

# Технологии повышения нефтеотдачи пластов обводненного фонда скважин

А.А. Мокрушин, директор по сервису ЗАО «Полиэкс»

## Существующие проблемы проведения ОПЗ неоднородного коллектора с высокой обводненностью.

В настоящее время основные объемы запасов нефти на месторождениях РФ относятся к трудно извлекаемым. Средний КИН, который удается достигать при существующих системах разработки, колеблется от 0,3 до 0,4 в зависимости от типа коллектора. Не последнюю роль в снижении КИН играет опережающее обводнение, которое может быть обусловлено рядом факторов, связанных как со строением коллектора, так и с ошибками при планировании системы разработки. Как следствие, значительная доля нефтедобывающих скважин имеет обводненность продукции 80% и более. Поэтому проблема планирования и проведения геологических мероприятий на скважинах с высокой обводненностью имеет достаточную актуальность.

В ряде скважин причиной высокой обводненности является наличие в продуктивной толще вскрытой части коллектора высокопроницаемых пропластков, что, как известно, приводит к опережающему обводнению, но, несмотря на это, их полная изоляция невозможна в связи с наличием притока нефти. Также в указанных условиях существует проблема проведения работ по интенсификации добычи нефти, т.к., например, при обработке общим фильтром кислотный состав проникает в основном в наиболее проницаемую часть вскрытой мощности, тем самым еще больше увеличивая неоднородность. Существуют методы

селективной ОПЗ, к которым относится поинтервальная ОПЗ с двухпакерной компоновкой, ОПЗ с отклонением полимерными и эмульсионными системами. Однако эти методы имеют целый ряд факторов, снижающих эффективность их применения. Использование двухпакерной компоновки не всегда возможно в связи с тем, что одним интервалом перфорации могут быть вскрыты и высокопроницаемые, и низкопроницаемые пропластки продуктивной толщи. Применение ВУС и эмульсий влечет за собой их проникновение не только в промытую зону, но и в интервалы, которые необходимо интенсифицировать, и, несмотря на то, что объем отклонителя в них значительно ниже, его наличие снижает эффективность проведения ОПЗ. К недостаткам отклонителей на полимерной основе можно также отнести их частичную адсорбцию в поровом пространстве, что неизбежно ведет к коагуляции и без того слабо дренируемых пропластков. Также применение ВУС и эмульсий ограничено по их вязкости в поверхностных условиях, т.к. существуют требования, связанные с техническими возможностями насосных агрегатов.

## Технология селективного отклонения кислотных составов.

Для решения задачи по селективному размещению отклонителя кислотных составов специалистами ЗАО «ПОЛИЭКС» были сформулированы основные требования, которым

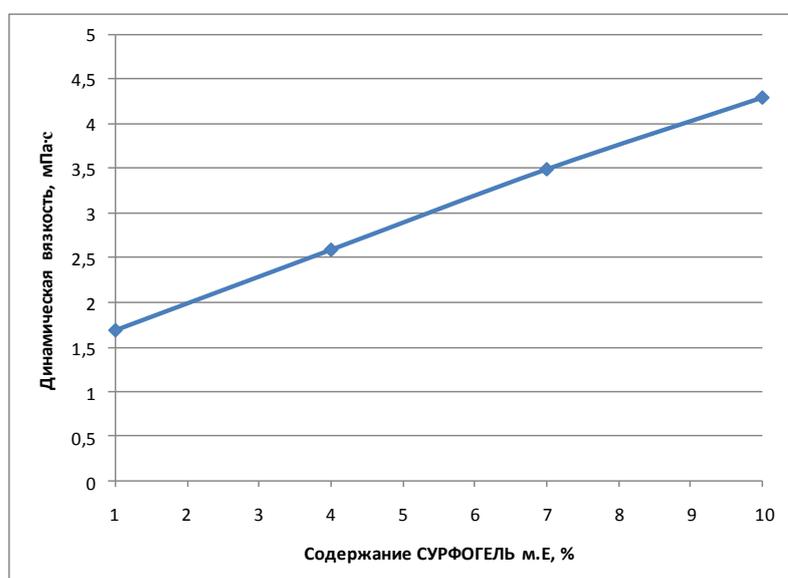


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости от содержания гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ® м.Е в пресной воде

