

В таблице приведены оценки проницаемости раннего и позднего радиального потоков, полученные с использованием программы Saphir по «полной» КВД с выходом на поздний радиальный поток (см. рис. 1) и методом адаптивной интерпретации с диагностикой потоков и решением задачи деконволюции (АМД) (1), (2). Оценки параметров модели искажающей функции $d(t)$, радиальной проницаемости раннего радиального потока $k_{r,t} = \sqrt{k_{z,t}k_{y,t}}$ и радиальной проницаемости позднего радиального потока $k_{r,t} = \sqrt{k_{\theta,t}k_{y,t}}$ (2) определялись по технологии адаптивной идентификации [1–3]. Из таблицы видно, что метод адаптивной интерпретации с решением задачи деконволюции позволяет получить оценки радиальной проницаемости позднего радиального потока в процессе проведения исследований в режиме реального времени по короткой невосстановленной КВД на стадии линейного потока (см. рис. 2).

Литература

1. *Sergeev V.L., Dong Van Hoang.* Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells // Challenges and perspectives. 2016 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 43, No 1. Proceedings.
2. *Романова Е.В., Сергеев В.Л.* Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Изв. Томского политехнического университета. 2013. Т. 323, № 5. С. 20–25.
3. *Сергеев В.Л., Ву К.Д.* Адаптивная интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Изв. Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327, № 9. С. 70–77.

О ПРИМЕНЕНИИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГРУППЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯНАО РФ

Ю.А. Келлер, А.А. Усков (ООО «СИАМ-Мастер»)

На фоне снижающихся темпов добычи нефти на территории Российской Федерации на первый план выходит применение геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пласта. На горизонтальных скважинах традиционно

одним из наиболее применяющихся в настоящее время методов является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП).

МГРП представляет собой одну из самых передовых технологий по увеличению нефтеотдачи в нефтяной отрасли, наилучшим образом проявляя себя для горизонтальных скважин. Его отличие от обычного ГРП состоит в том, что в скважине проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов. Для этого горизонтальный ствол скважины укомплектован специализированными заколонными набухающими пакерами, которые разделяют ствол на отдельные интервалы муфтами, расположенными между каждым комплектом пакеров. В процессе закачки муфты последовательно раскрываются сбрасыванием шаров и отсекают расположенные ниже интервалы после проведения в них ГРП. Благодаря этому достигается точное размещение пачек проппанта в ходе операции ГРП, обеспечивая полный охват зоны интенсификации и максимальную эффективную проницаемость трещин [1].

Обычно для контроля эффективности проведения МГРП используются геофизические исследования (термометрия, расходометрия, резистивиметрия, влагометрия и др.). Скважинная аппаратура для исследования горизонтальных стволов *доставляется на забой посредством установки ГНКТ или жесткого кабеля*. Конструктивные характеристики прибора позволяют учитывать особенности течения флюида в горизонтальной части ствола скважины. По результатам работ выдается информация о распределении объема притока через муфты ГРП [2].

В рамках совместной работы ООО «СИАМ-Мастер» и одного из крупных нефтедобывающих предприятий на севере Российской Федерации в 2015 г. при выполнении проекта «Проведение трассерных исследований при многостадийном гидроразрыве пласта на боковых горизонтальных стволах» были *реализованы* технология проведения работ на месторождении и методика интерпретации трассерных исследований с целью оценки поинтервального распределения притока нефти и воды. Работы проводились на трех скважинах нефтяных месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе.

Технология трассирования при проведении МГРП в горизонтальных скважинах является альтернативой традиционным подходам и на основании фактического выхода специального маркирующего состава при освоении скважины позволяет оценить эффектив-

ность работы интервалов пласта после МГРП. Основой предлагаемой технологии является метод стационарных источников меченой жидкости. В основе метода стационарных источников лежит явление молекулярной диффузии, приводящее к постепенному смешиванию введенной в пласт меченой жидкости и пластового флюида.

В пласт закачивается определенный объем жидкости и оставляется вблизи ствола скважины. Таким образом, в нём создается стационарный источник меченой жидкости, под ним понимается часть горной породы, эффективный объем пустот которой заполнен индикатором. Поскольку в трещиноватой среде проницаемость вторичных пустот выше проницаемости матрицы горной породы, то меченая жидкость в пределах источника изначально находится только в трещинах. Далее между меченой и пластовой жидкостью той же природы возникает диффузионный массоперенос, приводящий к постепенному выравниванию содержания индикатора в пределах объема нахождения меченой жидкости [3. С. 30]. Схематично данный процесс показан на рис. 1.

