

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП
НА ЕЛЬНИКОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING
AT THE YELNIKOVSKOYE OIL FIELD**

Яковлев Алексей Леонидович

директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Машаду Мартинью Лимбин Батишта

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
martinrevistatudo@gmail.com

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. В статье показан анализ проведённых в 2014–2015 годах на ряде скважин Ельниковского месторождения гидравлических разрывов пластов, рекомендации по проведению программы гидравлического разрыва пласта. На основе этого выбрано десять скважин для проведения гидравлического разрыва пласта. Описана технология ГРП, применяемые материалы и техника. Подробно выполнен расчёт параметров гидравлического разрыва пласта, приведено сравнение текущих и прогнозируемых показателей до и после проведения гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: анализ проведения гидравлического разрыва пласта; коэффициент увеличения добычи; параметры для оценки скважин-кандидатов для ГРП; технология проведения гидравлического разрыва пласта; дизайн гидравлического разрыва пласта; техника для гидравлического разрыва пласта; факторы, определяющие эффективность гидроразрыва пласта.

Yakovlev Alexey Leonidovich

Director of the department of design,
LLC KNGK-Group
yakovlev@i-npz.ru

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North Caucasian federal university
de_france@mail.ru

Machado Martinyyu Limbin Batishta

Student,
Kuban state technological university
martinrevistatudo@gmail.com

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of Chemistry,
Associate professor of Oil
and gas business
name of professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. The article shows the analysis of hydraulic fracturing of layers conducted in 2014–2015 at several wells of the Yelikovskoye field, recommendations for carrying out a hydraulic fracturing program. Based on this, ten wells have been selected for hydraulic fracturing. The technology of hydraulic fracturing, applied materials and equipment is described. The hydraulic fracture parameters are calculated in detail, the current and predicted parameters are compared before and after the fracturing.

Keywords: analysis of hydraulic fracturing; coefficient of increase in production; parameters for evaluation of wells for fracturing; technology of hydraulic fracturing; hydraulic fracturing design; technique for hydraulic fracturing; factors determining the effectiveness of hydraulic fracturing.

Ельниковское нефтяное месторождение нефти наряду с другими месторождениями (Ончугинское, Котовское, Кырыкмасское, Заборское, Ломовское, Прикамское) разрабатывается силами НГДУ «Сарапул» ОАО «Удмуртнефть». Месторождение расположено на территории Каракулинского и Сарапульского районов Удмуртской республики, в 100 километрах от города Ижевска, в 35 километрах от города Сарапула (рис. 1). Вдоль восточной границы месторождения проходит железнодорожная линия Москва – Казань – Екатеринбург.

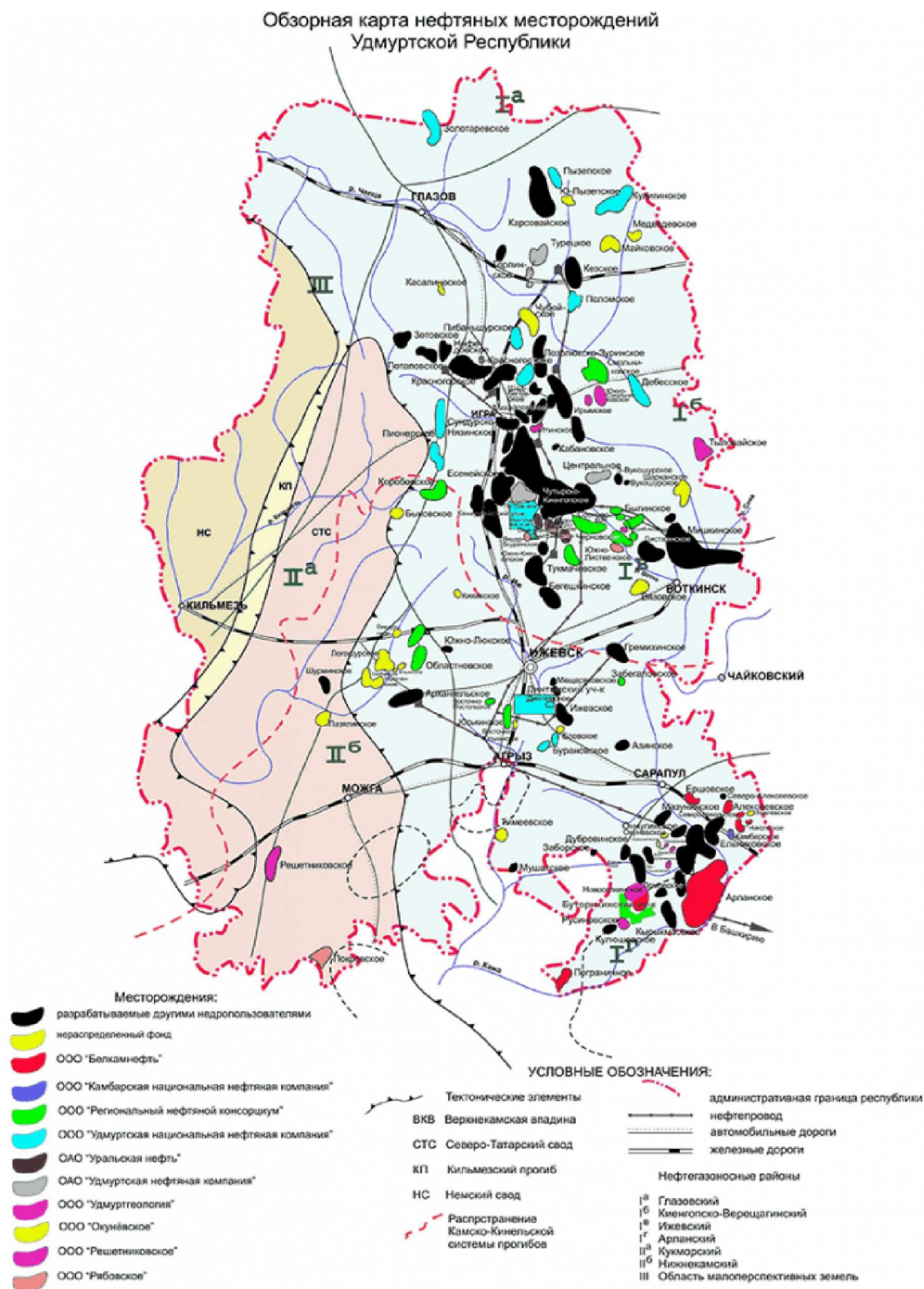


Рисунок 1 – Схема размещения месторождений Удмуртской Республики

Текущее состояние разработки Ельниковского месторождения

Ельниковское месторождение введено в разработку в 1977 году в соответствии с «Проектом опытно-промышленной эксплуатации Ельниковского месторождения. С 1991 года разработка ведётся на основании технологической схемы, составленной

«ТатНИПНефть». Месторождение многопластовое, промышленная нефтеносность выявлена в турнейских, визейских (пласты С-II, С-III, С-IV, С-V и С-VI) отложениях нижнего карбона, а также в каширо-подольских отложениях (пласты К1-4, KS-V и P1-P4) среднего карбона. Нефти всех пластов характеризуются повышенной вязкостью. Эти объективные факторы влияют на развитие процессов разработки и отрицательно влияют на степень выработки запасов нефти.

В промышленной эксплуатации находится визейский (по существовавшей ранее номенклатуре – яснополянский) объект, и каширо-подольский объект. Турнейский объект разрабатывается единичными скважинами.

На 01.01.2016 г. отобрано 21072,3 тыс. тонн нефти и 67287,7 тыс. тонн жидкости. Среднегодовая обводнённость добываемой продукции составила 82,4 %. Среднесуточный дебит по нефти – 4,6 тонн/сут., по жидкости – 26,2 тонн/сут. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,189.

Распределение добычи нефти по объектам разработки следующее:

- каширо-подольский – 99,4 тыс. тонн;
- визейский – 20927,7 тыс. тонн;
- турнейский – 45,2 тыс. тонн.

Разработка визейского объекта ведётся с поддержанием пластового давления, каширо-подольского и турнейского – на естественном режиме.

Выбор и обоснование применения гидравлического разрыва пласта для условий Ельниковского месторождения

ГРП – это одно из геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающем фонде, направленное на восстановление производительности скважин и интенсификацию добычи нефти, а также на устранение притока воды в добывающие скважины. Исходя из этого, эффективность ГТМ оценивается по трём основным характеристикам:

- 1) прирост дебита нефти после мероприятия;
- 2) рост обводнённости продукции скважины после мероприятия;
- 3) длительность эффекта прироста дебита нефти после мероприятия.