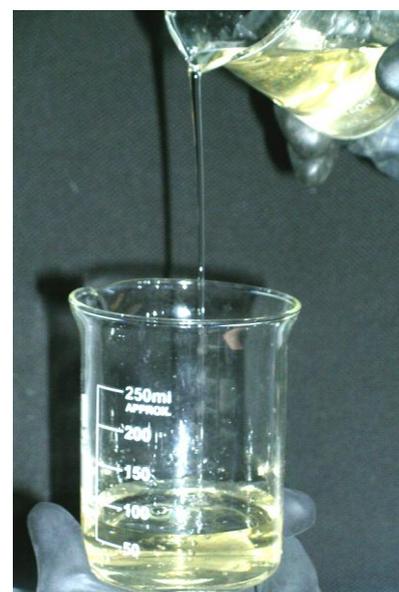


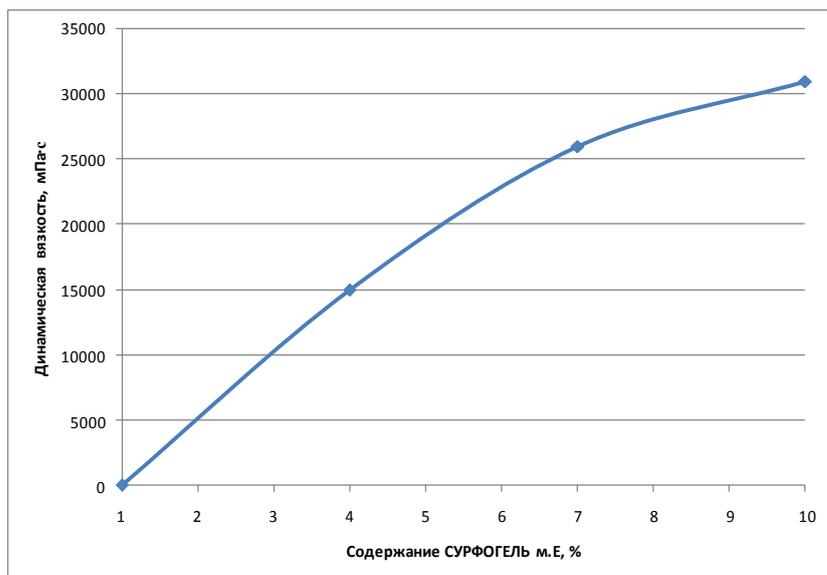
Фото 1. Отклонитель на основе СУРФОГЕЛЬ® м.Е до гелирования

должен удовлетворять данный состав:

- 1) отсутствие полимеров и твердой фазы в составе;
- 2) низкая вязкость в поверхностных условиях и при закачке в ПЗП;
- 3) повышение вязкости при контакте с пластовой водой до 30000 мПа\*с;
- 4) возможность регулирования конечной вязкости;
- 5) снижение вязкости до исходной при контакте с углеводородами.

Результатом исследований является новый отклонитель на основе гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ® марки Е, который полностью удовлетворяет всем вышеперечисленным требованиям. На рис. 1 (фото 1) представлена зависимость исходной динамической вязкости отклонителя на основе СУРФОГЕЛЬ® м.Е. В зависимости от концентрации ее максимум находится на отметке 4,3 мПа\*с, что позволяет применять данный отклонитель при производстве работ с койлтюбинговой установкой. Также низкая исходная вязкость обеспечивает наиболее селективное его размещение в высокопроницаемом – промытом пропластке или нескольких пропластках, создавая сопротивление для движения последующей пачки кислотного состава.