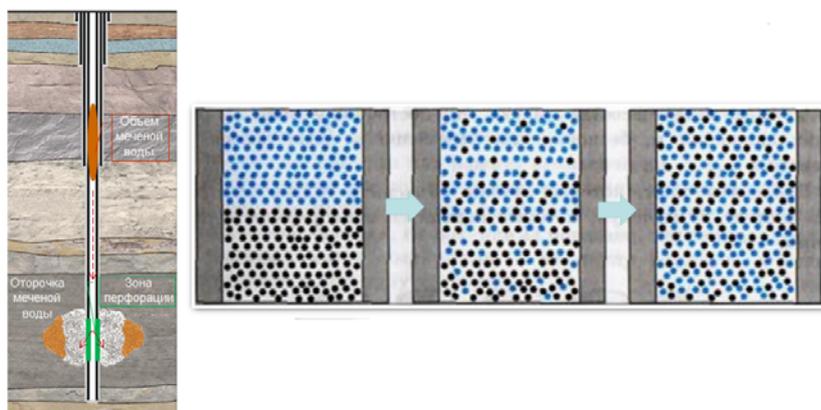


Рис. 1. Физическая основа методов индикаторных исследований при МГРП

В целях проведения качественного исследования и сохранения экологических норм маркирующие составы должны удовлетворять следующим требованиям:

– маркирующие составы не являются высокотоксичными веществами;

- маркирующие составы сохраняют свои свойства в пластовых условиях (температура не ниже 90 °С, давление не ниже 300 атм) в течение длительного срока (не менее года);
- выбранный ассортимент маркеров должен включать по несколько различных составов на каждую стадию ГРП (нефтерастворимый и водорастворимый);
- маркирующие составы не вступают в реакцию с горной породой, обсадной колонной и другими элементами компоновки (имеется документальное подтверждение по результатам лабораторных исследований); избирательно взаимодействуют с пластовыми флюидами (нефтерастворимый маркер растворяется только в пластовой нефти, но не растворяется в пластовой воде и наоборот);
- маркирующие составы циркулируют в горной породе совместно с нагнетаемой технической водой, отсутствует опережающее осаждение маркеров;
- маркирующий состав не присутствует изначально в пластовых флюидах в минимально регистрируемых концентрациях;
- маркирующий состав надежно идентифицируется в пластовом флюиде при экстремально низких концентрациях (от 5 мкг вещества на 1 кг раствора);
- добавка индикаторных трассеров «в поток» не должна влиять на реологию рабочей жидкости ГРП, стабильность и на его восстановительные и песконесущие способности;
- индикаторы должны быть нерадиоактивными.

Сводная информация по закачке трассерного вещества в скважину

Стадия ГРП	Индикатор	Группа индикаторов	Объем воды/нефти, м ³
I	Карбамид, 500 кг	Водорастворимые	5
II	Нитрат аммония, 500 кг		5
III	Флуоресцеин, 25 кг		6
I	Изооктанол, 200 л	Нефтерастворимые	3
II	Изоамиловый спирт, 175 л		3
III	NASOL C16 спирт, 100 кг		6

Основываясь на данных условиях, в рамках выполнения проекта были использованы индикаторы как полностью отвечающие выше-

приведенным требованиям. В качестве водорастворимых индикаторов были использованы карбамид, нитрат аммония и флуоресцеин, а в качестве нефтерастворимых – спирты: изооктанол, изоамиловый спирт и NACOL C16 спирт. В таблице приведены наименования индикаторов, их массы и объемы транспортирующего агента при проведении трассирования МГРП на скважине.

Технология проведения работ приведена на рис. 2.



Рис. 2. Технология проведения работ по закачке индикаторного вещества при МГРП

Закачка трассеров осуществлялась в процессе замещения объема скважины гелем перед проведением **основного** ГРП на всех стадиях гидравлического разрыва пласта. Инжекция меченого раствора производилась посредством его перекачки из емкости АЦ-6(10) с помощью насосной установки по линии высокого давления во фракпорт скважины, соответствующий каждой стадии ГРП. Перед началом трассерных исследований были проведены лабораторные тесты влияния индикаторов на физико-химические свойства геля. Было лабораторно подтверждено отсутствие разрушающего влияния трассеров на свойства геля, а также для обеспечения дополнительной безопасности срыва технологии ГРП было осуществлено размещение жидкости разделения фаз в объеме 5 м³ после закачки индикатора и перед проведением ГРП.

