальнейшего наращивания объемов проппанта для этой залежи выглядит проблематичной, поскольку при дальнейшем увеличении концентрации удельный отбор по нефти практически не увеличивается и поскольку в этом случае следует ожидать резкого роста обводненности (что и имело место по скважинам №№ 15509 и 51344) (рис. 6).

Анализ динамики и темпов изменения дебита скважин после проведения ГРП по месторождению и группам скважин

Нами проанализированы результаты динамики изменения дебитов нефти и жидкости после получения эффекта, а также помесечная динамика дебита нефти и жидкости по каждой скважине, причём отсчёт (первый месяц) начинается с месяца, следующего за месяцем, когда был получен начальный эффект, и заканчивается последним месяцем эксплуатации.

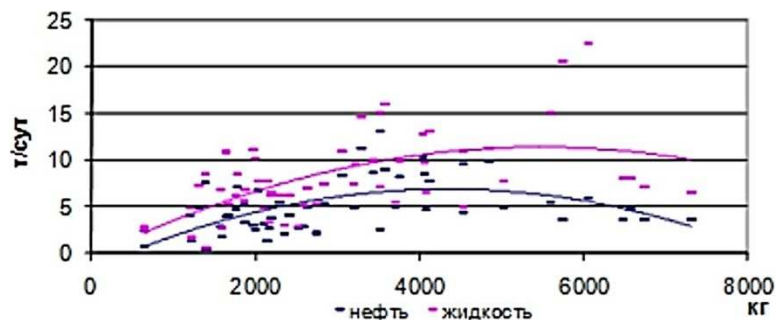


Рисунок 6 – Зависимость удельного дебита от объема закачиваемого проппанта

Необходимые данные взяты из эксплуатационных карточек (с использованием системы BASPRO), причём для скважин, по которым эффект получен в январе 2019 года, последним (12-м) месяцем является январь 2020 года, а для скважин, где эффект получен в феврале и позже, последним месяцем является февраль 2020 года, но если для скважин февраля 2019 года он является двенадцатым месяцем, то, скажем, для июньских скважин он будет восьмым, а для декабрьских скважин – вторым.

Вполне естественно, что наибольшей представительностью отличаются группы скважин, проработавших короткий срок (2 месяца отработали 69 скважин, 3 месяца – 66 скважин, 6 месяцев – 51 скважина, 9 месяцев – 28 скважин, 12 месяцев – 10 скважин).

Для скважин, отремонтированных по новой технологии, получены следующие результаты:

- 2 месяца отработали 54 скважины;
- 3 месяца – 51 скважина;
- 6 месяцев – 35 скважин;

- 9 месяцев – 14 скважин;
- 11 месяцев – 4 скважины;
- 12 месяцев – ни одной.

Помимо динамики дебитов нефти и жидкости, нами рассмотрены величины снижения этих дебитов (%) относительно первоначальных (после получения эффекта) величин, а также сводные данные по динамике дебитов нефти и жидкости.

Исходя из рассмотренных данных, построены графики динамики добычи и жидкости после ГРП в целом и по видам работ (рис. 7 и 8).