По мере взаимодействия отклонителя на основе СУРФОГЕЛЬ м.Е с пластовой водой происходит увеличение его вязкости (рис. 2). В зависимости от концентрации СУРФОГЕЛЬ® м.Е в водном растворе конечная вязкость при взаимодействии с пластовой водой может достигать 30000 мПа\*с и более (фото 2), что позволяет производить качественное отклонение даже в условиях значительного поглощения.



**Рис. 2. Зависимость динамической вязкости раствора хлористого натрия ( $1,05 \text{ г/см}^3$ ) от содержания гелирующего агента СУРФОГЕЛЬ® м.Е**

Снижение вязкости геля-отклонителя происходит за счет за счет взаимодействия с углеводородами.

Вязкость снижается до исходной, что способствует более качественному освоению скважины после ОПЗ и ускоренному выходу на режим.

### **Технология превентивной изоляции прорыва трещины ГРП в водонасыщенную часть пласта.**

Как известно, большинство продуктивных объектов месторождений Западной Сибири и других нефтегазодобывающих регионов имеют высокий коэффициент расчлененности - 4 и более. При этом в пределах вскрытой продуктивной мощности эксплуатируемого объекта наблюдается кратная разница проницаемостей между пропластками, что, в конечном итоге, приводит к преждевременному обводнению наиболее проницаемых из них, в то время как, менее проницаемые, имеют достаточно высокие остаточные извлекаемые запасы нефти. Интенсификация притока нефти из наименее проницаемых пропластков в сложившихся геологических условиях (низкая проницаемость) наиболее эффективна путем проведения ГРП после изоляции источника обводнения снизу или сверху, но, учитывая вертикальную ориентацию трещины ГРП, существует вероятность прорыва данной трещины к источнику обводнения. Также будет недостаточно «стандартной» изоляции источника обводнения цементом в условиях ранее проведенного ГРП.

Для решения этой проблемы разработана технология превентивной изоляции межпластового перетока.



**Фото 2 Отклонитель на основе СУРФОГЕЛЬ® м.Е после гелирования**

С целью проектирования и практической реализации технологии изоляции межпластового перетока, возникающего в результате проведения ГРП, были рассмотрены два варианта:

1. Изоляция существующего перетока.
2. Превентивная изоляция в скважине до проведения ГРП.

В первом варианте рассмотрено проведение РИР источника обводнения – нижнего промытого пропластка, с созданием изолирующего экрана в трещине ГРП и за ее пределами (рис. 3).

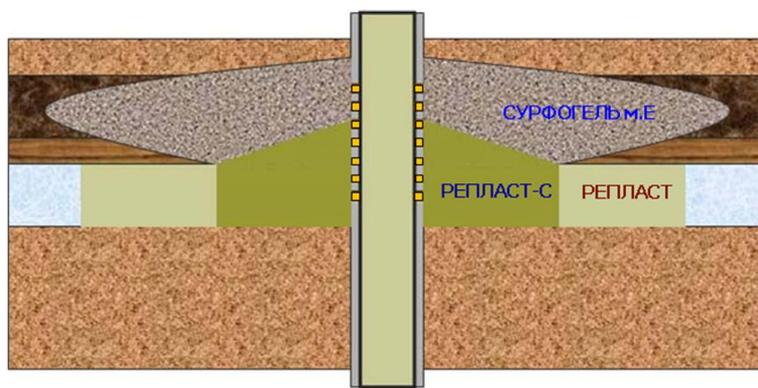
Во втором варианте рассмотрено создание непроницаемого экрана между нефтенасыщенной и промытой частями продуктивного объекта путем закачки изоляционной композиции в промытый пропласток перед проведением ГРП. Созданный экран должен препятствовать распространению трещины ГРП в сторону обводненных пропластков и препятствовать поступлению воды непосредственно из изолированного пропластка (рис. 4).