Индикаторные исследования начались с отбора фоновых проб воды из ближайшего окружения исследуемой добывающей скважины до закачки индикаторов в исследуемый пласт и проведения МГРП. На основании этого были определены фоновые концентрации индикаторов, которые учитываются при регистрации используемых индикаторов на аналитическом оборудовании. Периодичность отбора проб на исследуемой скважине после начала её освоения была выбрана таким образом, чтобы в начальной стадии освоения скважины обеспечить наиболее представительный объем информации, далее дискретность отбора проб постепенно уменьшалась. В итоге полная длительность проведения исследования составила порядка 3 мес.

Алгоритм интерпретации трассерных исследований при МГРП можно схематично описать в виде последовательности шагов:

1-й шаг. Для каждого индикатора строятся графики распределения концентрации, на качественном уровне свидетельствующие об интенсивности и периодичности прихода меченой жидкости для каждого работающего фрак-порта. Типичный график концентрации представлен на рис. 3.

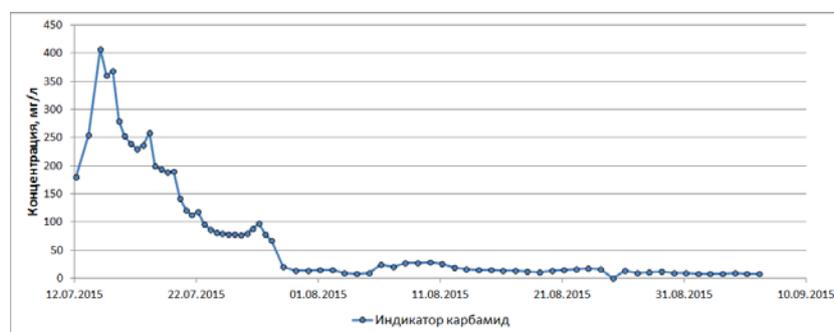


Рис. 3. Текущая концентрация карбамида в попутно-добываемой жидкости из фрак-порта, вскрытого на I стадии МГРП

Существуют три основные формы кривых выноса индикатора, приведенные на рис. 4–6.

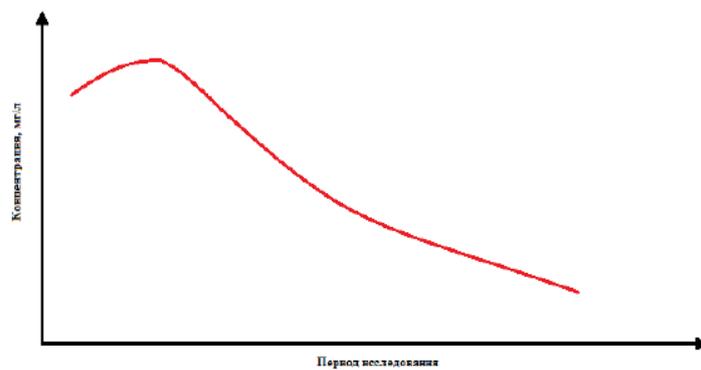


Рис. 4. Первая форма типовой кривой содержания индикатора в пробах

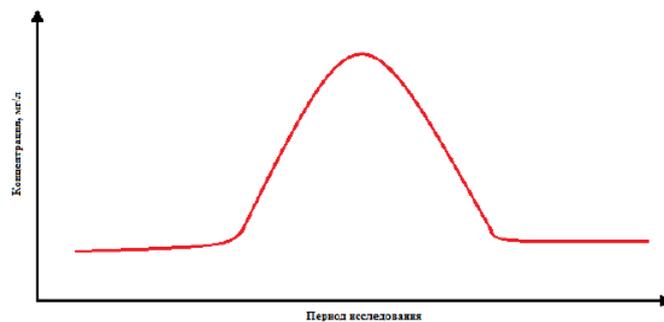


Рис. 5. Вторая форма типовой кривой содержания индикатора в пробах

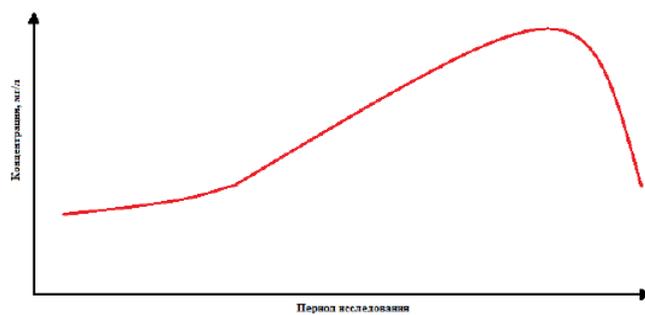


Рис. 6. Третья форма типовой кривой содержания индикатора в пробах

Первая форма типовой кривой (см. рис. 4) содержания индикатора в пробах выражается распределением текущей концентрации отбираемого трассера от максимального к минимальному на начальной стадии наблюдения и соответствует условно высокой скорости притока жидкости.

