

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

В.В. Вшивков

ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ

М.С. Уманский

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

С.И. Грачев (Тюмень)
И.И. Краснов (Тюмень)
Т.Л. Краснова (Тюмень)
А.Р. Курчиков (Тюмень)
В.М. Матусевич (Тюмень)
А.В. Меринов (Рязань)
А.В. Радченко (Тюмень)
Л.Н. Руднева (Тюмень)
Н.В. Солдаткина (Ростов-на-Дону)
В.А. Урываев (Ярославль)
Н.М. Федоров (Тюмень)

Журнал зарегистрирован
в Федеральной службе по надзору
в сфере связи, информационных
технологий и массовых коммуникаций
(Роскомнадзор) г. Москва
Св-во: ПИ № ФС 77-55782
от 28 октября 2013 г.

ISSN 2307-4701

Учредитель и издатель:
ООО «М-центр»

г. Тюмень, ул. Д.Бедного, 98-3-74

Адрес редакции:
г. Тюмень, ул. 30 лет Победы, 81А,
оф. 200-201

Телефон: (3452) 73-27-45
Факс: (3452) 54-07-07
E-mail: sibir@sibtel.ru

Адрес для переписки:
625041, г. Тюмень, а/я 4600

Интернет-ресурсы:

www.elibrary.ru

Журнал включен
в Российский индекс
научного цитирования
(РИНЦ)

При перепечатке материалов ссылка на
"Академический журнал Западной Сибири"
обязательна

Редакция не несет ответственности за
содержание рекламных материалов
Редакция не всегда разделяет мнение
авторов опубликованных работ
Макет, верстка, подготовка к печати:
ООО «М-центр»

Подписан в печать 27.11.2016 г.

Заказ № 127. Тираж 1000 экз.

Цена свободная

Отпечатан с готового набора
в издательстве «Вектор Бук»
Адрес издательства:
625004, г. Тюмень, ул. Володарского,
д. 45, тел.: (3452) 46-90-03

16+

Природопользование

- Г.А. Абдуллаев*
Повышение эффективности и долговечности работы
УЭЦН путем применения гибкой шарнирной муфты . 3
- Г.А. Абдуллаев*
Особенности подбора погружных установок
электроцентробежных насосов 4
- Т.Р. Ашрапов*
Технология многостадийного гидравлического
разрыва пласта 6
- Р.Т. Богданов*
Разработка Туронской залежи Харампурского
месторождения 8
- А.В. Брыжина*
Исследование технологий утилизации попутного
нефтяного газа в условиях неразвитой промышленной
инфраструктуры 9
- И.С. Диков*
Повышение эффективности работы установки
НТС на Крайнем Севере 12
- А.Н. Дудко, Е.И. Савченко, М.И. Забова*
Оптимизация разработки нефтяной оторочкой на
примере пласта БТ₇₋₈ Яро-Яхинского месторождения . 13
- Н.И. Жерж*
Оценка эффективности ГТМ на месторождении 15
- А.Р. Зиянгулов*
Стабилизация уровня добычи очисткой
призабойной зоны 16
- Р.И. Ибрагимов*
Увеличение пропускной способности напорного
нефтепровода товарной нефти ЦПС – ПСП ООО
«Соровскнефть» ПАО АНК «Башнефть» с помощью
противотурбулентных присадок 17
- А.С. Каунов, А.А. Хайруллин*
Обзор опыта применения технологии МГРП
в России и за рубежом 19
- О.Ю. Козырев, Е.Н. Пинигин,
А.А. Вольф, А.А. Хайруллин*
Особенности лабораторного моделирования
процессов вытеснения нефти азотом при
нестационарном режиме фильтрации 22