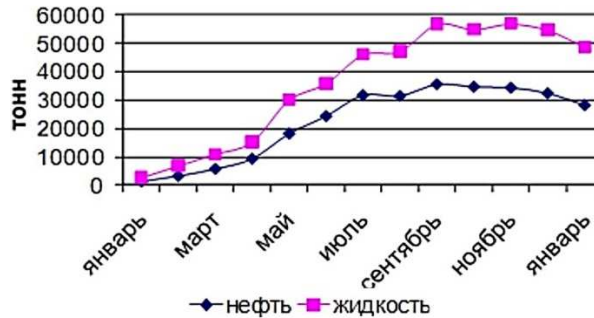


Рисунок 7 – Динамика добычи нефти и жидкости после проведения ГРП

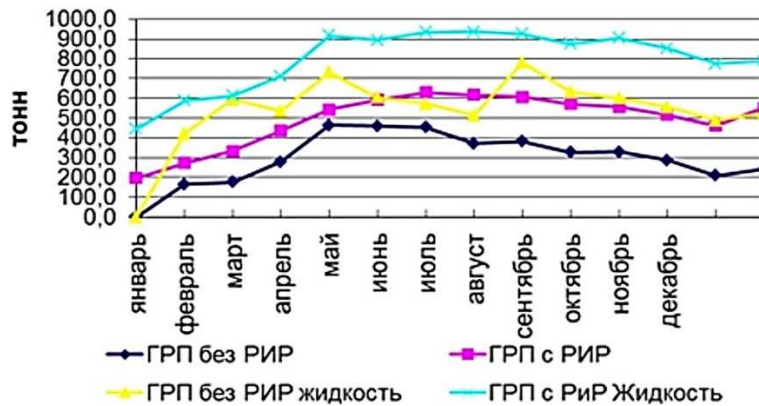


Рисунок 8 – Динамика добычи жидкости и нефти после проведения ГРП по видам работ

Анализ динамики по отдельным группам позволяет сделать следующие выводы:

1. Темпы снижения дебитов по скважинам, где ГРП проведены без РИР, значительно выше, чем по скважинам, где ГРП проведены с РИР (через 4 месяца дебиты нефти и жидкости по первой группе снизились на 39,2 и 48,6 %, а по второй на 18,0 и 20,8 %), причём по скважинам, отремонтированным по новой технологии, снижение дебитов составило в первом случае 48,0 и 49,4 %, а во втором случае – 21,8 и 22,8 %.

2. Из числа отдельных подрядчиков наибольшее снижение дебитов за первые 4 месяца имело по скважинам, отремонтированным фирмой «Катобьнефть» (снижение по дебиту жидкости составило 27,5 % по нефти и 28,9 % по жидкости, в том числе по скважинам, отремонтированным по новой технологии соответственно 29,4 и 29,4 %).

Обоснование необходимости повторных ГРП в 2020 году

Снижение дебита по ряду скважин после первоначально высоких значений является столь значительным, что возникает вопрос о целесообразности повторного ГРП.

При определении возможного эффекта исходили из того, что после повторного ГРП дебит жидкости будет равен дебиту жидкости после проведения первоначального ГРП (исключением является скважина 5537, по которой дебит жидкости принят в 1,5 раза больше, поскольку первый ГРП проводился по старой технологии). Дебит нефти принят равным 90 % от дебита после предыдущего ГРП (учитывая рост обводнённости).

После анализа данных было намечено для повторного ГРП 13 скважин, по которым на февраль 2020 года имело место наиболее резкое снижение дебитов нефти (от 42 до

77 %, в среднем 57,4 %) и жидкости (от 40 до 79 %, в среднем 53,96 %). Согласно проведённому расчёту, средний прирост дебита нефти должен составить 32,96 тонн/сут., а суммарный 423,3 тонн/сут.

Учитывая довольно значительные текущие дебиты рассматриваемых скважин, повторные ГРП следует осуществлять достаточно осторожно. В первую очередь, следует убедиться, что скважина не подлежит оптимизации; при высоких динамических уровнях проводится оптимизация отбора, а проведение повторного ГРП откладывается. Если же возможности оптимизации исчерпаны, проведение повторного ГРП будет достаточно обоснованным, но по скважинам с дебитами более 20 тонн/сут. нефти, ГРП следует совмещать с очередной остановкой скважины.

Усовершенствование процесса ГРП

Остановимся на некоторых технологиях, позволяющих снизить вынос проппанта, таких как:

- образование блока расклинивающего агента на входе в трещину (концевое запечатывание трещины) для получения закрытых трещин без каналов;
- принудительное смыкание трещины или методики управляемого выноса, которые помогают создать набивку в трещине;
- применение проппанта со спекаемым полимерным покрытием.

Вероятность возникновения условий, при которых будет происходить вынос проппанта из трещины с нормальной набивкой, значительно ниже, нежели из трещины без соответствующей набивки, однако даже и набивка ещё не даёт полной гарантии того, что выноса проппанта не будет. Имеется информация о том, что даже хорошо спроектированные и выполненные гидроразрывы всё равно были осложнены выносом проппанта.