Вторая форма типовой кривой (см. рис. 5) содержания индикатора в пробах выражается в распределении текущей концентрации отбираемого трассера с максимальным пиком в середине периода наблюдения и соответствует условно средней скорости притока жидкости.

Третья форма типовой кривой (см. рис. 6) содержания индикатора в пробах выражается в распределении текущей концентрации отбираемого трассера с максимальным пиком на заключительном этапе наблюдения и соответствует условно низкой скорости притока жидкости.

Информация, получаемая на данном шаге, носит качественный характер и может быть использована для оперативной оценки эффективности работы каждой стадии ГРП.

2-й шаг. Зная дебит жидкости скважины, а также значения концентраций каждого индикатора, выполняется расчет основных количественных характеристик, который позволяет сделать вывод о вкладе каждого фрак-порта в суммарный дебит жидкости скважины. Принимая тот факт, что количественную оценку интенсивности работы каждого фрак-порта необходимо осуществлять на установившемся режиме работы скважины (неустановившийся режим характеризуется интенсивным выходом индикаторов на первичном периоде исследования, что показывает процесс формирования зоны дренирования в ПЗП и вынос ранее закаченных технологических жидкостей при ГРП), промысловые показатели исследуемой скважины анализируются на всем временном интервале проведения исследования с целью выделения стабильного участка дебита жидкости. После выделения такого интервала для него высчитываются усредненные показатели дебита жидкости и обводненности.

Вынесенная масса для каждого индикатора вычисляется по формуле (1):

$$M = \int_{t_1}^{t_2} C(t)Q(t)dt, \quad (1)$$

где $C(t)$ – концентрация индикатора в момент времени t , кг/м³; $Q(t)$ – величина дебита транспортирующей фазы (для водорастворимого индикатора дебит воды, для нефтерастворимого индикатора дебит нефти), м³/сут.

Для численного нахождения значения массы, описываемой формулой (1), могут быть применены либо специализированные программы (например, MathCad), либо приближенные формулы численных методов, например метод прямоугольников, формула Симпсона или метод трапеций [4].

3-й шаг. Для каждой фазы (нефтяной и водяной) выполняется расчет доли работы порта, схематично представленный на рис. 7.



Рис. 7. Типовая схема расчета доли работы фрак-порта для каждой фазы

Далее, зная распределение доли работы порта для нефтяной и водной фазы, на основе усредненных величин дебита жидкости и обводненности для установившегося режима работы скважины вычисляется распределение по дебиту воды и дебиту нефти для каждого фрак-порта. Зная дебит нефти и воды для каждого фрак-порта, можно вычислить дебит жидкости для каждого фрак-порта и как

следствие построить распределение доли работы порта для жидкости. Для рассматриваемой скважины было получено распределение эффективности работы фрак-портов, представленное на рис. 8.

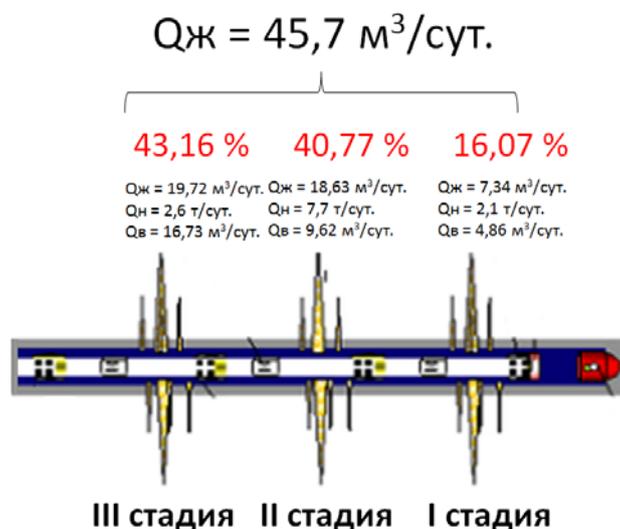


Рис. 8. Распределение по вкладу в суммарный дебит жидкости скважины каждого фрак-порта

Таким образом, по сравнению с традиционным подходом к оцениванию эффективности МГРП при использовании трассерных исследований оценивается не только интенсивность работы каждого порта, но и вклад каждого порта в итоговую обводненность добываемой продукции.

