

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП В УСЛОВИЯХ НЕРАВНОМЕРНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ



А.С. КИБИРЕВА

ООО «КогалымНИПИнефть»

рождения выделяются девять участков (см. рис. 1а).

Обводненность продукции в разбуренной зоне на краевых участках залежи (участки 1, 3, 4, 6) значительно ниже, чем на центральных участках (50–60% против 70–80% соответственно), текущий КИН на краевых участках 1, 3, 6 в два раза ниже (см. рис. 1б).

ГРП на объекте применяется с 1989 года. За 20 лет выполнено 2196 операций (в том числе 407 скважин обработано повторно). Охват фонда скважин методом ГРП по центральным участкам составляет 43–68%, по краевым — 56–70%. По результатам ГРП 2008–2009 годов (334 обработки) начальный прирост нефти в среднем составил 12,7 т/сут., среднегодовой — 8,9 т/сут. Доля операций со среднегодовым приростом менее 5 т/сут. в последние два года достигла 40%. В зависимости от участка процент низкоэффективных обработок ГРП варьируется от 24% до 57% (см. рис. 2).

Для решения проблемы выработки низкопродуктивных пластов в краевых зонах необходимо повысить проводимость трещины, что может быть достигнуто следующими способами (см. рис. 3):

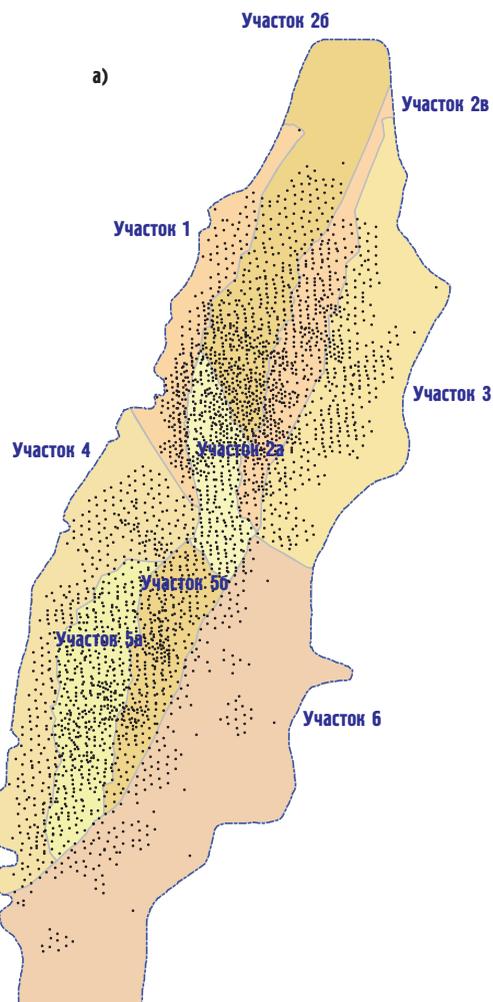
Ежегодно на месторождениях Западной Сибири проводится порядка 4 тыс. операций ГРП. В изменяющихся геолого-промысловых условиях (истощение запасов, бурение в краевых зонах с ухудшенными ФЕС, рост обводненности) эффективность стандартных операций ГРП постоянно снижается; в результате возникает задача разработки и апробации новых технологических решений, направленных на:

- ✓ вовлечение в разработку низкопродуктивных интервалов пласта в условиях неравномерной выработки запасов из-за различия ФЕС, прорыва закачиваемой воды по высокопроницаемым интервалам;
- ✓ выработку низкопродуктивных пластов в краевых зонах.

Рассмотрим существующие способы решения данных проблем и результаты применяемых технологий ГРП на некоторых месторождениях Западной Сибири в 2008–2009 годах.

В качестве примера рассмотрим объект БВ8 Повховского месторождения. Разработка объекта ведется с 1972 года. Пласт БВ₈ относится к чисто нефтяным залежам. Учитывая особенности строения и характера распределения коллекторов в пределах площади нефтеносности горизонта БВ₈ Повховского место-

Рис.1 Схема расположения геолого-промысловых участков



б) Характеристики выработки запасов по участкам.