С целью определения эффективности ГТМ, проведённых на Ельниковском месторождении за последние годы, выполнена статистическая обработка дебитов скважин по нефти и жидкости до и после мероприятий. Наиболее востребованными ГТМ являются различные виды воздействия на ПЗП. В силу высокой расчленённости продуктивного разреза при различии фильтрационных характеристик продуктивных пластов рекомендуется продолжение работ по селективному воздействию на пласты с целью увеличения притока в добывающих скважинах (интенсификация притока из отдельных пропластков и вовлечение в работу ранее не дренируемых пропластков с низкими фильтрационными характеристиками).

Для условий Ельниковского месторождения с высоковязкой нефтью и низкими коллекторскими свойствами метод ГРП наиболее применим.

Анализ проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Ельниковского месторождения в 2014–2015 гг.

В декабре 2014 – январе 2015 года в ОАО «Удмуртнефть» был проведён гидро-разрыв пласта на 9 скважинах Ельниковского месторождения (песчаники С-III Яснополянских отложений). Среднесуточный дебит скважин после ГРП в течение 12 месяцев составил 22 тонн/сут., что составляет 150 % прирост (13 тонн) от 9 тонн/сут. дебита скважин до ГРП. Фактические результаты оказались на 50 % выше прогнозируемых. Потенциально существует возможность увеличения дебитов за счёт программы оптимизации скважин. Если бы все скважины работали на гидродинамическом уровне, соответствующему уровню до ГРП, среднесуточный дебит мог составить 30, а не 22 тонн/сут. При значении гидродинамического уровня 1100 м дебит мог возрасти до 50 тонн/сут.

График изменения дебитов скважин до и после ГРП представлен на рисунке 2.

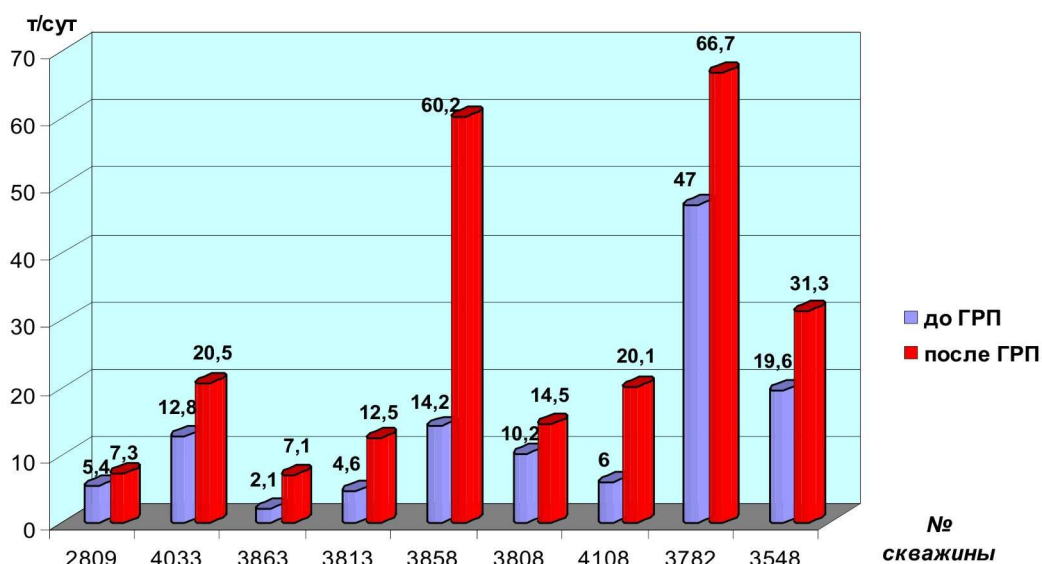


Рисунок 2 – График изменения дебитов скважин до и после ГРП

Ещё один успешный фактор данной кампании: на одной из скважин, участвовавших в мероприятиях 2011–2012 гг. (скважина № 3548), был проведён повторный ГРП. Увеличение дебита на 60 % свидетельствует о наличии большого потенциала увеличения добычи от повторного ГРП.

В таблице 1 показано изменение дебитов скважин до и после проведения ГРП.

Таблица 1 – Изменение дебитов скважин до и после проведения ГРП

№ скважины	до ГРП			после ГРП		
	Q_n , тонн/сут.	$Q_{ж}$, м ³ /сут.	% воды	Q_n , тонн/сут.	$Q_{ж}$, м ³ /сут.	% воды
2809	5,4	14,3	66,4	7,3	17,4	62,7
4033	12,8	22	48,2	20,5	27,8	34,4
3863	2,1	3,4	45,0	7,1	9,2	31,3
3813	4,6	9,4	56,4	12,5	22,3	50,1
3858	14,2	29	56,4	60,2	102,1	47,5
3808	10,2	22,8	60,2	14,5	23,1	44,1
4108	6	9,4	43,2	20,1	27,9	35,9
3782	47	68	38,5	66,7	92,6	35,9
3548	19,6	31,2	44,1	31,3	35,8	22,2
среднее	13,5	23,3	50,9	26,7	39,8	40,5

Коэффициент увеличения добычи (КУД) по проведённым 9 операциям составил 2,5, по 4 наиболее успешным операциям КУД составил 3,7, по 4 наименее успешным – 1,8. За исключением одной операции с полученным «стопом» и закачанным объёмом проппанта 10 % от запланированного, в целом КУД варьируется от 1,6 до 6,0. При проектировании последующих операций необходимо учитывать следующее:

- 1) рекомендуется провести технико-экономический расчёт замены ЭЦН для снижения гидродинамического уровня в скважинах;
- 2) снижение гидродинамического уровня, а также вероятность подтягивания конуса воды, вызовет увеличение напряжения на проппантную пачку;
- 3) рекомендуется проводить повторную перфорацию перед повторным ГРП;
- 4) рекомендуется проектировать ГРП с расчётом проводимости трещины не менее 20–30 кг/м²;

5) средняя длина трещины составила соответственно 60 и 85 м. По результатам компьютерного моделирования даже длина 60 м представляется избыточной. Рекомендуется проектировать ГРП с расчётом длины трещины, примерно равной 40 м;

6) согласно показаниям забойных манометров, в среднем расчётные давления оказались на 27 % выше фактических. В дальнейшем при расчёте следует закладывать значения пластовых давлений на 27 % ниже;

7) рекомендуется продолжать перестрел колонн перед каждым гидроразрывом посредством чередования глубоких прострелов зарядами малого диаметра и неглубоких прострелов зарядами большого диаметра (фазировка всех зарядов – 60 градусов);

8) обводнённость после ГРП снизилась по всем скважинам, кроме одной, № 2809, содержащий водоносный горизонт всего в 6 м от коллектора. По данной скважине отмечено увеличение обводнённости на 3 %. На скважине № 3858 обводнённость снизилась на 20 %, хотя водоносный горизонт расположен в 8 м;

9) на 9 скважинах эффективность мини-ГРП варьировалась от 27 до 53 %, что свидетельствует о необходимости продолжать выполнение мини-ГРП при последующих операциях;

10) для увеличения эффективности при закачке основного ГРП следует добавлять силикатную муку и песок фракции 100 меш. Силикатную муку добавлять в концентрации около 10 кг/м³ в течение всей операции, песок добавлять на последней трети мини-ГРП (и закачки подушки) в концентрации 40 кг/м³;

11) основной проппант, применявшийся на всех ГРП, – Форес 12–18. В целом даже более крупный проппант поможет улучшить проводимость трещины и снизить объём выноса проппанта. Если при перфорации образуются отверстия диаметром 24 мм, проппант 8–12 беспрепятственно проникает в пласт.

Подбор скважин для осуществления программы по проведению гидравлического разрыва пласта на Ельниковском месторождении

Подбор кандидатов является, вероятно, наиболее критичным этапом всего проекта ГРП. Успех ГРП в очень большой степени зависит от подбора скважины. Например, эффект от ГРП истощённого коллектора может оказаться весьма краткосрочным и неутешительным. Наоборот, такой ГРП на скважине с сильно повреждённой призабойной зоной, в коллекторе с большими запасами может привести к значительному и устойчивому приросту добычи.

Параметры для оценки скважин-кандидатов для ГРП: для корректной оценки скважины-кандидата ГРП требуется минимальный объём данных. Ниже приведён перечень параметров и данных, необходимых для проведения такой оценки.

1. Карта месторождения с указанием:

- расположения скважины-кандидата;
- расположения соседних скважин, включая нагнетательные;
- расположения скважин с выполненными ГРП;
- легендой, дающей возможность рассчитать расстояния до соседних скважин.

2. Данные по добыче прошлых лет:

- графики работы скважины по нефти, воде и газу, динамика давления на устье, данные по всем внутрискважинным работам;
- текущий режим эксплуатации;
- сведения по скважинам после ГРП в районе работ, в т.ч. данные ГИС.

