

случае при температуре на первой ступени сепарации установки подготовки нефти Линейного месторождения от 10 - 15 °С, давление в аппарате должно быть не менее 0,6 МПа.

Литература

1. Тарасов М.Ю., Иванов С.С. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 46-49.
2. Щербатюк В.М. Промысловые установки подготовки топливного газа // Сфера Нефтегаз. – 2006. – №1.
3. Effect of Fuel Composition on the Operation of a Lean-Burn Natural Gas Engine/Clark, Nigel N., Mott, Gregory E., Atkinson, deJong, Remco J. and et. // Society of Automotive Engineers, Inc. – 1995.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ВЫБОР ДЛИННЫ СКВАЖИНЫ

К.В. Синебрюхов

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым годом уменьшается количество нефти, залегающей на месторождениях с большой проницаемостью, остаточная нефть остается в горизонтах с низкой проницаемостью, вводится в эксплуатацию все больше месторождений с низкопроницаемым коллектором. Для поднятия нефти, залегающей в низкопроницаемых коллекторах, на поверхность необходимо использовать эффективные технологии. Для данной проблемы такой технологией является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) [3,6].

Технология многостадийного гидроразрыва пласта не новая, однако, на месторождениях Западной Сибири ее применения начались не так давно. Для данной технологии необходимо пробурить скважину с горизонтальным окончанием и провести на горизонтальном участке несколько стадий гидроразрыва пласта с определенным расстоянием между стадиями, тем самым получив рядом с горизонтальным участком ствола зону с большой проницаемостью, что позволит отбирать больше жидкости.

Однако не везде данная технология показывает желаемые результаты в виде положительной экономики и повышения дебита скважин. Успешность проекта зависит от изученности объекта разработки, правильного технологического выполнения бурения и проведения МГРП, выбора правильных параметров скважины и так далее. Одним из самых важных параметров при использовании многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальном участке скважины является выбор длины горизонтального участка [5].

Объект и метод исследования:

Для проведения исследования были выбраны скважины с горизонтальным стволом (в том числе боковые зарезки горизонтального ствола [2]) на которых были проведены две или более стадий ГРП. Скважины отобраны с 7 месторождений, расположенных в Западной Сибири, все скважины вскрывают продуктивные пласты Юрских отложений [4]. В выборке участвовали скважины с длиной горизонтального участка от 190 м до 880 м, количество стадий на данных скважинах от 2 до 7.

Все скважины, участвующие в исследовании, были классифицированы по:

1. Проницаемости
 - а) Скважины с проницаемостью меньше 10 мД (низкопроницаемый коллектор);
 - б) Скважины с проницаемостью больше 10 мД
2. Месту расположения
 - а) Краевая зона месторождения (Рисунок 1а)
 - б) Разрабатываемая зона месторождения (Рисунок 1б)

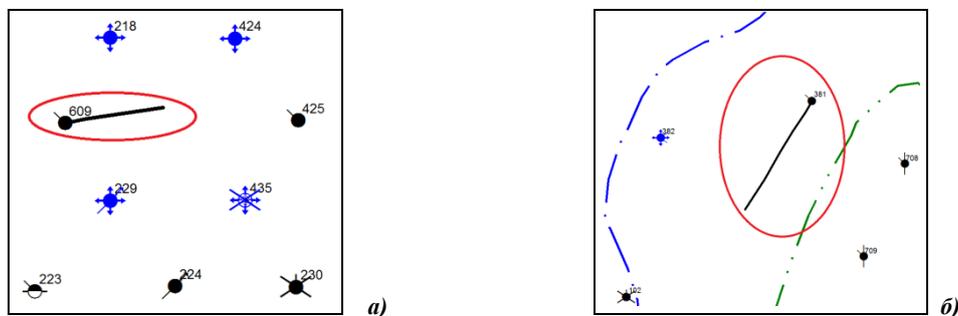


Рис. 1 Расположение скважина на месторождении: а)разрабатываемая зона, б)краевая зон

Анализ полученных результатов:

На рисунке 2а и 2б показана зависимость дебита жидкости от длины горизонтального участка ствола скважины в краевой и разрабатываемой зонгах эксплуатируемого месторождения. Для скважин, пробуренных в породе коллекторе с проницаемостью ниже 10 мД (см. рисунок 2а) при расположении скважины в краевой части

месторождения и в разрабатываемой части месторождения мы видим тенденцию к линейному увеличению дебита жидкости в зависимости от длины ствола. При этом корреляции данных очень близки, различаются на 17,9 %. Совсем другая ситуация на рисунке 26, проницаемость больше 10 мД. Где корреляция зависимости дебита от длины скважин для краевой зоны равна 0,0945, а для разрабатываемой зоны месторождения – 0,5079. Это означает, что в краевой зоне облако значений не имеет предложенной зависимости, а в разрабатываемой зоне месторождения наблюдается сильная линейная зависимость.