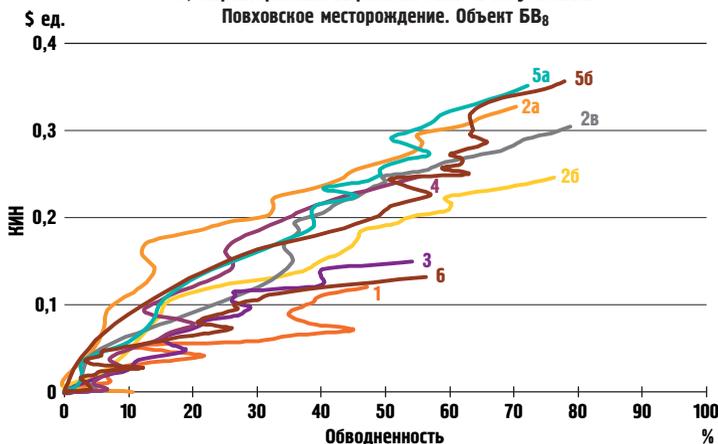
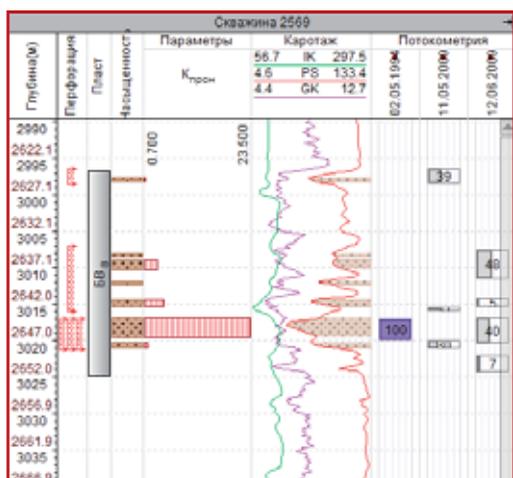


Рис.3 Схема решения проблемы выработки низкопродуктивных пластов в краевых зонах на примере участка 3 объекта БВ₈ Повховского месторождения



Выработка низкопродуктивных пластов в краевых зонах

Необходимо повысить проводимость трещины

Увеличение степени очистки трещины

- Снижение загрузки полимера (DeltaFrac, LowPolymer, FiberFrac)
- Более полное разложение геля (инкапсулированные брейкеры, жидкая добавка Cat-HP)

Качественная упаковка трещины пропантом

- Большеобъемный ГРП
- TSO
- FiberFrac
- ZetaFlow



Рис.4 Сопоставление результатов ГРП с ОПР и «стандартных» ГРП по скважинам без смены интервала. Участок 3. Объект БВ₈. Повховское месторождение

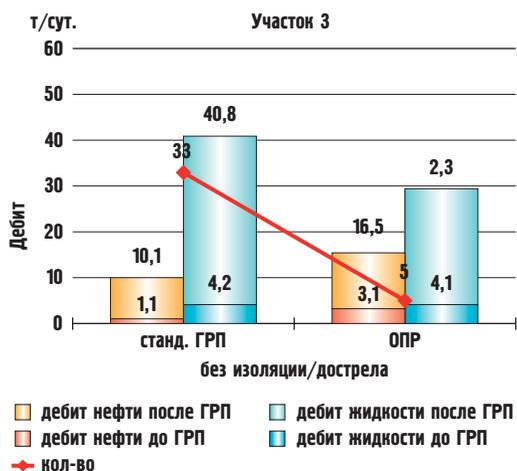
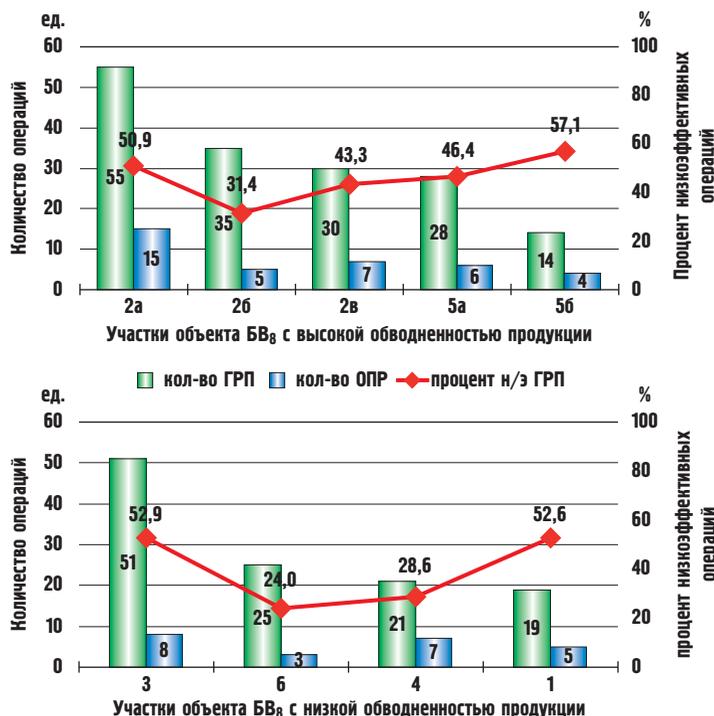