3. Данные (диаграммы) ГИС в открытом стволе:

- ГК, ПС, пористость, сопротивление и/или данные акустического каротажа;
- содержать сведения об интервале как минимум на 50 м выше и 50 м ниже интересующей зоны;
- на диаграммах должны быть показаны зоны ПВР (в прошлом, настоящие и планируемые в будущем);
- текущий и планируемый искусственный забой;
- должна быть показана кровля всех зон.

4. Данные по целевому интересующему и соседним пластам:

- пластовое давление;
- пластовая температура;

- пористость;
 - литология;
 - местонахождение разломов;
 - естественная трещиноватость коллектора.
5. Данные по фильтрационным свойствам пласта, полученные при бурении:
 - модуль Юнга;
 - данные, свидетельствующие о том, будут ли прилегающие зоны являться барьером на пути развития трещины в высоту, или нет;
 - проектные кровля и подошва трещины;
 - требуется изоляция перфорационных отверстий для обеспечения развития трещины в целевой зоне;
 - представляет ли проблему близкорасположенный водоносный горизонт.
 6. Представляет ли проблему вынос проппанта.
 7. АКЦ с данными по 50 м выше и ниже целевого интервала.
 8. Схемы конструкции скважин с указанием расположения интервалов перфорации, высоты подъема цемента, интервалов посадки и диаметров, цементных мостов-пробок, мест выполнения ловильных работ.
 9. Сведения по обсадным колоннам и НКТ:
 - диаметры, марки стали, интервалы спуска;
 - наличие хвостовика в скважине;
 - диаметр планируемой колонны ГРП;
 - выдержит ли колонна ГРП преждевременный «Стоп»;
 - выдержит ли затруб ожидаемые давления;
 - достаточно ли качество цементирования над предполагаемой высотой трещины;
 - достаточно ли сцепление цементного камня (качество и количество), чтобы избежать смятия обсадной колонны над пакером;
 - можно ли выполнить исследование с применением тетраборнокислого натрия или импульсного нейтронного каротажа для выявления воды в каналах цементного камня.
 10. Данные о перфорации:
 - тип перфоратора;
 - плотность перфорации (отв. на м);
 - диаметр и глубина отверстий (мм);
 - фазирование (град);
 - отношение диаметра к максимальному размеру частиц проппанта (меш).
 11. Искривление ствола:
 - глубина максимальной кривизны ствола;
 - отклонение от вертикали на кровле интервала перфорации.
 12. Полные данные по эксплуатации скважины.
 13. Наземные сооружения.
 14. Поддержка проекта со стороны ППД:
 - в состоянии ли нагнетательные скважины обеспечить повышенные объемы нагнетания в связи с возросшим отбором нефти;
 - требуется карта (схема) заводнения.

При выполнении ГРП колонна подвергается экстремальным нагрузкам.

Аномальные давления. При выполнении ГРП давление на устье может превышать 680 атм. Очень важно, чтобы фонтанная арматура (ФА) была пригодна для работы с такими давлениями

Абразивные составы. Важно защитить ФА от чрезмерной эрозии.

Высокие нагрузки на НКТ и пакер.

Высокие нагрузки на обсадную колонну. Обсадная колонна должна выдерживать давления в затрубье, необходимые для выравнивания давлений ГРП в колонне ГРП.

Высокие нагрузки на хвостовик. Хвостовики должны выдерживать высокие забойные давления ГРП.

Жидкости – всегда следует проверять жидкости до начала КРС: качество, плотность, процент содержания соли, кальция и магния в воде, общее содержание взвешенных частиц и pH. В качестве основных жидкостей рекомендуется отфильтро-

ванная до 10 микрон вода с 3 % содержанием хлористого калия. «Чистую» нефть необходимо проверить на содержание воды и частиц песка. Для глушения скважин и КРС должна применяться только нефть с содержанием частиц песка < 0,003 %. Все ёмкости для хранения нефти должны быть очищены паром. Для транспортировки разрешается использование только очищенных емкостей. Перед применением все жидкости подлежат обязательной проверке.

Посадка пакера. Запрещается спуск скребков и пакеров ниже интервала перфорации. Обычно пакер устанавливается на расстоянии 35 мм над перфорационными отверстиями. В случае надёжного цементирования пакер может устанавливаться на высоте до 50 м над верхними перфорационными отверстиями. Одно соединение НКТ устанавливается ниже пакера. В ежедневный отчёт по КРС должны включаться данные по глубине посадки пакера и весу лифтовой колонны до и после установки. Отклонения от заданных параметров должны также фиксироваться в отчёте.

Интервал проработки обсадной колонны скребком. Проработка обсадной колонны скребком должна производиться на расстоянии от 40 м над пакером до 5 м над перфорационными отверстиями. При отсутствии перфорационных отверстий проработка скребком производится до планируемой нижней перфорации.

Размер шаблонов. Рекомендуется максимально возможный для заданной колонны размер шаблонов. Таким образом, шаблон должен быть больше диаметра пакера и иметь достаточную длину и наружный диаметр для установки скважинного насоса.

Выбор скважин-кандидатов

На основании вышеизложенного был проведён детальный анализ всего добывающего фонда скважин Ельниковского месторождения:

- работа скважины;
- проведённые на ней ремонты (аварии);
- проводимые на ней ГИС;
- конструкция скважин;
- проведённые на ней ГТМ, оптимизации;
- способ эксплуатации;
- расположение скважины по отношению к другим скважинам.

После этого были выбраны 10 скважин для осуществления программы по гидроразрыву пласта.

Мощность продуктивной зоны – очевидно, наиболее важная переменная величина коллектора, по нашему мнению, поскольку на её основе делаются оценочные расчёты общей проницаемости.

Кривизна ствола в зоне перфораций – часто проблемы с гидроразрывами возникают по причине увеличения угла отклонения ствола в интервале перфораций. На результат может влиять и модуль. Чем мягче порода, тем менее важен угол ствола. Однако если породы характеризуются предполагаемым модулем 3–6 млн psi, тогда кривизна является важной величиной.

Количество перфорированных зон – гидроразрыв может быть осложнён в результате неоднородности коллектора песчаных пропластков или по причине мощных перемычек между ними.

Проницаемость – поскольку значения приближённые, не следует полагаться на эту переменную при ранжировании скважин. Скважина может иметь низкое значение $K_{пр}$ по причине высокого скин-фактора.

Обводнённость – при подборе кандидатов на ГРП предпочтение не отдаётся скважинам с высокой обводнённостью продукции. Однако, по нашему мнению, можно руководствоваться тем, сколько нефти можно добыть со скважины даже при большом отборе воды.

Пластовое давление – опять-таки вопрос о точности оставляет место сомнениям совместимости данной переменной.

В таблице 2 приведена динамика добычи по скважинам-кандидатам.

В таблице 3 показана конструкция скважин.

В таблице 4 рассмотрены физико-химические свойства по скважинам-кандидатам.

Таблица 2 – Динамика добычи по скважинам-кандидатам

Дата	Скважина № 4006			Скважина № 4025			Скважина № 2806			Скважина № 4002			Скважина № 2805		
	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%
январь 2016	12,9	5,1	56	7,0	2,9	54	12,5	4,9	56	9,0	7,2	10	7,0	3,1	50
февраль 2016	12,7	5,1	55	7,1	2,9	54	13,0	5,2	55	8,8	7,0	10	7,5	3,4	50
март 2016	12,8	4,7	59	7,1	2,9	54	12,5	5,2	53	8,9	7,1	10	7,2	3,1	51
апрель 2016	11,2	4,9	51	7,0	2,9	54	12,1	5,1	53	9,2	7,4	10	7,2	3,1	52
май 2016	11,5	4,8	53	7,0	3,0	52	12,3	5,0	54	9,0	7,2	10	7,2	3,1	52
июнь 2016	11,5	4,7	54	7,0	2,8	55	12,4	5,1	54	9,3	7,4	11	7,4	3,0	55
июль 2016	11,9	4,9	54	7,1	2,8	55	12,5	4,9	56	9,3	7,4	11	7,0	2,8	55
август 2016	12,0	5,2	51	7,2	2,9	55	12,6	5,3	53	9,1	7,2	11	7,2	3,0	53
сентябрь 2016	12,0	5,0	53	7,3	3,1	53	12,3	4,9	55	9,0	7,2	11	7,2	2,9	55
октябрь 2016	11,4	4,4	56	7,3	3,1	52	12,4	4,9	56	9,6	7,5	12	7,6	3,0	55
ноябрь 2016	11,8	4,3	59	7,2	3,0	53	12,5	5,0	55	9,1	7,2	11	7,6	3,1	54
декабрь 2016	12,0	4,7	56	7,4	3,0	54	12,5	5,2	53	9,0	7,1	11	7,5	3,2	53