4-й шаг. Для оценки таких фильтрационно-емкостных характеристик установленных фильтрационных систем, как удельная поверхность, объемная плотность трещин и коэффициент эффективной трещиноватой пористости, конечные участки кривых изменения содержания индикатора в призабойной зоне скважины были специальным образом обработаны в соответствии с алгоритмом интерпретации [3. С. 44–48].

С целью проверки корректности результатов, полученных с помощью трассерных исследований, было произведено распределение

эффективности работы портов на основе PLT-метода. Результаты сравнения представлены на рис. 9.

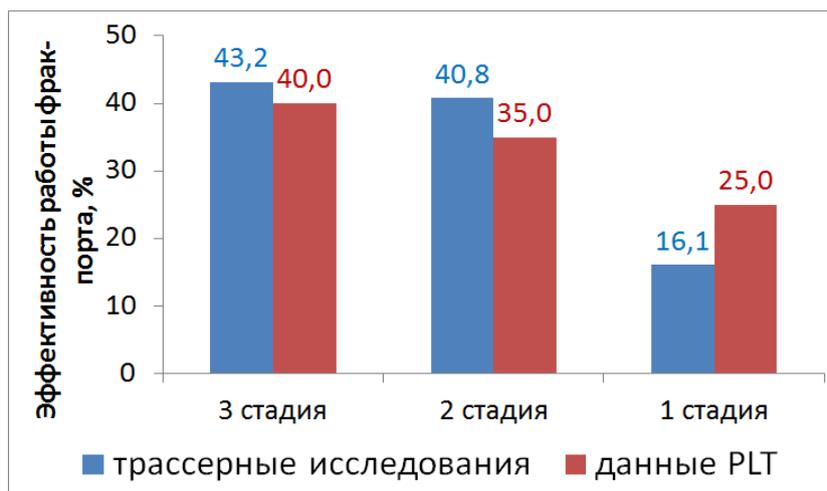


Рис. 9. Сравнение результатов интерпретации, полученных на основе трассерных исследований и PLT-метода

Как видно из представленной выше информации, были получены схожие как в качественном, так и в количественном плане результаты, однако несомненным плюсом трассерных исследований является их дешевизна по сравнению с традиционными методами оценивания эффективности МГРП, а также получение информации не только о степени эффективности работы порта, но и оценка вклада каждого порта в итоговую обводненность продукции.

Выводы

Использование трассерных исследований для контроля эффективности МГРП на группе месторождений ЯНАО позволило:

- реализовать пилотный проект по контролю эффективности проведения МГРП посредством трассерных исследований;
- использовать для проведения трассерных исследований не только водорастворимые, но и нефтерастворимые индикаторы, что позволило получить распределение дебитов воды и нефти для каждого фрак-порта;

– сравнение с результатами PLТ-метода показало, что трассерные исследования показывают схожие результаты при гораздо меньшей стоимости работ и большей информативности.

Литература

1. *Правила* цитирования источников. URL: http://www.slb.ru/userfiles/file/StageFRAC_ps_rus.pdf (дата обращения: 07.04.2016).
2. *Гайнитдинов А.Р.* Определение работающих интервалов и оценка состава притока в действующих горизонтальных скважинах // Материалы конференции молодых специалистов. 2004.
3. *Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И.* Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
4. *Самарский А.А., Гулин А.В.* Численные методы: учеб. пособие для вузов по специальности «Прикладная математика». М.: Наука. Физмалит, 1989. 429 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Р. Чикиров, Д.Г. Афонин (ООО «ТННЦ»)

При разработке объектов с повышенной вязкостью нефти эффективность заводнения снижается из-за неравномерности продвижения фронта нагнетаемой воды. В компании «Роснефть» только к деятельности ПАО «Оренбургнефть» к такой категории относится более 10 млн т остаточных извлекаемых запасов, для эффективной выработки которых недостаточно традиционных подходов.

Проведены расчёты оптимальных периодов закачки/простоя для объектов, получивших наибольшую оценку по результатам ранжирования. По результатам работы даны рекомендации по проведению ОПР циклического заводнения.

Одним из первых наших соотечественников, отметивших возможную перспективность метода, был М.Л. Сургучев. Ещё в середине XX в. он обратил внимание, что нестационарное заводнение положительно влияет на динамику обводненности благодаря пропитке высокопроницаемых пропластков.

Для повышенной вязкости нефти профиль вытеснения в немалой степени осложняется еще и неоднородностью по проницаемости отдельных слоев. Даже незначительная разница проницаемости в