Рис.2 Распределение количества ГРП и ОПР по участкам объекта БВ₈ Повховского месторождения



- ✓ повышением степени очистки трещины, посредством снижения загрузки полимера (технологии DeltaFrac, LowPolymer, FiberFrac) либо достижения более полного разложения геля (использование инкапсулированных брейкеров, жидкой добавки Cat-HP);
- ✓ качественной упаковкой трещины пропантом (технологии TSO, FiberFrac, ZetaFlow, большеобъемные обработки).

Результаты опытно-промышленных работ (ОПР) по ГРП в 2008–2009 годах по данному направлению, на примере участка 3 Повховского месторождения направлены, на примере участка 3 Повховского месторождения (TSO, Cat-HP), превосходят обработки, выполненные по стандартной технологии — дебит нефти 16,5 против 10,1 т/сут. (см. рис. 4).

Кроме того, в 2009 году на месторождениях Когалымского региона опробована технология по ограничению высоты трещины и оптимизации размещения пропанта — FiberFrac (четыре обработки, по две на эксплуатационном фонде и из бурения).

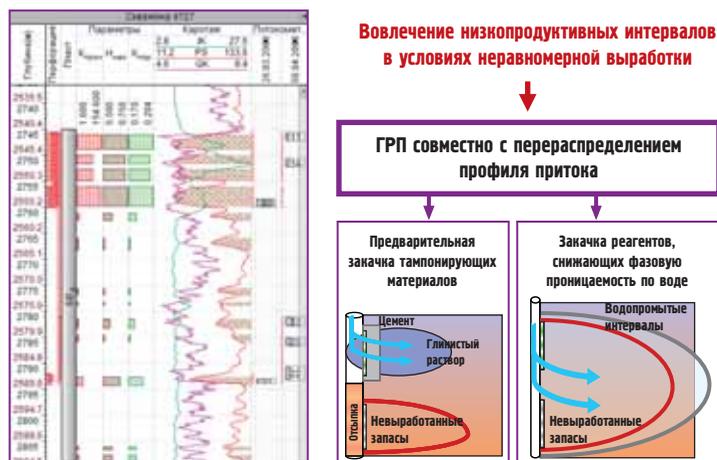
При технологии FiberFrac предполагается использование жидко-

сти разрыва с пониженной нагрузкой полимера. Волокна FiberFrac позволяют удерживать зерна пропанта от осаждения в период заправки жидкости разрыва и закрытия трещины, в процессе деградации волокон создается химическая среда, способствующая лучшей деградации полимера, волокна полностью растворяются вскоре после ГРП (скорость и степень полноты растворения зависят от температуры — желательнее выше 85°C).

В трех из четырех случаев технология FiberFrac себя оправдала; эффект ниже стандартных ГРП получен лишь в случае прорыва нагнетаемой воды. Наилучшие результаты (среди наклонно-направленных скважин) получены на скважине №7508У Повховского месторождения, на которой обработке подвергнут пласт Ач2. По сравнению со стандартными обработками на соседних скважинах №№6810У, 6820У результаты FiberFrac выше на скважине №7508У по дебиту нефти на 70%, по дебиту жидкости — в 1,8–2,1 раза.