Продолжение таблицы 2

Дата	Скважина № 2792			Скважина № 2758			Скважина № 2814			Скважина № 3786			Скважина № 2817		
	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%
январь 2016	12,9	5,1	56	7,0	2,9	54	12,5	4,9	56	9,0	7,2	10	7,0	3,1	50
февраль 2016	12,7	5,1	55	7,1	2,9	54	13,0	5,2	55	8,8	7,0	10	7,5	3,4	50
март 2016	12,8	4,7	59	7,1	2,9	54	12,5	5,2	53	8,9	7,1	10	7,2	3,1	51
апрель 2016	11,2	4,9	51	7,0	2,9	54	12,1	5,1	53	9,2	7,4	10	7,2	3,1	52
май 2016	11,5	4,8	53	7,0	3,0	52	12,3	5,0	54	9,0	7,2	10	7,2	3,1	52
июнь 2016	11,5	4,7	54	7,0	2,8	55	12,4	5,1	54	9,3	7,4	11	7,4	3,0	55
июль 2016	11,9	4,9	54	7,1	2,8	55	12,5	4,9	56	9,3	7,4	11	7,0	2,8	55
август 2016	12,0	5,2	51	7,2	2,9	55	12,6	5,3	53	9,1	7,2	11	7,2	3,0	53
сентябрь 2016	12,0	5,0	53	7,3	3,1	53	12,3	4,9	55	9,0	7,2	11	7,2	2,9	55
октябрь 2016	11,4	4,4	56	7,3	3,1	52	12,4	4,9	56	9,6	7,5	12	7,6	3,0	55
ноябрь 2016	11,8	4,3	59	7,2	3,0	53	12,5	5,0	55	9,1	7,2	11	7,6	3,1	54
декабрь 2016	12,0	4,7	56	7,4	3,0	54	12,5	5,2	53	9,0	7,1	11	7,5	3,2	53

Таблица 3 – Конструкция скважин

Номер скважины	Эксплуатационная колонна		Забой		текущий, м	дата	интервал	тип перфоратора	плотность
	диаметр, мм	толщина стенок, мм	искусственный, м						
4006	146	8	1360		1358	1991	1278,0–1279,8; 1280,4–1282,4; 1283,6–1286,0	ПК-105	10
4025	146	8	1480		1480	1988	1377,4–1378,8; 1380,2–1381,4; 1383,0–1385,6; 1389,0–1391,6; 1393,0–1396,0	ПК-105	10
2806	146	8	1510		1500	1990	1436,4–1438,0; 1438,8–1440,4; 1444,4–1450,4	ПК-105	10
4002	146	8	1520		1490	1985	1451,2–1452,8; 1459,4–1461,2; 1462,0–1464,2; 1468,0–1472,0	ПК-105	10
2805	146	7	1488		1485	1987	1418,8–1420,4; 1422,0–1423,2; 1428,0–1431,6	ПК-105	10
2792	146	8	1521		1515	1990	1423,2–1424,4; 1428,0–1429,2; 1436,4–1438,4; 1445,6–1447,2 1449,0–1451,6	ПК-105	10
2758	146	8	1430		1420	1991	1346,8–1348,0; 1349,0–1350,0; 1352,4–1361,0; 1380,8–1384,0	ПК-105	10
2814	146	7	1468		1460	1986	1403,0–1405,2; 1412,2–1413,8; 1418,4–1422,8	ПК-105	10
3786	146	8	1503		1500	1988	1442,8–1445,2; 1453,0–1454,0; 1455,2–1457,6	ПК-105	10
2817	146	8	1500		1500	1987	1430,8–1433,0; 1435,0–1436,0; 1437,0–1438,0; 1440,8–1446,0	ПК-105	10

Таблица 4 – Физико-химические свойства по скважинам-кандидатам

Номер скважины	Пластовое давление, атм.	Забойное давление, атм.	Давление насыщения, атм.	Вязкость, мПа · с	Объёмный коэффициент	Скин-фактор	Эффективная мощность, м	Проницаемость, мД	Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³
4006	111	50	65	20,87	1,028	25,148	5,2	100	0,889
4025	124	48	62	21,30	1,100	23,146	10,0	87	0,889
2806	124	50	66	20,01	1,056	25,147	7,4	97	0,889
4002	138	52	68	20,90	1,080	24,657	22,2	81	0,889
2805	135	54	63	21,80	1,102	26,822	6,6	86	0,889
2792	125	51	62	21,89	1,112	25,444	10,0	79	0,889
2758	127	47	61	22,34	1,038	20,176	9,0	96	0,889
2814	127	31	65	20,08	1,097	26,688	6,6	100	0,889
3786	123	52	65	20,84	1,112	26,442	9,8	94	0,889
2817	135	54	66	23,41	1,084	25,233	12,0	83	0,889

Технология проведения гидравлического разрыва пласта

- 1) Геологической службой управления составляется информация установленной формы для расчёта ГРП.
- 2) Составляется программа проведения ГРП по результатам расчёта на ЭВМ.
- 3) На территории скважины подготавливается площадка для размещения оборудования и агрегатов по ГРП.
- 4) Устанавливается специальное устьевое оборудование на скважине.
- 5) Мастер КРС передаёт скважину ответственному по ГРП соответственно акта для проведения ГРП установленной формы.
- 6) Размещение агрегата и оборудования производится инженером ГРП согласно приложенной схеме.
- 7) Проводится испытание на герметичность устьевого оборудования, манифольдов и соединений нагнетательных линий от агрегатов к скважине под давлением 700 атм. в течение 10 мин.
- 8) При установлении герметичности соединений в скважину подаётся чистая загеленная жидкость разрыва для осуществления ГРП. Свидетельством достижения разрыва является увеличение приемистости скважины по диаграмме на компьютере.
- 9) После достижения разрыва в скважину, согласно программе, нагнетается от 10 до 40 м³ чистой загеленной жидкости разрыва.
- 10) За жидкостью разрыва производится закачка загеленной жидкости с подачей расчетной дозы проппанта от 100 до 900 кг/м³ до определённой стадии объёма закачки по намеченной программе при давлениях до 450 атм. Для закрепления трещин закачивается 4–30 тонн проппанта.
- 11) Непосредственно за смесью проппанта и жидкости закачивается жидкость продавки в объёме до кровли пласта. Управление процессом ГРП осуществляется с пульта управления и по радиосвязи.
- 12) Темп нагнетания жидкости выдерживается расчетный, в пределах 3–7 м³/мин. в зависимости от геолого-промысловых данных пласта.
- 13) Скважина оставляется на распад геля, на 24 часа под остаточным давлением, с регистрацией изменения давления в виде графика на ЭВМ.
- 14) В процессе ГРП ведётся непрерывная регистрация следующих параметров: давления нагнетания, темпа закачки, затрубного давления, количества проппанта, плотности жидкости, количества химреагентов. Регистрация параметров ведётся одновременно в виде графика на экране ЭВМ, записи в памяти ЭВМ, записи на дискету, распечатки на принтере и записи в таблицу данных. Выдача документации по ГРП с ЭВМ производится в форме: сводки ГРП, графиков изменения параметров в процессе ГРП, графика изменения остаточного давления после ГРП.

Гидравлический разрыв пласта – в скважине, выбранной для ГРП, определяется дебит (приёмистость), забойное и пластовое давление, содержание воды в добываемой продукции и газовый фактор. Осуществляются мероприятия по очистке забоя и ПЗП.

Хорошие результаты даёт предварительная перфорация в узком интервале пласта, намеченном для ГРП. Для этих целей применяется кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию. Такие мероприятия снижают давление разрыва и повышают его эффективность.

Проверяется герметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. Спускают НКТ (как можно большего диаметра для уменьшения потерь давления) с пакером и якорем. Пакер устанавливается на 5–10 м выше разрываемого пласта против плотных непроницаемых пород (глина, аргиллит, алевролит). Ниже пакера устанавливаются НКТ (хвостовик). Длину хвостовика выбирают максимальной возможной для того, чтобы песок двигался к трещине и не выпадал в зумпф скважины.

Промывают и заполняют скважину до устья собственной дегазированной нефтью в нефтяных добывающих и нагнетаемой водой – в нагнетательных скважинах. После посадки пакера опрессовку его производят путём закачки нефти или воды в НКТ при открытом затрубном пространстве. При обнаружении пропусков в пакере его срывают и производят повторную посадку и опрессовку. Если и в этом случае не достигается герметичность пакера, то его заменяют или изменяют место посадки.

Оборудование, необходимое для ГРП, расставляется персоналом бригады ГРП на площадке перед скважиной согласно технологической схемы, производится обвязка оборудования трубопроводами (для низкого давления мягкими рукавами, для высокого давления – стальными трубами) между собой, емкостями и скважиной. После закрепления всех трубопроводов производится их опрессовка на давление ожидаемое рабочее плюс коэффициент запаса, зависящий от величины ожидаемого рабочего (например, при ожидаемом рабочем давлении более 650 атм., коэффициент запаса будет равен 1,25). Производится приготовление рабочей жидкости разрыва путём перемешивания технологической жидкости, находящейся в емкостях, с химическими реагентами, повышающими вязкость. Продолжительность подготовки жидкости разрыва зависит от её объёма, качества и температуры.