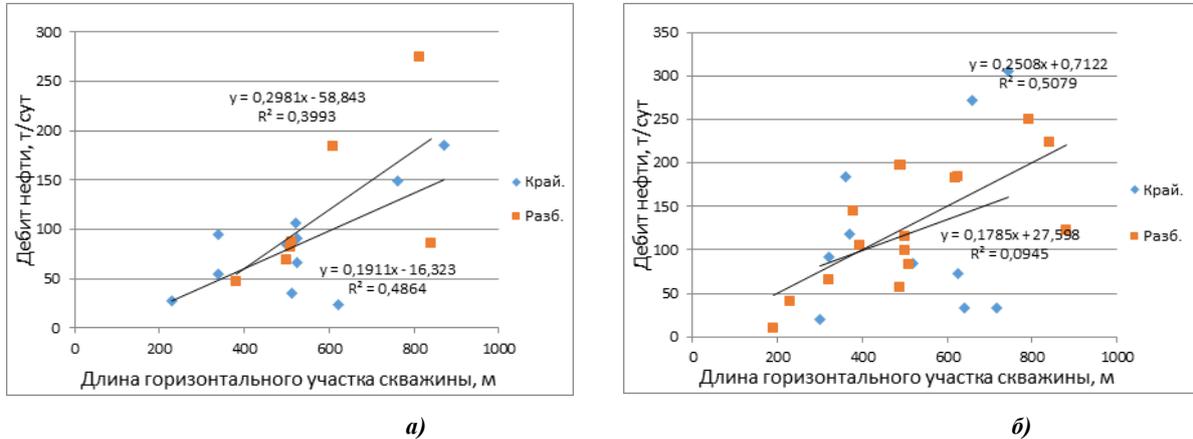


Рис. 2 Зависимость дебита жидкости от длины горизонтального участка скважины в краевой и разрабатываемой зонах эксплуатируемого месторождения, а) проницаемость $< 10 \text{ мД}$, б) проницаемость $> 10 \text{ мД}$

На рисунке 3 показана зависимость стартовых дебитов нефти и жидкости от количества стадий ГРП на горизонтальном участке ствола скважины. Результатом исследования стала слабая зависимость, выраженная слабой корреляцией, как для нефти (0,2798), так и для жидкости (0,1977).

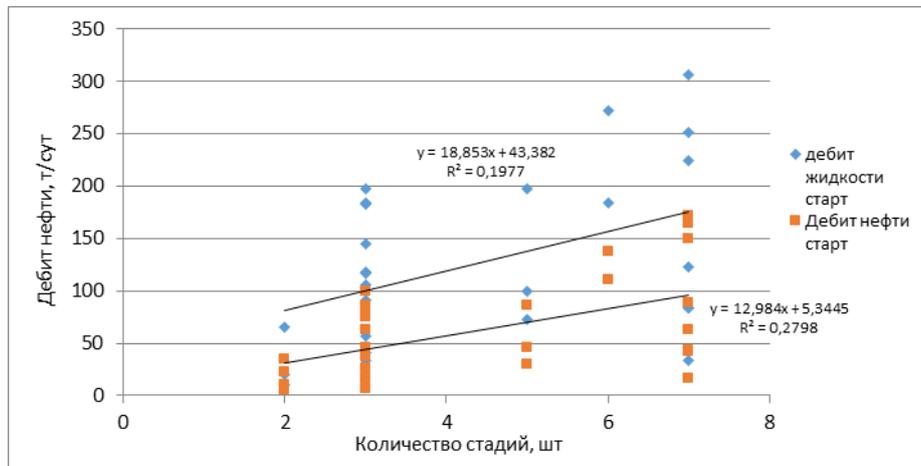


Рис. 3 Зависимость запусковых дебитов нефти и жидкости от количества стадий

Выводы:

По результату проделанных исследований можно сделать несколько выводов:

1. При проницаемости породы коллектора ниже 10 мД при стартовом запуске скважины с применением технологии МГРП на горизонтальном участке скважины мы наблюдаем линейную зависимость дебита жидкости от длины горизонтального участка и для краевого расположения скважины, и для скважин, располагаемых в разрабатываемой части месторождения. При приведении экономических расчетов в каждом конкретном случае можно будет получить «перегиб», при котором экономические показатели применения данной технологии пойдут на спад при дальнейшем увеличении длины горизонтального участка скважины.

2. При проницаемости породы коллектора больше 10 мД при стартовом запуске скважины с применением технологии МГРП на горизонтальном участке скважины мы наблюдаем полное отсутствие зависимости дебита нефти от длины горизонтального при расположении скважины в краевой зоне, и четкую линейную зависимость, при расположении скважины в разрабатываемой зоне месторождения. Это может быть связано с такими параметрами: плохая изученность краевой зоны объекта разработки, отсутствие системы ППД с краевой зоны, отсутствие компенсации давления.