<i>Е.И. Крыгина</i> Применение метода ГРП на Северо-Хохряковском месторождении 24	<i>В.С. Ушаков, Р.Ф. Шарафутдинов, А.С. Самойлов</i> Исследование влияния геологического строения на разработку нефтегазо- конденсатной залежи Уренгойского месторождения 43
<i>Е.И. Крыгина</i> Геологические особенности пласта ЮВ1 на Северо-Хохряковском месторождении 26	Строительство
<i>М.А. Максимова</i> Методы исследования многокомпонентных систем нефтегазоконденсатных залежей 27	<i>Н.О. Борисов, К.С. Лебедева, М.Н. Печерских, А.К. Смарагина</i> Checking the geographical coordinates values of the geodetic city network points using satellite navigators 44
<i>М.А. Максимова</i> Исследование на представительность образцов проб газоконденсатных месторождений 29	<i>Н.О. Борисов, А.К. Смарагина</i> Constructional features of Saint Petersburg metro 46
<i>А.И. Меркуленко</i> Оценка технологической эффективности от внедрения методов воздействия на ПЗП . 31	Экономика
<i>Д.О. Николаев, А.Н. Нестеренко</i> Особенности интерпретации ГДИС в условиях ультранизкой проницаемости 32	<i>Ю.А. Мецерькова</i> Инфраструктура региона: понятие и особенности 47
<i>Д.О. Николаев, А.Н. Нестеренко</i> Оценка продуктивности скважин с ГРП в условиях ультранизкой проницаемости 34	Педагогика
<i>Д.С. Потапов</i> Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта как метода интенсификации на Южно-Харампурском месторождении 35	<i>М.А. Одинокая</i> Аудиокнига на занятиях иностранного языка в высшей школе 48
<i>Д.В. Равилов</i> Анализ эффективности проведения ГТМ на верхнеюрских залежах Покамасовского месторождения 37	<i>С.И. Сорокин Т.А. Иващенко</i> Форменная одежда как компонент профессиональной идентичности (на примере Санкт-Петербургского горного университета) 51
<i>В.В. Румма, А.А. Хайруллин</i> Обобщение опыта российских и зарубежных ученых применения сайклинг-процесса 38	Медицина
<i>А.С. Чураков</i> Эффективность многозбойных скважин ... 40	<i>Е.П. Зотова, Т.И. Трифанова</i> Влияние экзометаболитов лакто- и бифидобактерий на организм человека 52
<i>А.С. Чураков</i> Особенности конструкции многозбойной скважины 42	<i>Л.И. Рейхерт, О.А. Кичерова, А.А. Соколова</i> Взаимосвязь системы антирадикальной защиты с состоянием эмоциональной сферы больных рассеянным склерозом 55
	<i>П.С. Уманская</i> Суицидальное поведение больных алкоголизмом: отношение врачей-наркологов 58

ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКОЙ ШАРНИРНОЙ МУФТЫ

Г.А. Абдуллаев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: Gilyaa@yahoo.com

Известно, что при работе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на участках с большим набором кривизны из-за боковых усилий возникают нерасчетные напряжения корпусов и валов, которые ведут к одностороннему износу деталей и сокращения межремонтного периода (МРП).

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка.

Величина максимально-допустимой кривизны скважины по нормативным документам российских и иностранных изготовителей равна 2° на 10 метров длины. По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу или как минимум вписывается в участок скважины. Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления. С целью максимального спуска установки в скважину и исключения износа оборудования, в настоящее время, в ЗАО «Роснефтехим» разработан и освоен выпуск гибкой шарнирной муфты (ГШМ).

ГШМ состоит из двух трубчатых корпусов, соединенных между собой шарниром, позволяющим корпусам изгибаться относительно друг друга в любом направлении. На концах корпусов расположены фланцы, которыми муфта с помощью шпилек соединяется с одной стороны с фланцем протектора погружного электродвигателя (ПЭД), с другой стороны – с фланцем приемного модуля или газосепаратора (ГЗ) погружного электроцентробежного насоса (рис.). Внутри

корпусов муфты размещаются валы для передачи вращения от ПЭД к насосу. Концы валов имеют стандартные шлицы для соединения с валом ПЭД и насоса. Входной и выходной валы муфты соединяются между собой средним валом с карданными шарнирами, что обеспечивает передачу синхронного вращения при изгибе оси муфты. Вращение валов происходит в подшипниках скольжения, смазывающихся пластовой жидкостью. Циркуляция пластовой жидкости, обеспечивающая охлаждение подшипников, осуществляется двумя крыльчатками, установленными на валах муфты.

Применение гибкой муфты в составе УЭЦН позволяет:

- достичь потенциала скважины;
- предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, воздействующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину.

При эксплуатации УЭЦН в зоне с набором кривизны выше допустимой, где штатная установка работает в напряженно-деформируемом состоянии, УЭЦН, оснащенный гибкой муфтой, свободно вписывается в ствол искривленной скважины, чем обеспечивается повышенная устойчивость его работы.

В том случае, если участок ствола скважины, в котором расчетно предполагается подвеска насосного оборудования, имеет высокие значения локальной кривизны и установку вынужденно подвешивают в других интервалах, гибкая муфта позволяет производить подвеску УЭЦН именно в заданном интервале, что приводит к более оптимальному режиму ее работы.

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или 10° в зависимости от варианта исполнения.

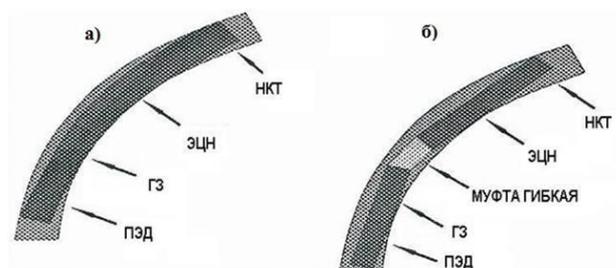


Рис. 1. Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б).