Процесс ГРП начинается с закачки жидкости разрыва в скважину с расходами и давлением, соответствующим рабочему проекту. Разрыв пласта отмечается падением давления закачки и увеличением приемистости скважины

Давление ГРП на забое скважины $P_{зab}$ определяется по формуле:

$$P_{зab} = P_{гор} + \sigma_p, \quad (1)$$

где σ_p – предел прочности пород продуктивного пласта на разрыв, МПа;

$P_{гор}$ – величина горного давления, определяется по формуле:

$$P_{гор} = H \cdot \rho \cdot 10^{-6}, \quad (2)$$

где H – глубина обрабатываемого пласта, м; ρ – плотность пород, слагающих разрез скважины, кг/м³.

Давление ГРП на устье скважины $P_{уст}$ определяется по формуле:

$$P_{уст} = P_{гор} + \sigma_p + P_{тр} - P_{пл}, \quad (3)$$

где $P_{тр}$ – потери давления из-за трения жидкости в трубах, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

После разрыва пласта для увеличения приемистости скважины увеличивают расход жидкости и поднимают давление разрыва. При получении величины трещины, соответствующей проектной, начинается закачка расклинивающего материала в трещину для её закрепления. Эта стадия проходит при максимальных давлениях и производительности для обеспечения максимального раскрытия созданных трещин.

Непосредственно после закачки расклинивающего материала без снижения темпов производится его продавка в пласт чистой жидкостью в объёме, равном объёму труб; затем останавливаются все агрегаты, закрывается устьевая задвижка, и скважина не менее суток находится на распределении давления и распаде геля.

Во время процесса ГРП в затрубном пространстве скважины поддерживается давление от 80 до 130 МПа с целью уменьшения перепада давления на НКТ и пакер.

Все параметры ГРП (давление на насосных агрегатах, мгновенные и накопленные расходы жидкости и закрепляющего материала, давление в затрубном пространстве, суммарный расход жидкости, плотность смеси) выводятся на станцию контроля и управления процессом и регистрируются в памяти компьютеров. В процессе ГРП используется следующая техника:

- специальные насосные агрегаты высокого давления;
- смеситель (блендер);
- станция контроля и управления процессом; песковоз;
- пожарный автомобиль;
- блок манифольдов;
- автомобиль для перевозки химреагентов;
- вакуумная установка.

Схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП показана на рисунке 3.

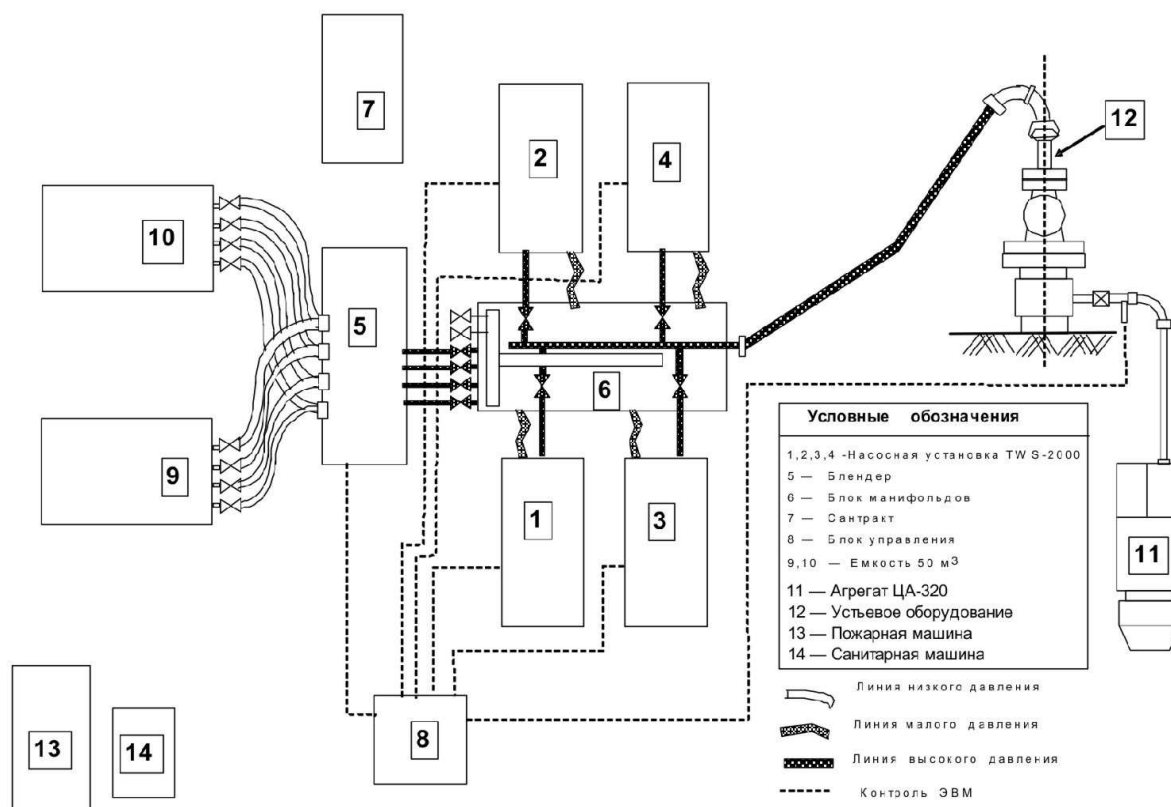


Рисунок 3 – Схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП

Схема расположения подземного оборудования при проведении ГРП на примере скважины № 4006 Ельниковского месторождения приведена на рисунке 4.

Проведение перфорации

При проведении скважинных работ важно не допустить закупорки перфорационных отверстий. Все операции, которые могут привести к осыпям (цементирование, установка песчаных заглушек, проработка скребком и др.) должны проводиться до перфорирования. Затем жидкости в скважине вытесняются чистыми жидкостями. Эта операция также проводится до перфорирования.

За исключением случаев ограниченной перфорации, ПВР на скважине должно выполняться таким образом, чтобы минимизировать давления трения в пристволье и риск преждевременного «Стопа» при закачке ГРП, падение давления в призабойной зоне и вынос проппанта при эксплуатации, а также чтобы обеспечить хорошее перекрытие продуктивной зоны, избежав в то же время контакта трещины с зонами нежелательных флюидов.

Важно, чтобы диаметр перфорационных отверстий соответствовал размеру проппанта. Во многих случаях, особенно при осадконакоплениях, рекомендуется повторное перфорирование до начала ГРП. В отсутствие надёжной информации в целях безопасности скважины рекомендуется ПВР с плотностью 20 отв./м, фазированием 60 град., с входным диаметром отверстий 12 мм.

Длина интервала перфорации может оказать влияние на трещину. Для вертикальных скважин ограничение по интервалу перфорации 15–30 м. На наклонно-направленных скважинах интервал ПВР должен прогрессивно уменьшаться при нарастании отхода от вертикали. В случае если зенитный угол ствола составляет 45 град и более, рекомендуемый интервал не должен превышать 10 м. Интервал перфорации должен быть ограничен на скважинах с большим отходом и горизонтальных. Меньшие интервалы ПВР следует предусмотреть и в случае жестких пород, а также при неблагоприятной ориентации стрессов в призабойной зоне. Для горизонтальных скважин в меловых породах рекомендуемый интервал перфорации составляет от 0,7 до 2,5 м в зависимости от ориентации ствола. В более жёстких породах интервал ПВР должен быть сокращён до 0,7 м.