Как выяснилось, проблема выноса не только проппанта, но и мелких пластовых фракций, существует на некоторых скважинах главным образом в пластах с низкой температурой (рябчик). В то же время на других скважинах не возникает проблемы с выносом проппанта или мелких механических пластовых частиц, что свидетельствует о том, что применяемый проппант с полимерным покрытием выполняет свою функцию, а вынос проппанта в ряде скважин обусловлен другими причинами.

Даже проппантная пачка сама по себе способна сдерживать выход пластового песка при условии, что размер зёрен проппанта находится в определённой пропорции (~ 6) к среднему распределению пластового песка по диаметру. Однако в случае пласта рябчик, который характеризуется повышенной рыхлостью и склонностью к выносу пластового песка и мелких фракций, следует рассмотреть дополнительные меры с целью недопущения их выноса.

Для предупреждения выноса проппанта в принципе есть два основных способа, не считая снижения скорости отбора:

- 1) применение проппанта с полимерным покрытием;
- 2) применение технологии ускоренного нанесения полимерного слоя в процессе обработки Экспедайт.

При закачке проппанта полимерный материал покрытия спеканиеуется (вулканизируется) при забойной температуре. Спеканиеация означает, что покрытие, нанесённое на зёрна проппанта, сцепляется в местах контакта зёрен друг с другом. В результате формируется проппантная запечатывающая набивка, для разрушения которой уже требуется определённая увлекающая сила. Теоретически рассчитанное значение составляет 1,5 атм. Следовательно, сила сцепления спекаемого полимерного покрытия проппанта должна быть выше этого значения.

Компания «Halliburton» недавно разработала для таких случаев другую систему под названием «Expedite» (Экспедайт), которая позволяет ускоренное нанесения полимерного слоя в процессе обработки и может применяться при относительно небольших температурах (Expedite – ускорять. Прим перев.). Материал Expedite вводится в проппант в процессе закачки. Затем происходит его вулканизация при существующих условиях на забое. Для него не требуется никакого усилия смыкания и его спекание происходит только за счёт температуры.

Существует несколько мер в процессе операции ГРП, направленных на ограничение выноса проппанта.

- *Образование блока расклинивающего агента на входе в трещину (концевое запечатывание трещины) Tip-Screen-Out (TSO):*

Методика концевого запечатывания трещины позволяет сформировать плотную проппантную пачку в конце обработки, ограничивающую любое перемещение проппанта после смыкания трещины. Реализация этой методики на практике зависит от правильно выполненных расчётов с помощью компьютерной программы проектирования ГРП и анализа технологического процесса в режиме реального времени на месте проведения работ. Такая мера направлена не только на ограничение выноса проппанта, но и на геологических объектах Самотлорского и других аналогичных месторождений, позволяет добиться оптимальных дебитов. Проекты для любой скважины должны подразумевать выполнение ГРП с концевым запечатыванием трещины. Поэтому проектирование обработок должно выполняться с учётом специфических условий коллектора для данной скважины.

- *Принудительное смыкание:*

Принудительное смыкание трещины применяют в тех случаях, когда необходимо гарантированно обеспечить наличие проппантной пачки в нужном месте. При технологии принудительного смыкания трещины очень важно иметь возможность регулирования низких значений оттока проппанта из трещины вплоть до момента её закрытия.

- *Проппant с полимерным покрытием:*

Проппant с полимерным покрытием применяется для возможности предупреждения выноса проппанта.

Смысл применения данного типа проппанта состоит в том, что между зёрнами проппанта образуется дополнительное сцепление, оказывающее дополнительное сопротивление влекущей силе потока. Поскольку в настоящее время гибкая труба не используется для выполнения промывки скважины, можно применять только проппant с полимерным покрытием, который садится в стволе скважины не только за счёт температуры, а для спекания и сцепления зерен друг с другом дополнительно требует усилия и температуры смыкания трещины. В противном случае потребуются разбуривание проппанта с полимерным покрытием или же эффект от ГРП будет весьма ослаблен, поскольку за перфорациями не останется больше проппанта, что выразится в снижении дебита, особенно в длительной перспективе.