3. Дальнейшее использование и анализ данной технологии поможет повысить точность проводимых исследований, увеличив количество точек и уточнив корреляцию. Для полноты картины в выборку должны попасть

скважины с длиной горизонтального участка ствола более 880 м и скважины, на которых было проведено более 7 стадий ГРП.

4. В данной выборке наблюдается слабая корреляция зависимости стартовых показателей нефти и жидкости от количества стадий ГРП. Скорее всего это связано с технологическими ошибками при исполнении данной технологии [1].

Литература

1. Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В., Елкин С.В., «Модель для расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП» // Нефтяное хозяйство, 2016 - №1. Стр. 64-67.
2. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
3. Муляк В.В., Чертенков М.В., Шамсуаров А.А., Потрясов А.А., Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Вахрушев В.В., Сартаков А.М. «Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах» // Нефтяное хозяйство, 2011 - №11. Стр. 48-51.
4. Чертенков М.В., «Подходы к планированию операции МГРП на примере юрских отложений Урьевского месторождения» // Нефтяное хозяйство, 2017 - №2. Стр. 76-77.
5. Чертенков М.В., Веремко Н.А., Метт Д.А. «Гидродинамические исследования скважин как инструмент оценки эффективности методов интенсификации добычи нефти» // Нефть, газ и бизнес 2015г. - №5. Стр. 60-63.
6. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И.В., Козлов В.Я., Портянников А.Д., Видякин В.В. «Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения» // Нефтяное хозяйство, 2013 - №9. Стр.82-85.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ПРИ ЛАБОРАТОРНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ

К.А. Степанцова, Д.И. Чуйкина

Научные руководители: доцент А.И. Левашова¹, ведущий инженер Д.И. Чуйкина²

¹ **Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

² **ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия**

Современное развитие нефтедобывающей отрасли направлено на разработку месторождений с трудно извлекаемыми запасами нефти. Особенностью таких залежей часто являются сложное геологическое строение и ухудшенные коллекторные свойства. Для эксплуатации таких месторождений разрабатывают наиболее эффективные методы для увеличения нефтеотдачи, разнообразные по принципу действия. Наиболее актуальные исследования направлены на создания максимально автономных систем увеличения нефтеотдачи, основанных на использовании «интеллектуальных» композиций реагентов, неприхотливых к климатическим условиям транспортировки и хранения, не требующих дополнительной подготовки в эксплуатации и вместе с тем способных после закачки в пласт сохранять длительное время высокую нефтевытесняющую активность, а также увеличивать степень охвата пласта заводнением или иным активным воздействием. Разработка новых технологий не возможна без фундаментальных исследований, направленных на изучение состава остаточной нефти после применения заводнения, химических реагентов и т.д.

В ИХН СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей Усинского месторождения, разработаны различные композиции: нефтевытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия ГБК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, а также загущенная композиция НИНКА на основе ПАВ, карбамида, солей аммония и алюминия с регулируемой вязкостью и щелочностью [1].

При техногенном воздействии на пластовую нефть, заключающемся в создании гидродинамических потоков воды и нефти в залежи, закачки вытесняющих агентов в продуктивный пласт и происходящих вследствие этого физико-химических процессов взаимодействия между пластовыми и закачанными жидкостями, наблюдается изменение состава и свойств добываемой нефти. В результате техногенного воздействия пластовая нефть выводится из состояния начального термодинамического равновесия между нефтяными компонентами с породой, пластовой водой и т.д. Вследствие этого происходят процессы перераспределения компонентов между подвижной и остаточной составляющими пластовой нефти, изменяются значения внутренней энергии системы: пластовая жидкость – поверхность коллектора [2]. Поэтому химический состав добываемых и остаточных нефтей существенно различается. Однако этот вопрос в литературе освещен недостаточно.

Для исследования изменения состава нефти на разных этапах вытеснения проводили на установке по физическому моделированию, согласно ГОСТа 39-195-86 применяли изовязкостную модель нефти, для чего к нативной нефти добавляли 30 % керосина. Вытеснение нефти проводили водой с последующим довытеснением композициями ГБК и НИНКА проводили из насыпной модели, состоящей из двух параллельных колонок высотой 90 см, диаметром 2 см, с различной проницаемостью.

Изучение состава включало в себя методы экстракции, жидкостно-адсорбционной хроматографии (ЖАХ), газовой хромато-масс-спектрометрии (ГХМС), электронной спектрометрии. Остаточную нефть экстрагировали с кернового материала смесью спирт : хлороформ. Дальнейшее разделение всех образцов нефти проводили по схеме, включающей в себя выделение асфальтенов холодным методом Гольде, и последующее элюирование масел и смол горячей экстракцией с силикагеля в аппарате Сокслета. Содержание масел, смол и асфальтенов определяли гравиметрическим методом. Фракции, содержащие углеводороды и металлопорфирины, были получены