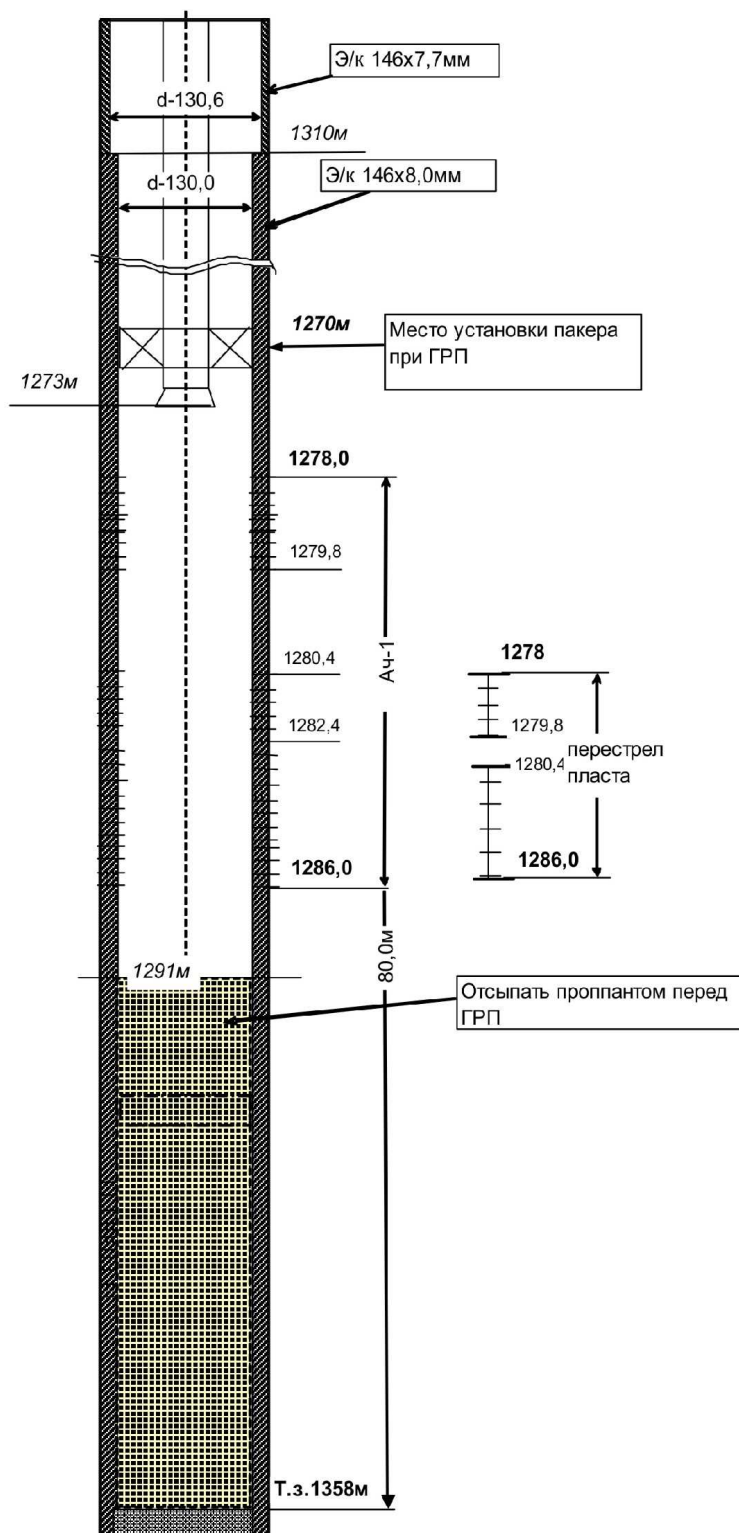


Рисунок 4 – Схема расположения подземного оборудования при проведении ГРП на примере скважины № 4006

На вертикальных скважинах и скважинах с зенитным углом менее 45 град прострел выполняется с фазированием 60 град. При больших углах отхода и на горизонтальных скважинах прострел выполняется с фазированием от 0 до 180 град с ориентацией кровли и подошвы интервала перфорации по вектору силы тяжести. За исключением случаев частичной (ограниченной) перфорации плотность ПВР должна быть как минимум 10 отв./м. Как правило, глубина отверстий в 100–150 мм является достаточной.

Депрессия на пласт может снизить начальное давление разрыва на 68 атм. и, вероятно, даст возможность привлечения к ГРП большей части интервала перфорации. Вызов притока перед ГРП имеет такой же эффект. В иных случаях избыточное (репрессия) или сбалансированное давление может быть достаточным. Перфорирование на очень высокой репрессии перед ГРП может помочь минимизировать проблемы с искривлением каналов, обусловленным некачественными работами ПВР, однако, как правило, не рекомендуется.

Дизайн гидравлического разрыва пласта

Традиционно рассматриваемые моменты включают:

Зенитный угол и азимут. В идеальном случае желательно рассматривать в качестве кандидатов для ГРП вертикальные скважины, поскольку отход даже в 15 град ведёт к росту давления закачки и риску преждевременного «Стопа», а также к резкому снижению продуктивности после ГРП. Другим вариантом является подбор скважины с отходом, траектория которой находится в плоскости трещины.

Траектория скважины. Данное обстоятельство критично и при работах с ГНКТ и операциях (ГИС) на кабеле, без исключения требуемых при проведении ГРП. Важно, чтобы траектория скважины не ограничивала выполнение этих работ.

Расчёт проницаемости коллектора. Обычной проблемой (к сожалению, не ограничивающейся разработкой месторождения и интенсификацией притока после ГРП) является то обстоятельство, что проницаемость коллектора известна лишь в широком диапазоне. Следует предпринять все усилия к исследованию скважины перед ГРП для получения точных (в разумных пределах) значений проницаемости и скина. Какая полудлина и проводимость трещины должна учитываться при подготовке дизайна? Если необходимо рассчитать дизайн ГРП, исходя из соображений максимального дебита, то, грубо говоря, длина трещины рассчитывается по нижней границе проницаемости, а проводимость – по верхней. Это обеспечивает оптимизацию параметров трещины с точки зрения дебита, хотя и потребует дополнительных затрат из-за большего объёма проппанта.

Повторный ГРП может привести к изменениям стрессов породы или росту фильтрации в призабойной зоне, что окажет влияние на будущие ГРП.

Качество цементирования (целостность сцепления). Чаще всего, качеству цементирования не придаётся той важности, которой оно заслуживает. Качественный цемент в зоне эксплуатационного хвостовика и интервала перфорации является обязательным условием для того, чтобы не допустить развития трещины за колонной в нежелательные зоны. Это особенно важно при ГРП вблизи зон контактов или при закачке кислоты перед ГРП.

Данные по соседним скважинам – Соберите данные по ранее выполненным ГРП в районе работ, включая данные по градиенту разрыва по нагнетательным скважинам и испытаниям на гидроразрыв по данным бурения. Это послужит хорошей оценкой при расчете давлений ГРП и прочих параметров дизайна, таких как фильтрация и время до получения ТСО. При ГРП в районах с естественным трещинообразованием важно обеспечить наличие понизителей фильтрации, таких как песок с размером частиц 100 меш и/или силикатной муки, для включения в состав жидкости ГРП и мини-ГРП.

Забойные манометры (ЗМ) с работой в реальном времени или записью в блок памяти. При ГРП сложных пластов с необычными стрессами в тектонически-активных зонах или при ГРП в скважинах с большим отходом и горизонтальных, применение ЗМ с выдачей данных в реальном времени является в высшей мере рекомендуется. Такие ЗМ могут размещаться на колонне ГРП или на НКТ сразу под пакером, с кабелем с другой стороны. Аналогично, если предусматривается сравнительно простой ГРП, например, в приуроченном коллекторе с нормальными режимами стрессов, достаточно использовать ЗМ с записью данных в блок памяти. Такие ЗМ легко извлекаются через скважинные камеры газлифтной установки, либо в промежутке между мини-ГРП и основным ГРП. Данные ЗМ критичны для оптимизации дизайнов ГРП и оценки работы скважины впоследствии.

Полудлина и проводимость трещины. Обычно рассчитываются, чтобы добиться максимальной продуктивности с учётом затрат.

Высота трещины. Критичное влияние на успешность ГРП может оказать прогноз развития трещины в высоту на новых скважинах, с возможным проникновением в нижележащие водоносные или вышележащие газоносные пласты. В низкопродуктивных зонах проблемой может являться чрезмерное увеличение высоты трещины. Использование линейных гелей или сшитой нефти может быть оптимальным для этих целей.

Заключительные работы

После проведённого гидроразрыва и спада давления из скважины извлекается подземное оборудование и замеряется забой. При наличии песчаной пробки производится промывка её.

В том случае, если для контроля местоположения трещин и оценки их раскрытия закачивался меченый изотопами материал, производится повторный замер гамма-каротажа. Сопоставление контрольного и проведённого замеров гамма-каротажа позволяет установить интервалы разрыва, а по величине зернистого «меченого» материала оценивают раскрытие трещин.

Освоение и эксплуатация скважины после процесса в большинстве случаев производятся тем же способом, как и до гидроразрыва.

После установления постоянного отбора жидкости из скважины производится исследование методами установившегося и не установившегося отбора для определения коэффициента продуктивности по добывающим или коэффициента приёмистости по нагнетательным скважинам и других параметров пласта, призабойной зоны скважины. Для выявления качественных изменений, происшедших в скважине после гидроразрыва, следует производить замеры дебита нефти и газа, процента обводнённости, количества выносимого песка и т.д.

Для более полного представления о длительности эффекта в скважине при последующей эксплуатации ее, помимо замеров дебита нефти и газа, необходимо периодически (один раз в квартал) производить исследования по изучению динамики коэффициента продуктивности. Особенно такие исследования необходимы при значительных изменениях режима работы насосной установки (длины хода, числа качаний, глубины подвески и диаметра насоса) или режимов работы фонтанного или газлифтного подъёмников.