После образования трещины при гидроразрыве её дальнейшее распространение происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему главному напряжению. Своё начало трещина берёт в точке наименьшего пластового напряжения. Но поскольку имеется фазовый сдвиг на 60 или 90 градусов, то, скорее всего, это означает, что не все отверстия перфорации будут совмещены с трещиной. Некоторые отверстия перфорации вообще не будут задействованы, как это показывают проводимые диагностические закачки (ступенчатый тест с понижением подачи). Тогда это означает также, что и проппанта не будет в этих отверстиях перфорации и есть вероятность того, что через эти отверстия будет идти отток пластового песка на более позднем этапе эксплуатации скважины. Единственный способ исправить эту ситуацию состоит в том, чтобы выполнить прострел отверстий перфорации со сдвигом фазы на 180 градусов в направлении максимального горизонтального напряжения.

Для того чтобы устранить вынос проппанта используются как проппанты с частично отверждённым покрытием, так и проппанты с покрытием, подлежащим полному процессу отверждения. Имеется большое разнообразие проппантов с полимерным покрытием, предназначенным для разных применений. Критериями для выбора нужного проппанта являются давление смыкания, температура, область конкретного применения.

Имеется несколько факторов, влияющих на процесс выноса проппанта при использовании проппанта с полимерным покрытием. Здесь они приведены не обязательно в порядке степени воздействия, однако все они взаимосвязаны и влияют на конечный результат:

- Система полимера: полимерные системы рассчитаны на их отверждение (полимеризацию) при различных температурах, напряжениях смыкания и отличаются особыми свойствами.

Температура и профиль смыкания, под который «садится» проппантная пачка. В частности время, в течение которого проппант находится в составе суспензии, температурная кривая нагревания суспензии и пачки в пласте, а также кривая давления смыкания.

- Составляющие жидкости разрыва, кислотность pH, вязкость и температура.
- Сферичность проппанта и его размер по номеру сита (меш). Чем большую сферичность и размер имеет проппант, тем легче он выдавливается из трещины (если он помещён в породу с высоким значением модуля при минимальном осаждении). Зерна проппанта большого размера имеют меньше точек взаимного соприкосновения на единицу объёма.
- Способ обработки скважины и/или технологический перерыв с последующей обработкой.

Одной из наиболее ответственных операций, позволяющих избежать создания ситуации возможного выноса проппанта, является работа по очистке скважины после закачки расклинивающего агента во время операции гидроразрыва. Любая проппантная пачка, как из обычного, так и из проппанта с полимерным покрытием, рассчитываются таким образом, чтобы оказывать определённое противодействие влекущей силе потока. Проппант образует проппантную пачку, которая сохраняется свою целостность до определённого предела, пока влекущая сила не превысит его, либо на проппантную пачку будут оказывать воздействие внешние факторы, например, импульсные нагрузки, выражающиеся в циклически изменяющихся напряжениях. Хотя проппант с полимерным покрытием и обеспечивает большее усилие сцепления между зёрнами проппанта, возникшее сцепление может быть нарушено при приложении чрезмерного усилия или воздействию циклически изменяющегося напряжения на проппантную пачку. Материал полимера обычно характеризуется хрупкостью, и любые импульсные нагрузки могут нарушить это сцепление. Нарушение этого сцепления мы наблюдали на лабораторных образцах и это свидетельствовало о том, что на проппантную пачку из полимерного проппанта было оказано слишком большое усилие. Полимер, используемый для AcFrac CR, фактически обладает даже ещё большей хрупкостью по сравнению с полимером, используемым в производстве Керамакс I, и вероятность разрушения сцепления зёрен становится ещё выше.

Точно так же, как и при промывке скважины, вывод скважины на режим должен производиться плавно во избежание возникновения импульсных нагрузок. После надлежащей очистки скважины оптимальные объёмы отбора должны основываться на прогнозных показателях после проведения ГРП. В тех случаях, когда невозможно гарантировать чистоту скважины, тогда может быть использован один насос в качестве протекторного расходоуемого насоса, который приносится в жертву. Однако это не обязательно, если скважина была должным образом очищена, проппантная пачка сохранила стабильность и на неё не было оказано никакого пульсирующего или расшатывающего воздействия. Конечно, как было уже отмечено ранее, всегда есть вероятность того, что проппант с полимерным покрытием не перекрыл полностью интервал перфорации.