Для практической реализации работ по изоляции существующего межпластового перетока воды по трещине ГРП, а также для превентивной изоляции был сформулирован ряд требований к изоляционным реагентам:

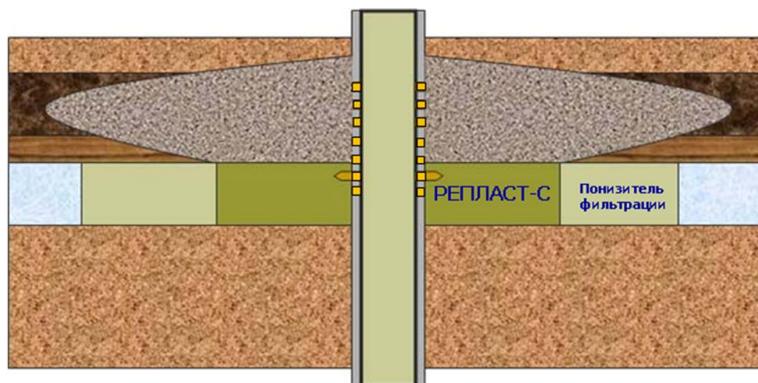
- Высокая проникающая способность в поровое пространство.
- Низкая вязкость в пластовых условиях до отверждения.
- Изменение фазового состояния внутри пласта с возможностью полного отверждения.
- Инертность к кислотам.

При этом в условиях существующего межпластового перетока требуется комплексное использование различных по своим характеристикам реагентов. Это обусловлено тем, что наличие трещины ГРП требует трехстадийного проведения изоляции. В качестве реагента, используемого в первой стадии, применяется эмульсия на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ или предварительно загущенный раствор СУРФОГЕЛЬ® м.Е, закачка которых производится в объеме трещины ГРП через отверстия перфорации, наиболее удаленные от источника обводнения. Реализация первой стадии может потребовать проведения специальных технологических операций по обеспечению селективной закачки эмульсии на основе ЭКС-ЭМ или геля на основе СУРФОГЕЛЬ® м.Е. Задачей первой стадии является временная блокировка нефтенасыщенных пропластков с целью недопущения проникновения в них изолирующих реагентов второй и третьей стадии.

В качестве реагента, используемого во второй стадии, в условиях приемистости свыше 200 м<sup>3</sup>/сут. при давлении 100 атмосфер необходимо применять тампонажный состав РЕПЛАСТ. Основная задача реагента РЕПЛАСТ –



**Рис.3. Изолированный переток воды после проведения ГРП**



**Рис.4. Превентивно изолированный переток воды после проведения ГРП**

изолировать наиболее проницаемые каналы и снизить приемистость.

Третьим этапом необходимо заполнение менее проницаемых каналов реагентом РЕПЛАСТ-С, не имеющим в своем составе твердой фазы, характеризующимся низкой условной вязкостью порядка 22 секунд (по ВБР) и твердеющим через заданное количество часов. Также как и в первой стадии, необходимо проведение специальных технологических операций по обеспечению селективной закачки реагентов второй и третьей стадии через отверстия перфорации, находящиеся непосредственно напротив источника обводнения.

Как видно, проведение работ по изоляции существующего межпластового перетока воды в условиях наличия трещины ГРП - технологически сложный и дорогостоящий процесс, который может быть оправдан при наличии достаточных остаточных извлекаемых запасов нефти.

Проведение работ по превентивной изоляции межпластового перетока до проведения ГРП, как уже указывалось, имеет целью формирование непроницаемого для трещины ГРП экрана. Для формирования такого экрана достаточного радиуса требуется применение реагента РЕПЛАСТ-С. После отверждения РЕПЛАСТ-С образует непроницаемый экран с высокими прочностными характеристиками, не позволяющий трещине ГРП развиваться в направлении источника обводнения. Обеспечение селективности закачки РЕПЛАСТ-С является обязательным условием.