Техника для гидравлического разрыва пласта

Смеситель (блендер):

Смеситель монтируется на грузовом автомобиле типа «Kenworth» Т800 6 × 6 рассчитана на эксплуатацию в диапазоне температур окружающего воздуха от –40 °С до +40 °С.

Смесительная установка характеризуется следующими техническими данными:

- расход жидкости – 7,9 м³/мин.;
- максимальное давление на выходе – 5,3 атм.;
- максимальная плотность на выходе – 2,4 кг песка на 1 литр;
- максимальный расход сухих химических веществ – 0,074 м³/мин.;
- максимальный расход жидких химических веществ – 57 л/мин.;
- максимальная подача расклинивающего агента – 7260 кг/мин.

Привод смесительной установки – гидравлический. Привод насоса – от многоступенчатой коробки передач с гидроприводом от силовой установки на шасси автомобиля. Насос питает гидродвигатели, которые приводят в действие следующие агрегаты:

- всасывающий центробежный насос;
- нагнетательный центробежный насос;
- две системы сухих добавок;
- две системы жидких добавок;
- два шнека для подачи расклинивающего агента;
- один перемешиватель растворов;
- систему шнекового подъёма расклинивающего агента.

Смесительная система:

Смесительная система «Stewart & Stevenson» содержит цилиндрический смеситель, построенный на принципе «бак в баке» для обеспечения полного и равномерного

смешивания растворов. Чистая жидкость поступает в смесительный бак через всасывающий коллектор и далее проходит в радиальном направлении внутри наружной жидкостной камеры.

Циркулируя в наружной камере, жидкость перетекает через верхнюю радиальную кромку наружной стенки внутренней камеры, во внутреннюю смесительную камеру, смешиваясь с подаваемыми в неё расклинивающими агентами.

Благодаря большой поверхностной зоне наклонных стенок внутренней камеры, проппант тщательно увлажняется, не вызывая при этом ненужной аэрации раствора. В нижней части камеры установлен миксер с регулируемой скоростью вращения лопаток, который обеспечивает полное и равномерное смешивание раствора.

Смеситель содержит также систему автоматического регулирования уровня жидкости. В камеру смешивания также подаются химические добавки из соответствующих систем сухих и жидких добавок.

Шнеки для загрузки расклинивающего агента:

В задней части установки монтируются два шнека диаметром 30,5 см с переменной частотой вращения. У основания шнековых транспортеров установлен стальной бункер для загрузки проппанта.

На шнеках смонтированы электрические датчики для регистрации объема и скорости подачи проппанта.

Шнековый транспортёр поднимается и опускается в транспортное или рабочее положение. Имеется также механическое блокировочное устройство для фиксации шнеков в установленном гидромеханизмами положении.

Всасывающий насос и коллекторы:

Всасывающий центробежный насос «Mission Magnum» обеспечивает перекачивание жидкостей с интенсивностью 11 м³/мин, из емкостей в смесительный бак или к насосным установкам. На всасывающем коллекторе смонтировано девять входных штуцеров диаметром 4" с дроссельным затвором в каждом и соединительным фитингом с внутренней резьбой. Нагнетательная линия соединяется трубопроводами со смесительным баком.

Нагнетательный насос:

Нагнетательный центробежный насос «Mission Magnum» обеспечивает перекачивание жидкостей с интенсивностью 11 м³/мин., из смесительного бака, насыщенные проппантом смеси. На нагнетательном коллекторе смонтировано шесть входных штуцеров диаметром 4" с дроссельным клапаном в каждом и соединительным фитингом с внутренней резьбой.

Контрольные приборы (расходомеры и плотномеры):

Между всасывающим коллектором и смесительным баком устанавливается расходомер турбинного типа. Такой же расходомер устанавливается и в нагнетательной магистрали. Там же смонтирован плотномер наклонного типа 200MCI. Эти приборы оборудуются соответствующими датчиками и электрическими кабелями для соединения этих приборов с суммирующими цифровыми приборами.

Система сухих добавок:

Смеситель оснащён двумя системами сухих добавок с изменяемой частотой вращения. Для подачи сыпучих химикатов используются шнековые транспортёры с производительностью 0,037 м³/мин.

Система жидких химических добавок:

Смесительная установка оснащена двумя насосными системами жидких добавок с изменяемой частотой вращения каждая из них оборудована расходомерами в нагнетательной линии с датчиками и кабелями для соединения с сумматорами расхода добавок, которые смонтированы в кабине управления установкой.

Системы жидких добавок подают соответствующие химикаты с указанной ниже производительностью при давлении выше 5 кг/см²:

- система 1 : 19 л/мин;
- система 2 : 38 л/мин.

Блок манифольдов:

Установка смонтирована на грузовом а/м «Mercedes Bens 2629» и предназначена для работы в диапазоне температур от -40 °С до +40 °С.

На шасси смонтирован гидравлический кран «MFG» с поворотной стрелой, который используется для снятия и установки сетчатого короба с гибкими соединениями, а также для других погрузочно-разгрузочных работ.

Блок манифольдов состоит из двух частей: манифольда низкого давления и манифольда высокого давления. Манифольд низкого давления представляет собой сварную конструкцию из стальных труб диаметром 10". Манифольд имеет 8 точек ввода, соединяемых шлангами с нагнетательной линией смесителя и по 6 выводов диаметром 4" с каждой стороны манифольда для подсоединения всасывающих линий насосных установок. Каждое соединение имеет дроссельный клапан.

Манифольд высокого давления представляет собой конструкцию, собранную из стальных труб диаметром 3", жёстко закреплённую на салазках, и служит для подключения до шести насосных установок. На каждом из вводов установлен обратный клапан, что исключает переток жидкости из линии высокого давления в насос и задвижка поворотного типа.

Снятие показаний давления в манифольде производится через датчик, соединённый при помощи кабеля с аналого-цифровым преобразователем, установленным в станции управления.

Блок манифольдов оснащен комплектом труб диаметром 3" и гибких соединений диаметром 3" различной длины. Демонтаж и монтаж блока производится при помощи гидравлической лебедки, смонтированной на шасси автомобиля.

Насосная установка (4 ед.) (модель FC-2251):

Установка может нагнетать ингибированную кислоту и прочие расклинивающие растворы; управляется на расстоянии либо с пульта дистанционного управления, либо с помощью станции управления.

Установка рассчитана на эксплуатацию в длительном режиме нагнетания. Силовая установка – двухтактный дизельный двигатель «Detroit Diesel» 16У-149Т1В". Двигатель установки развивает мощность на маховике (по условиям SAE) до 2250 л.с. при 2050 об/мин в прерывистом и непрерывном режиме эксплуатации.

Трёхплунжерный насос SPM TWS 2000 развивает гидравлическую мощность не менее 2000 л.с.

Основные характеристики:

- диаметр плунжеров – 127 мм;
- ход плунжера – 203,2 мм;
- передаточное число – 6,353 : 1;
- максимальное рабочее давление - 802 кг/см² при расходе 772 л/мин.;
- максимальная производительность - 2547 л/мин.;
- корпус насосной установки и выкидная линия выдерживают давление до 1050 кг/см².

*Передвижная автоматизированная установка: Сбора данных и управления
Модель EC-22ACD*

Это установка с программным и техническим обеспечением, она включает вспомогательный пульт управления ГРП и компьютерные устройства для сбора и регистрации данных, обработки полученных результатов и т.д. Станция снабжена шестью катушками с кабелем (40 м каждый), предназначенными для подключения следующих потребителей и контроллеров:

- линии для ввода данных о темпе закачки жидкости;
- линии для ввода данных о давлении в НКТ;
- линии для ввода данных о давлении в затрубном пространстве;
- линии для ввода данных о плотности смеси рабочей жидкости и расклинивающего агента;
- линии для ввода данных о скорости оборотов шнеков;
- линии для ввода данных о скорости подачи жидких химреагентов.

Сигналы от внешних устройств поступают на стойку аналогово-цифрового преобразователя. Преобразованные сигналы поступают на 2 компьютера, где регистрируются в режиме реального времени.

Контроль за производством ГРП в режиме реального времени производится при помощи программы, регистрирующей сигналы от любых выше перечисленных внешних устройств что позволяет оперативно вносить необходимые коррективы в процесс ГРП.

Питание всех систем производится от генератора мощностью 6,4 кВт при частоте вращения 1500 об/мин. Привод генератора – дизельный двигатель «Generac Series».

Прочее оборудование:

Кроме того, в состав комплекта спецтехники для производства ГРП входят:

- а/м для транспортировки расклинивающего агента, смонтированный на базе «Mercedes Bens», грузоподъемностью 18 тонн;
- насосный агрегат ЦА-320;
- а/м для транспортировки химреагентов;
- вакуумная машина;
- вахтовая машина К-40.