В дальнейшем необходимо опробовать различные концентрации загрузки химии, чтобы

Рис.5 Схема решения проблемы вовлечения низкопродуктивных интервалов пласта в условиях неравномерной выработки запасов на примере участка 2а объекта БВ₈ Повховского месторождения



изучить потенциал данной технологии по ограничению высоты трещины, ее очистки от полимера, определить граничные концентрации (во избежание «стопок»), а также оценить возможности распространения данной технологии на пласты с более низкой пластовой температурой совместно с дополнительными мероприятиями по подогреву призабойной зоны пласта (ПЗП).

Проблема вовлечения в разработку нижних низкопродуктивных интервалов в условиях неравномерной выработки может быть решена следующими способами (см. рис. 5).

1) ГРП нижних интервалов с предварительной закачкой тампонирующего материала (глинистого раствора, эмульсионных составов или полимерных композиций), в том числе совместно с РИР обводненных интервалов.

Рис.9 Сравнение результатов ГРП с МФП и «стандартных» ГРП по скважинам с дострелом/изоляциями пласта и по скважинам без смены интервала. Участок 2а. Объект БВ₈ Повховское месторождение

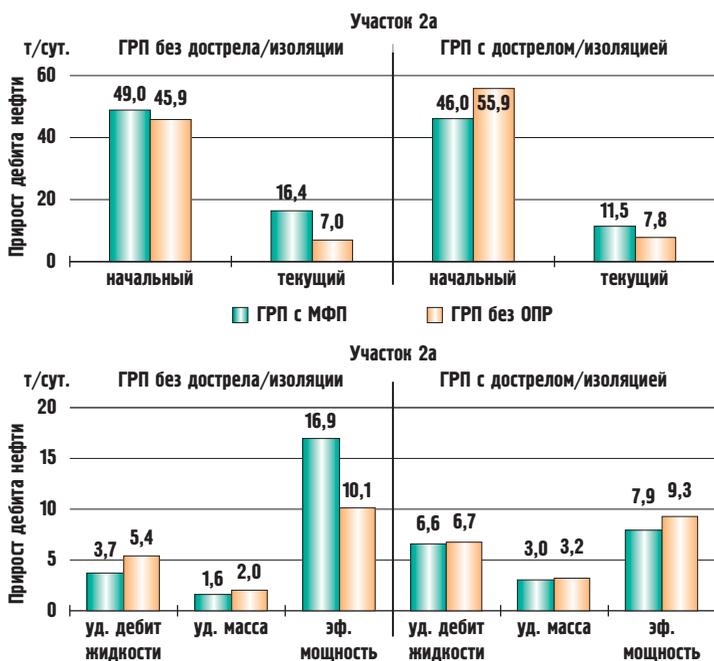


Рис.6 Сопоставление результатов ГРП с ОПР и «стандартных» ГРП по скважинам с дострелом/изоляциями пласта и по скважинам без смены интервала. Участок 2а. Объект БВ₈ Повховское месторождение

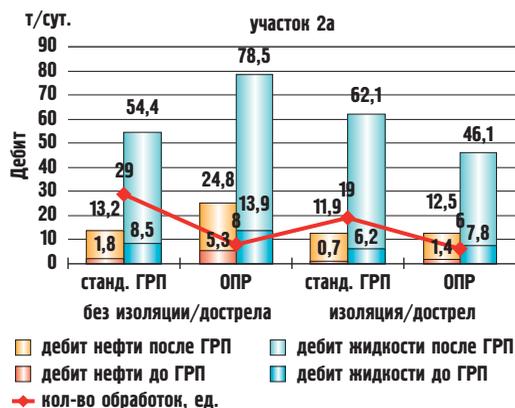


Рис.7 Сравнение результатов ГРП с МФП, ГРП с закачкой тампонирующего состава и «стандартных» ГРП