Кроме того, уменьшая длину перфорации и соответственно вероятность, что это произойдёт, этого явления можно избежать вообще. Предупредить возникновение такой ситуации невозможно, поскольку реакция каждой скважины отличается, особенно, когда мы имеем дело с рыхлыми пластами.

Для корректировки проведенных ГРП можно рекомендовать 2 вида корректирующих ремонтных мероприятий:

- 1) дополнительное запечатывание проппантной пачки с использованием только проппанта с полимерным покрытием;
- 2) обработка в пласте с целью уплотнения.

Обработка в пласте с уплотнением выполняется методом закачки для уплотнения проппантной пачки или пластового песка в пристволенной зоне. Обработка для уплотнения в пласте является технологией, направленной на то, чтобы остановить выход проппанта или песка, искусственно связав зёрна проппанта или пластового песка в одну общую массу. Через отверстия перфорации прокачивается жидкий полимер, попадая в поровые пространства между зёрнами проппанта или песка. Избыток полимера затем удаляется промывкой или методом разделения фаз. Полимерная оболочка покрывает зёрна проппанта или песка, застывает и уже удерживает песок на месте.

Имеется несколько типов доступных полимеров: эпоксидные смолы (HydroCon E, PropLok), фурановые смолы (Hydrofix, Sanfix) и фенольные смолы. Процессу упрочнения способствуют следующие условия:

- непродолжительное время;
- ранее не наблюдалось оттока песка;
- ограниченная склонность к выносу песка;
- высокое пластовое давление;
- хорошее качество песка с проницаемостью в вертикальном направлении.

Обычно закачивают тип полимера, соответствующий данному проппанту.

Но чтобы выполнить эту работу, необходима соответствующая предварительная промывка при помощи поверхностно-активного вещества. Предварительная промывка жидкостью необходима для того, чтобы подготовить пласт к приёму полимера. Далее нагнетается полимер с малой вязкостью, который стремится к поверхностям кремнезема. Для вымывания полимера из порового пространства нужна последующая промывка. И последняя стадия – это закачка катализатора в матрицу из увлажненного полимером песка, после чего сразу же начинается процесс отверждения.

Выводы

На способы борьбы с выносом пластового песка и проппанта влияют многие факторы. Но только определённые целенаправленные решения, учитывающие все обстоятельства, могут снизить и свести к минимуму вынос мелких механических частиц и проппанта. Для начала скважина должна быть хорошо подготовлена. Следующий шаг – непосредственно проведение на ней ГРП, в процессе которого могут быть сделаны измерения определённых параметров, способствующих выносу проппанта. Предельно внимательно нужно относиться к пласту во избежание воздействия на него периодических импульсных нагрузок. Такие периодические нагрузки вызывают циклические напряжения, которые разрушают любую созданную проппантную пачку. Это относится к любому виду проппанта с полимерным покрытием. Проппанты с полимерным покрытием рассчитываются так, чтобы выдерживать влекущую силу потока, но они не выдерживают импульсных нагрузок.

Необходимо понять, что стопроцентная эффективность предупреждения выноса проппанта и миграции мелких частиц не всегда возможна из-за самого характера коллектора и других факторов, влияющих на вынос проппанта, таких как распределение проппанта с полимерным покрытием в интервале перфорации.

В частности, следует предполагать, что на больших интервалах перфорации решить проблему, скорее всего, не удастся.

В этих случаях фильтры могут оказаться единственной возможностью по предупреждению выноса проппанта. Однако фильтры обладают положительным механическим скин-эффектом и применение фильтра снизит дебит. Они также легко забиваются пластовыми мелкими частицами, нарушают нормальную работу и требуют замены. Другая возможность состоит в том, чтобы в процессе всей обработки использовать 100 % проппанта с полимерным покрытием, чтобы гарантированно не происходило смешивания, однако такой подход может оказаться нереализуемым по экономическим показателям.