**Технология селективной изоляции водопритока реагентом ЭМКО с последующим проведением ОПЗ кислотными составами.**

В условиях необходимости снижения процента попутно добываемой воды при проведении ГТМ на скважинах, имеющих высокий коэффициент расчлененности, при необходимости проведения закачки водоизолирующего реагента «общим фильтром» главным требованием является селективность действия для исключения кольматации нефтенасыщенной части коллектора. Также необходимым условием для качественной водоизоляции является применение реагента на водной основе с вязкостью, близкой к вязкости воды в пластовых условиях, что позволяет производить большие объемы закачки изолирующего реагента в насыщенные водой пропластки в связи со схожестью физических характеристик и низким межфазным натяжением.

Всем перечисленным условиям удовлетворяет водный раствор реагента ЭМКО-101. Данный реагент применяется в виде 5% водного раствора

и в присутствии пластовой воды образует гидрофобные осадки и эмульсии, стабильные во времени, но разрушающиеся в присутствии углеводов. Таким образом, раствор ЭМКО-101, закачанный в нефтенасыщенную часть коллектора, не будет блокировать движение нефти. Кроме того, для данной части коллектора он является нефтеотмывающим реагентом и диспергатором высокомолекулярных углеводородных соединений, кольматирующих ПЗП.

Вторым этапом после проведения работ по водоизоляции раствором ЭМКО-101 является интенсификация притока нефти с использованием совместимых с ЭМКО-101 кислотных составов серии ФЛАКСОКОР®, которые также соответствуют всем действующим стандартам на совместимость с нефтью при проведении операций ОПЗ, БОПЗ и КГРП.

Эффективность ранее проведенных на месторождениях Республика Казахстан водоизоляционных работ с использованием водного раствора ЭМКО-101 приведена в таблице 1.

**Таб. 1. Эффективность водоизоляционных работ с использованием водного раствора ЭМКО-101 на месторождениях Республика Казахстан**

Месторождение	Объект	Снижение обводненности, %	Ср. суточный прирост нефти, т/сут.	Продолжительность эффекта, сут.	Доп. добыча нефти, т	Кол-во недобытой воды, м <sup>3</sup>
Сев.Бузачи	Нео-В	41	17,2	368	6330	22080
Сев.Бузачи	Ю-20	10	3,4	365	1240	17150
Сев.Бузачи	Ю-10	10	4,4	230	1010	7820
Сев.Бузачи	Ю-10	11	3,5	225	800-расч.	13840
Сев.Бузачи	Ю-20	11	1	210	210	17000
Сев.Бузачи	Ю-10В	3	4	120	480	1200
Сев.Бузачи	Нео D,	20	3,2	1	100	2970
Сев.Бузачи	Ю-10В	12,2	5,6	73	408	0
Сев.Бузачи	Ю-20В	7	1,5	67	100	950
Сев.Бузачи	Ю-10В	18	2	120	240	580
Кокжиде	Т-III	30	8	230	1850	1150
Кокжиде	Т-III	27	3	104	310	310
Кокжиде	Т-II	35	6	90	540	450
Кокжиде	Т-III	13	3	86	250	
Кокжиде	Т-III	2	1	86	80	
Кокжиде	Т-III	12	2	85	160	550
Жанажол	КТ-2	59	17	150	2550	1800
Ю-3.Камышитовое	Al-Neo	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Ю-3.Камышитовое	Al-Neo	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Матин	Ne-1	11	3,1	40	120	120
Матин	Ю 2-III	5	3,5	38	122	520
Ю-В.Камышитовое	VI-J2	20	9,4	60	560	720
Ю-В.Камышитовое	VI-J2	13	1	60	60	450
Ю-В.Камышитовое	VI-VII-J2	17	1,1	60	65	120
Ю-В.Камышитовое	VII-J2	5	2,2	60	130	60
Ащисай	М-1		5,2	30	150	
Ащисай	Ю-III	5	1,7	30	50	570