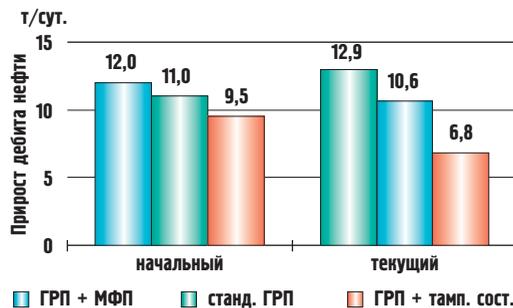
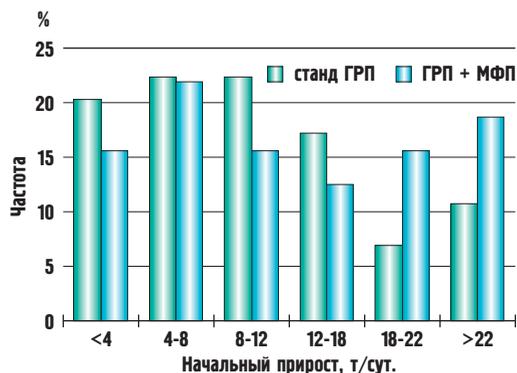
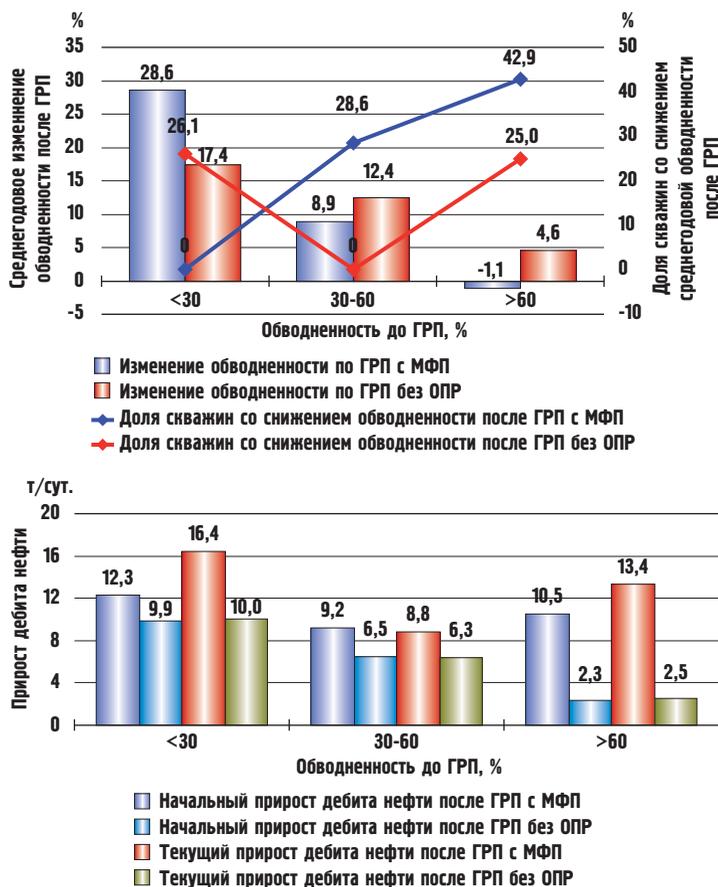


Рис.8 Распределение частоты операций ГРП с «МФП» и «стандартных» ГРП по диапазонам начального прироста дебита нефти



Основная задача — закупоривание высокопроницаемых промытых каналов с целью локализации развития трещины в невыработанных зонах с низкой и средней проницаемостью коллектора, что в результате должно привести к снижению или стабили-

Рис.10 Сравнение результатов ГРП с МФП и «стандартных» ГРП. Повховское месторождение. Объект БВ₈



лизации обводненности добываемой продукции.

Кроме того, за счет данной технологии происходит дополнительная герметизация трещин в заколонном пространстве. Реализация подобных ГРП позволяет «реанимировать» скважины, находящиеся в длительном бездействии и консервации.

2) ГРП с закачкой в поток модификатора относительной фазовой проницаемости (МФП), возможно, с предварительной изоляцией обводненных интервалов.