Выводы и рекомендации

Из вышеизложенного анализа можно сделать вывод, что ГРП является более эффективным, чем глубокопроникающая перфорация, однако в некоторых случаях необходимо рассматривать целесообразность применения глубокопроникающей перфорации как альтернативы ГРП:

- считать целесообразным применение ГРП только по новой технологии;
- рекомендуется применять ГРП с РИР для уменьшения обводнённости продукции;
- во время ГРП применять технологии, предупреждающие вынос проппанта;
- продолжить практику широкого применения ГРП для интенсификации разработки объекта АВ₁¹⁻²;

- при планировании технологии процесса ГРП определять количество проппанта исходя из условия расхода проппанта не менее 3, но не более 5 тонн на 1 м нефтенасыщенной эффективной толщины пласта, причём оптимальной концентрацией предлагается считать 4 тонны на 1 м нефтенасыщенной толщины;
- при планировании процесса ГРП на объектах, где может произойти прорыв воды рассматривать возможность применения глубокопроникающей перфорации вместо ГРП.

Литература

1. Проект разработки Самотлорского месторождения. Геологическое строение продуктивных горизонтов. – Тюмень : СибНИИНП, 1991.
2. Проблемы разработки Самотлорского месторождения. – Тюмень : СибНИИНП, 1995.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1-4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. – Томск : Издательство ТПУ, 2006. – 166 с.
8. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М. : Недра, 1999. – 212 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
15. Экономидес М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. – М. : Петроальянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. – 194 с.
16. Анализ эффективности производства гидроразрыва пласта на объекте АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd78b4d43a88421206d37_0.html
17. Абдульмянов С.Х. Интенсификация выработки запасов нефти из пласта АВ₁¹⁻² (рябчик) Самотлорского месторождения с применением комбинированных технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 8. – С. 52–54.
18. Аксёнова Н.А., Анашкина А.Е. Анализ эффективности применения различных типов долот при бурении под кондуктор на Самотлорском месторождении // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 55–58.
19. Алексеева Л.В. Самотлорское нефтегазовое месторождение: проблемы подготовительных работ к его освоению // Сборник материалов VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «История и краеведение Западной Сибири: проблемы и перспективы изучения»; ФГБОУ ВО «Тюменский государственный университет», Ишимский педагогический институт им. П.П. Ершова (филиал) Тюменского государственного университета (10 ноября 2015 года, г. Ишим). – Ишим : Издательство филиала ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет» в г. Ишиме, 2016. – С. 119–125.
20. Антонов Е.Н., Савенок О.В. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере Самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 36–48.

21. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
22. Воробьев А.Е., Малюков В.П., Галузинский И.Д. Инновационные технологии увеличения нефтеотдачи и водоизоляции на Самотлорском нефтегазовом месторождении // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – № 3. – С. 96–101.
23. Задорожный Е.В., Мустаева Э.Р. уточнение распределения типов пород в пласте АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 53–55.
24. Исупов А.В. Успешный опыт проведения двадцатистадийного ГРП за одну спускоподъемную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «манжетный пакер» // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 56–58.
25. Казакова Т.Г. [и др.]. Гидродинамическое моделирование как инструмент анализа и оптимизации системы разработки в условиях неопределённости (на примере группы пластов АВ Самотлорского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 81–84.
26. Куликов Э.В., Залоев П.Д., Лешкович Н.М. Особенности применения ГРП на Приразломном месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 127–132.
27. Лопухов А.Н. Интеллектуализация Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 1 (168). – С. 58–64.
28. Михайлов И.С., Исанбердин В.М., Анашкина А.Е. Анализ породоразрушающего инструмента на Самотлорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 194–195.
29. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Анализ проведения ГРП на переходящем фонде скважин на Приобском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 198–200.
30. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Технологический анализ эффективности применения ГС с ГРП в сравнении с ННС на Приобском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 201–203.