Материалы, применяемые при ГРП

Технические жидкости:

Рабочие жидкости для ГРП представляют собой эмульсии и жидкости на углеводородной или водной основах.

Наиболее часто в процессе ГРП на промыслах применяют следующие рабочие жидкости. На углеводородной основе – дегазированная нефть, амбарная нефть, загущенная нефть, мазут или его смеси с нефтями, керосин или дизельное топливо, загущенное специальными реагентами. На водной основе – сульфит-спиртовая барда, вода, растворы соляной кислоты; вода, загущенная различными реагентами, загущенные растворы соляной кислоты. Эмульсии – гидрофобная водонефтяная, гидрофильная водонефтяная, нефтекислотные и керосинокислотные.

Расклинивающие материалы:

Песок для ГРП. К песку для ГРП предъявляются следующие требования: механическая прочность (достаточная, чтобы не разрушиться под весом вышележащих пород); отсутствие широкого разброса по фракционному составу.

Плотность укладки песка в созданной трещине определяется зазором трещины, фильтруемостью жидкости-песконосителя и концентрацией песка в этой жидкости.

Для ГРП чаще всего применяют отсортированный кварцевый песок (проппант) фракции 0,5–0,8 мм. Кроме того, применяются и более прочные материалы: стеклянные и пластмассовые шарики, корунд и агломерированный боксит.

Факторы, определяющие эффективность гидроразрыва пласта

Существует ряд факторов, которые следует учитывать при проектировании процесса ГРП.

1. Литологическая характеристика пласта, а именно тип коллектора, степень сцементированности зёрен, степень трещиноватости и кавернозности, степень глинистости. Из опыта ГРП по России известно, что наибольший эффект от проведения операций ГРП получается в карбонатах или сильно сцементированных песчаниках с низким содержанием глин и малой степенью трещиноватости. Неуспешные операции ГРП определялись некоторыми признаками и один из первых это разрушение глинистых экранов и, как следствие резкое, увеличение обводнённости скважин. Наличие в пласте трещин ставит под угрозу выполнение ГРП, так как возможен уход жидкости разрыва в естественные трещины и мы не получим никакого эффекта.

2. Литологическая неоднородность, характеризующаяся коэффициентами песчаности, расчленённости, анизотропии. Большой эффект получается при воздействии на однородный пласт с низким коэффициентом анизотропии по проницаемости.

3. Физические свойства пласта (пористость, проницаемость). Эффект будет положительным в пластах с низкими фильтрационными характеристиками, так как при высоких данных характеристиках нет смысла проводить ГРП.

4. Наличие газовой шапки и подошвенной воды. При их близости ставится под сомнение успешность ГРП. Известно также, что во избежание прорыва воды не рекомендуется осуществление ГРП в случаях, когда раздел между продуктивным и водоносным горизонтами менее 10 м.

5. Толщина продуктивного пласта. Для направленного ГРП необходимо пласт отпакеровать двумя пакерами. Поэтому достаточно проблематично осуществление данного процесса в пластах мощностью менее 2 м.

6. Глубина залегания пласта, а точнее величина пластового давления.

7. Степень закольматированности призабойной зоны пласта. В отдельных случаях невозможно провести иные ГТМ по повышению продуктивности, кроме ГРП.

8. Степень обводнённости продукции скважин, которая характеризует равномерность дренирования эффективной толщины пласта. При наличии в продуктивной толщине высокообводнённых пропластков эффективность ГРП низка.

9. Темп закачки и давление обработки иногда ограничивают в зависимости от градиента разрыва пласта и возможностей устьевого оборудования.

10. Жидкость разрыва оказывает сильное влияние на распределении и закачивание расклинивающих агентов и на общую эффективность воздействия на пласт. Высоковязкая жидкость создаёт более широкую трещину и лучше транспортирует расклинивающие агенты, но при её закачивании возникает более высокое давление, которое создаёт предпосылки для нежелательного роста трещины по вертикали.

11. Объём жидкости разрыва. От параметра зависит длина и раскрытость трещины.

12. Качество расклинивающего агента. Прочность расклинивающего агента должна быть достаточной, чтобы не быть раздавленной массой вышележащей толщии горных пород, и в то же время зернистые материалы не должны вдавливаться в поверхность трещины. Не допускается широкий разброс по фракционному составу. Считается, что с увеличением размера частиц увеличивается гидропроводность трещины, а с уменьшением их размера повышается транспортирующая способность жидкости-песконосителя.

13. Концентрация расклинивающего агента. Содержание песка либо другого агента определяется удерживающей способностью жидкости-песконосителя. При малом содержании агента имеем возможность того, что трещина полностью не заполнится, а при большом появляется возможность образования песчаной пробки.

14. Объём продавочной жидкости. Он определяет конечную глубину проникновения расклиненной трещины и её проводимость.

Все эти факторы можно разделить на геологические (исходная информация) – факторы, не поддающиеся корректировке и технологические, которые можно регулировать, используя промысловый опыт.

Проведённые исследования на месторождениях выявили стимулирующее воздействие ГРП в добывающей скважине на режимы работы соседних скважин, что противоречит результатам расчетов в рамках большинства существующих моделей.

Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП в нагнетательных скважинах на 30 % выше, чем в добывающих. Это обусловлено более сильным влиянием достигнутого в результате ГРП увеличения дебита нагнетательной скважины на режим дренирования участка при равных с добывающими скважинами кратностях прироста продуктивности.

При выполнении ГРП по традиционной технологии происходит проникновение трещины вглубь экранов, а при небольшой толщине экранов в кровле или подошве пласта – нарушение их герметичности. В последующем при эксплуатации скважин это приводит к прорыву воды или газа по трещине на забой и уменьшению дебитов.

Сравнение текущих и прогнозируемых показателей до и после проведения гидроразрыва пласта

Итог проведения гидравлического разрыва пласта на предложенных десяти скважинах и влияние проекта на разработку представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение текущих и прогнозируемых показателей разработки до и после ГРП (визейский объект)

Показатели	Текущие показатели			Прогнозируемые показатели
	2004 год	2005 год	2006 год	
Добыча нефти всего, тыс. тонн	399,7	452,7	431,2	408,2
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	20927,7	21380,4	21811,7	22219,8
Отбор от НИЗ, %	73,9	75,5	77,1	78,5
Обводнённость среднегодовая по массе, %	83,2	82,8	84,6	86,1
Добыча жидкости всего, тыс. тонн/год	2381,0	2637,2	2805,2	2936,4
Закачка рабочего агента, тыс. м ³	2402,9	2662,8	2862,1	2980,5
Фонд действующих добывающих скважин	229	214	222	222
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, тонн/сут.				
по нефти	4,8	5,6	5,9	5,3
по жидкости	28,3	32,5	38,1	38,3

Литература:

1. Дополнение к технологической схеме разработки Ельниковского месторождения. – Ижевск : «ИННЦ», 2005. – Книга 1. – 441 с.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. – Самара : Кн. изд-во, 1996. – 414 с.
3. Блажевич В.А. Практическое руководство по гидроразрыву пласта. – М. : Недра, 1961. – 131 с.
4. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М. : Недра, 1986. – 165 с.
5. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.
6. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М. : ВНИИОЭНГ, 1998. – 40 с.
7. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. – М. : Недра, 1967. – 139 с.
8. Мероприятия по интенсификации добычи нефти на Мишкинском нефтяном месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27_0.html
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
11. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
16. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2011. – 348 с.
17. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2011. – 348 с.

References:

1. Addition to the technological scheme of development of the Elnikovsky field. – Izhevsk : «INNTs», 2005. – Book 1. – 441 p.
2. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Methods of increase in productivity of wells. – Samara : Book publishing house, 1996. – 414 p.
3. Blazhevich V.A. Practical guidance on layer hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1961. – 131 p.
4. Usachyov P.M. Hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1986. – 165 p.
5. Kudinov V.I. Bases of oil and gas business. – Moscow-Izhevsk : Institute of computer researches; Udmurt State University, 2004. – 720 p.
6. Kanevskaya R.D. Foreign and domestic experience of application of hydraulic fracturing of layer. – M. : VNIIOENG, 1998. – 40 p.
7. Melikberov A.S. Theory and practice of hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1967. – 139 p.
8. Actions for an oil production intensification on the Mishkinsky oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27_0.html

9. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.

10. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer: methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 86 p.

11. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.

12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – T. 1. – 540 p.

13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – T. 2. – 576 p.

14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – T. 3. – 576 p.

15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – T. 4. – 512 p.

16. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug. – T. 1. – 2011. – 348 p.

17. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug. – T. 2. – 2011. – 348 p.