Принцип действия МФП основан на изменении смачиваемости породы за счет осаждения (адсорбции) полимера на стенках поровых каналов. При этом полимерные цепи молекул МФП удлиняются при взаимодействии с водой, что задерживает ее дальнейшее течение, а при контакте с углеводородами сжимаются, не препятствуя их прохождению.

Например, данные технологии ГРП были опробованы на центральном участке 2а Повховского месторождения. Как показали результаты их применения в 2008–2009 годах, при выполнении ГРП в интервале эксплуатации пласта (без изоляции и дестрелов) по ОПР дебит нефти составил 24,8 т/сут. против 13,2 т/сут. после «стандартных» операций (см. рис.6), тогда как по скважинам с дестрелом/изоляцией пласта прирост дебита нефти после ГРП с ОПР остался на уровне «стандартных» обработок.

В целом по месторождениям Когалымского региона результаты обработок с модификаторами фазовой проницаемости превосходят эффективность как стандартных ГРП, так и ГРП с предварительной закачкой тампонирующих составов (см. рис.7).

В 2009 году на месторождениях Когалымского региона проведено 40 ГРП с МФП, не включая

операций, выполненных совместно с другими технологиями (29 — на скважинах эксплуатационного фонда и 11 — на скважинах при вводе из бурения).

Показатели эффективности ГРП с МФП на скважинах эксплуатационного фонда высокие: средний прирост дебита нефти составил 12,0 т/сут., средняя дополнительная добыча нефти — 2,17 тыс. т/скв., однако по величине обводненности результаты 50:50.

Из распределения частоты операций ГРП по диапазонам начального прироста дебита нефти (см. рис.8) следует, что в 20% случаев после стандартного ГРП начальный прирост дебита нефти составляет менее 5 т/сут., тогда как более чем в 35% случаев после ГРП с МФП превышает 18 т/сут.

Большая часть ГРП с применением МФП осуществлена на объекте БВ₈ Повховского месторождения. На центральном участке 2а по текущему приросту дебита нефти ГРП с МФП показали лучшие результаты как по скважинам с дестрелом/изоляцией пласта, так и без смены интервала (см. рис. 9). При этом удельные дебиты жидкости на метр эффективной мощности пласта по ГРП с МФП ниже либо равны значениям по стандартным операциям.

В ходе анализа изменения обводненности за счет применения МФП (рассмотрены операции ГРП на объекте БВ₈ Повховского месторождения, выполненные без дестрелов и ремонтно-изоляционных работ: 18 ГРП с МФП, 37 стандартных ГРП) выявлено следующее:

- ✓ При обводненности до ГРП менее 30% применение МФП не позволяет сдерживать рост обводненности, несмотря на это эффективность по текущему приросту нефти в данной группе на 73% выше стандартных ГРП (см. рис.10);
- ✓ После одной третьей части обработок с МФП на скважинах с начальной долей воды в продукции 30–60% отмечено снижение обводненности, тогда как после стандартных ГРП снижения не наблюдается. При этом текущий прирост нефти по скважинам с