References

1. Samotlor field development project. Geological structure of productive horizons. – Tyumen : SibNIINP, 1991.
2. The problems of developing the Samotlor field. – Tyumen : SibNIINP, 1995.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : «Enlightenment-South» LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells»: in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : OOO Publishing House - Yug, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House - South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Ilyina G.F., Altunina L.K. Methods and technologies of oil recovery enhancement for Western Siberia reservoirs. – Tomsk : TPU Publishing House, 2006. – 166 p.
8. Kanevskaya R.D. Mathematical Modeling of Oil and Gas Fields Development with Application of Hydraulic Fracturing. – M. : Nedra, 1999. – 212 p.
9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
10. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : Lick, 2017. – 326 p.
12. Popov V.V. [et al.] Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
15. Economidès M., Olaini R., Valko P. Unified design of hydraulic fracturing. Bridging between theory and practice. – M. : Petrolians Services Company Limited, 2004. – 194 p.
16. Fracturing Production Efficiency Analysis at the AV₁¹⁻² Project in the Samotlor Field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bd78b4d43a88421206_d37_0.html

17. Abdulmyanov S.Kh. Intensification of oil reserves production from formation AV_1^{1-2} (grouse) of Samotlor field with application of combined technologies // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. – 2010. – № 8. – P. 52–54.
18. Aksonova N.A., Anashkina A.E. Analysis of efficiency of application of different types of bits while drilling for conductor at Samotlor field // *Izvestia of higher educational institutions. Oil and gas*. – 2017. – № 4. – P. 55–58.
19. Alekseeva, L.V. Samotlor oil and gas field: problems of preparatory works for its development // *Proceedings of VI All-Russian scientific-practical conference with international participation «History and local lore of Western Siberia: problems and prospects of studying»*; FSBEI HEI «Tyumen State University», Ishim pedagogical institute. FSBEI «Tyumen State University», Ishim Pedagogical Institute named after P.P. Ershov (branch) of Tyumen State University (November 10, 2015, Ishim). – Ishim : Publishing house of the Tyumen State University branch of FSBEI HPE in Ishim, 2016. – С. 119–125.
20. Antonov E.N., Savenok O.V. Estimation of cementing quality and technical state of wells on the example of Samotlor field on the data of acoustic method of control // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Vol. 1. – P. 36–48.
21. Antonov, E.N.; Shiyan, S.I. Technique and technology of the hydraulic fracturing at the wells of the Samotlor field // *Bulatovskie readings*. 2001. – 2020. – Vol. 2.
22. Vorobyov A.E., Malyukov V.P., Galuzinskiy I.D. Innovative technologies of the oil recovery enhancement and water shut-off at the Samotlor oil and gas field // *Bulatovskie readings*. 2020. Series: Engineering researches. – 2015. – № 3. – P. 96–101.
23. Zadorozhnyi E.V., Mustaeva E.R. Specification of rock type distribution in formation AV_1^{1-2} of Samotlor field // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. – 2011. – № 12. – P. 53–55.
24. Isupov A.V. Successful experience of carrying out of twenty stages of hydraulic fracturing in one downhole lifting operation at Samotlor field with application of technology «collar packer» // *Oil. Gas. Innovations*. – 2017. – № 7. – P. 56–58.
25. Kazakova T.G. [et al.]. Hydrodynamic modeling as a tool for analysis and optimization of development system in conditions of uncertainty (on an example of group of layers AB of Samotlor field) // *Neftepromyshlennoe delo*. – 2012. – № 1. – P. 81–84.
26. Kulikov E.V., Zaloev P.D., Leshkovich N.M. Features of the hydraulic fracturing application at Prirazlomnoe field // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 127–132.
27. Lopukhov A.N. Intellectualization of the Samotlor field. *Gas. Innovations*. – 2013. – № 1 (168). – P. 58–64.
28. Mikhailov I.S., Isanberdin V.M., Anashkina A.E. Analysis of the rock destruction tool at the Samotlor field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 3. – P. 194–195.
29. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Analysis of hydraulic fracturing at the transition well stock at Priobskoye field // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 198–200.
30. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Technological analysis of HS application efficiency with hydraulic fracturing in comparison with HHC on Priobskoye oilfield // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 201–203.