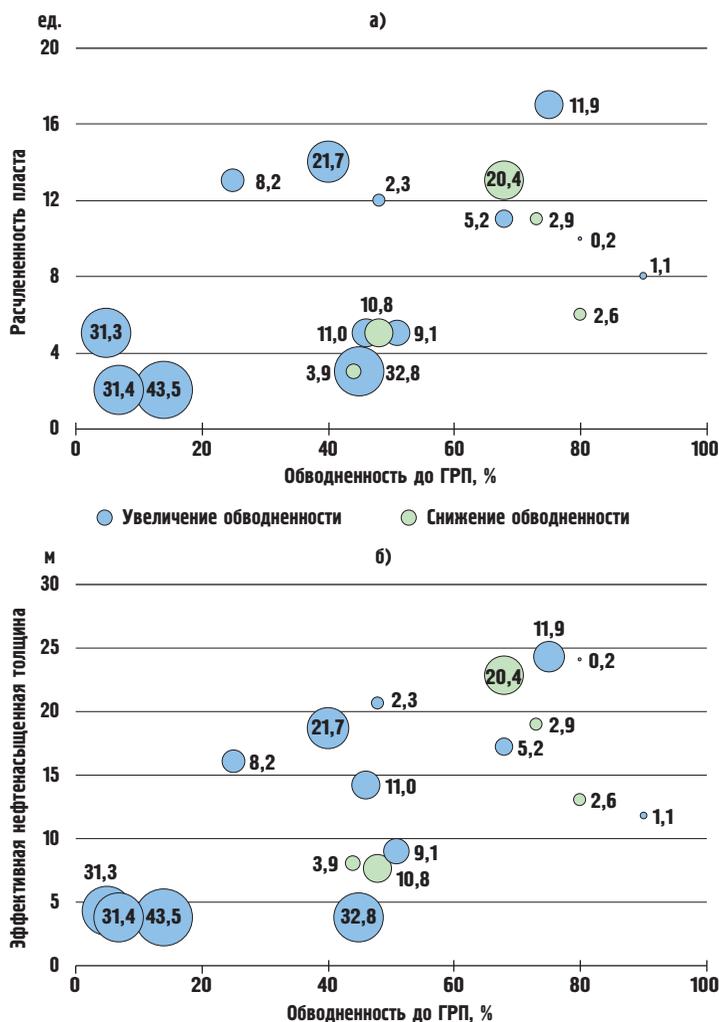
ГРП с МФП в данной группе выше, нежели после стандартных ГРП (на 40%), но значительно ниже в сравнении с другими группами;

- ✓ Максимальная доля обработок (более 40%) со снижением обводненности продукции после ГРП с МФП отмечена на скважинах с начальной обводненностью более 60%, по стандартным ГРП — снижение только в 25% случаев. Отметим также, что средняя обводненность по скважинам данной группы после ГРП с МФП ниже по сравнению с результатами после стандартных обработок (74,9 против 87,2%);
- ✓ Чем выше доля воды в продукции до обработки скважины с МФП и чем больше расчлененность (см. рис.11а) и эффективная мощность пласта (см. рис.11б), тем меньший рост либо большее снижение обводненности наблюдается после воздействия.

Также в 2009 году на объекте БВ8 Повховского месторождения выполнено 14 ГРП с предварительной закачкой глинистого раствора, семь из которых проведено совместно с технологиями, направленными на увеличение степени очистки трещины ГРП. Средний прирост нефти составил 9,4 т/сут. (без учета скважины №4557 — 5,2 т/сут.). В целом, снижение обводненности достигнуто по результатам 71% обработок.

Применение в качестве тампонирующего материала эмульсионных составов (вместо глини-

Рис.11 Зависимость обводненности после ГРП от обводненности до ГРП и от расчлененности пласта (а), эффективной нефтенасыщенной толщины (б)



стого раствора) позволяет повысить эффективность ГРП на высокообводненном фонде. Так на объекте БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Рускинского месторождения выпол-

нено четыре ГРП с предварительной закачкой эмульсионных составов на основе алдинола. Их результаты значительно превосходили показатели как после стандарт-

Рис.12 Результаты ГРП с предварительной закачкой глинистого раствора и прочих технологий ГРП в 2009 г. Объект БВ₈ Повховское месторождение

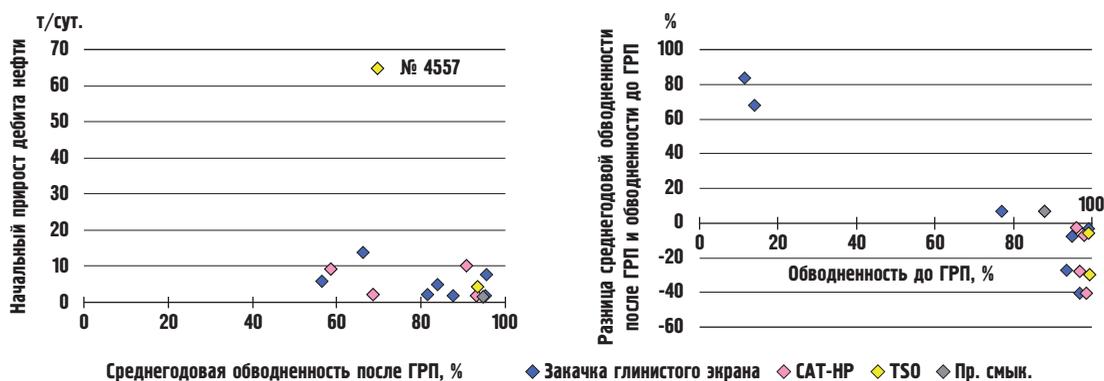


Рис.13 Сравнение результатов ГРП с закачкой эмульсионных составов, глинистых экранов и «стандартных» ГРП. Объект БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинское месторождение

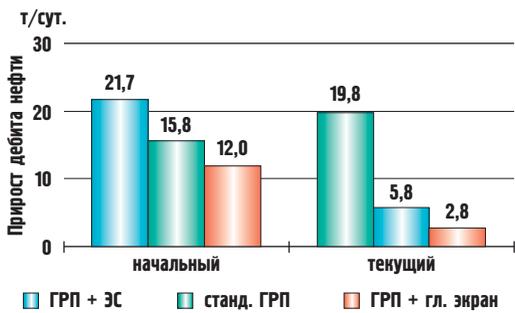
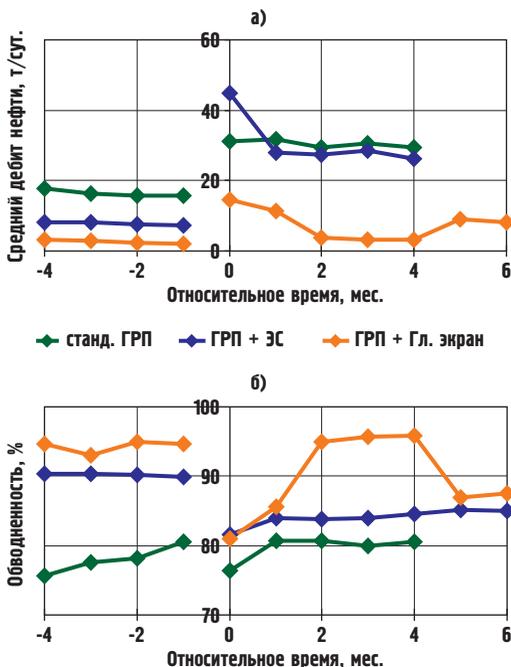


Рис.14 Дебиты нефти (а) и обводненность продукции (б), приведенные на дату ГРП с закачкой эмульсионных составов, глинистых экранов и «стандартных» ГРП. Объект БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинское месторождение



ных ГРП, так и после ГРП с закачкой глинистого экрана — в рассмотрении участвовали соседние скважины (см. рис.13). Кроме того, после ГРП с применением эмульсионных составов отмечается снижение обводненности продукции с 90% до 84%, и она стабильна во времени (см. рис.14).

В целом, на рассмотренных месторождениях Западной Сибири в 2009 году опытно-промышленные работы на эксплуатационном фонде скважин позволили увеличить эффективность ГРП на 13% по начальному и на 6% по текущему приросту нефти.

Испытание новых технологий ГРП необходимо продолжить с усилением программы исследовательских работ. Требуется решить следующие вопросы по видам технологий:

FiberFRAC:

- ✓ опробовать различные концентрации полимера, изучить возможности по ограничению высоты трещины;

ГРП с МФП:

- ✓ выполнить лабораторные испытания для широкого набора

образцов керна с целью обоснования оптимальных концентраций и объемов МФП;

- ✓ исследовать возможности действия МФП при различных текущей нефтенасыщенности (кривые фазовых проницаемостей) и причинах обводнения;

- ✓ провести сравнение МФП различных производителей.

ГРП с предварительной закачкой тампонирующих материалов: Необходимо расширить объем применения эмульсионных составов в качестве тампонирующих материалов перед ГРП по высокообводненным скважинам. [И]

БЕСПЛАТНАЯ НОВОСТНАЯ ЛЕНТА С ТЕМАТИЧЕСКОЙ РАЗБИВКОЙ

Ежедневно более 60 отраслевых новостей:

- политика, экономика, управление
- нефтегазовый сервис
- переработка, химия, маркетинг
- цитаты и мнения отраслевых экспертов



www.ngv.ru