Для проведения промысловых испытаний муфты необходимо выделить особо проблемные скважины и критерии применимости к ним гибкой муфты.

Можно выделить следующие критерии для подбора скважин, в которые рекомендуется спускать УЭЦН в комплекте с гибкой муфтой:

- габариты установки;
- мощность электродвигателя;
- потенциал скважины;
- односторонний износ.

Выводы:

Применение УЭЦН большего типоразмера на большую глубину спуска, имеющую сверхнормативную кривизну позволит увеличить количество добываемой нефти. Предотвращение работы УЭЦН в напряженно-деформируемом состоянии, в кривом интервале ствола скважины увеличит МРП. Применение ГШМ снизит число отказов УЭЦН являющихся следствием прохождения интервалов со сверхнормативной кривизной ствола скважины при спуске оборудования.

Литература:

1. Пат. 2230233 Россия МПК F04D29/62, F04D13/10, Гибкая шарнирная муфта Гепштейн Ф.С., Дьячук И.А., Шаякберов В.Ф. Заявлено. 11.09.2002; Оpubл. 10.06.2004.
2. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение / Ш.Р. Агеев, Е.Е. Григорян, Г.П. Макиенко. – Энциклопедический справочник. – Пермь: Пресс-Мастер, 2007. – 645 с.
3. Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 27-28.
4. Справочник по муфтам / В.С. Поляков, И.Д. Барбаш, О.А. Ряховский. – 2-е изд., испр. и доп. – Л.: Машиностроение, 1979. – 344 с.

ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Г.А. Абдуллаев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: Gilyaa@yahoo.com

Как известно, в Российской Федерации порядка 80% всей добываемой нефти приходится на долю установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), что говорит об огромной роли погруж-

ных насосов в нефтегазовой отрасли на сегодняшний день. Значимую роль в процессе эксплуатации скважин погружными насосами занимает процесс их подбора к скважине. Под подбором УЭЦН к скважине следует понимать определение типоразмера установки обеспечивающей планируемую добычу пластовой жидкости при наиболее оптимальных показателях работы установки [2]. Первые методики подбора появились одновременно с появлением первых УЭЦН и впоследствии совершенствовались. Среди отечественных методик наиболее широкое распространение получили методики П.Д. Ляпкина, Ю.А. Разутова, С. Линева, В.Н. Филипова и некоторые другие. Данные методики предназначены для ручного подбора УЭЦН, и впоследствии на их основе были разработаны алгоритмы для программ подбора оборудования на ЭВМ.

Итак, основной задачей подбора является обеспечение стабильной работы установки с заранее запланированными показателями. Для начала расчета установки необходимо знать ряд величин, определяющих работу системы пласт-скважина–УЭЦН. Перечень этих величин довольно большой, в него входят данные о планируемом дебите, физических свойствах и составе пластового флюида, данные о скважине, различные значения давлений и т.д.

Очень кратко возможный алгоритм подбора установки можно представить следующим образом: имея исходные данные и запланированный дебит, определяется глубина спуска насоса, такая, чтобы содержание свободного газа на приеме насоса было в пределах нормы [2]. По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и насосно-компрессорных труб, а также по планируемому дебиту, обводненности, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса. Далее по планируемому дебиту и рассчитанному напору насоса подбирается установка, характеристики которой наиболее близки к расчетным. Производится пересчет характеристик установки к условиям пластовой жидкости. Далее производится расчет потребной мощности, выбор двигателя, определение минимально допустимой скорости движения жидкости для охлаждения, расчет температуры основных элементов насосной установки и других параметров. В заключение проводится проверка возможности использования выбранной установки для

освоения скважины. Более подробно с процессом подбора УЭЦН к скважине можно ознакомиться в пособиях [2, 3], где совокупность всех перечисленных показателей представляет единую систему, без каких-либо разграничений и особенностей самого подбора.

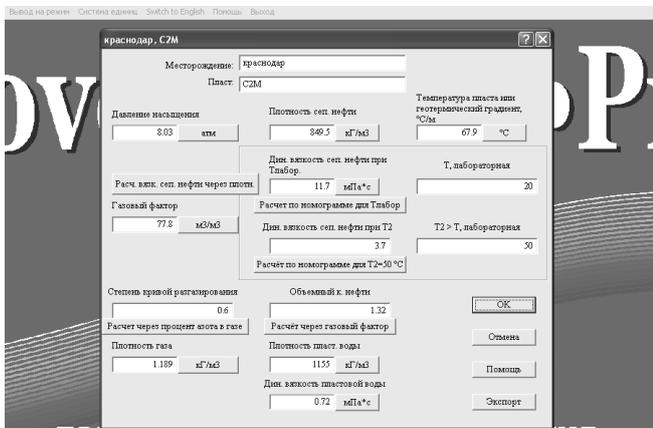


Рис. 1. Окно ввода данных о пласте в программе NovometSel-Pro.

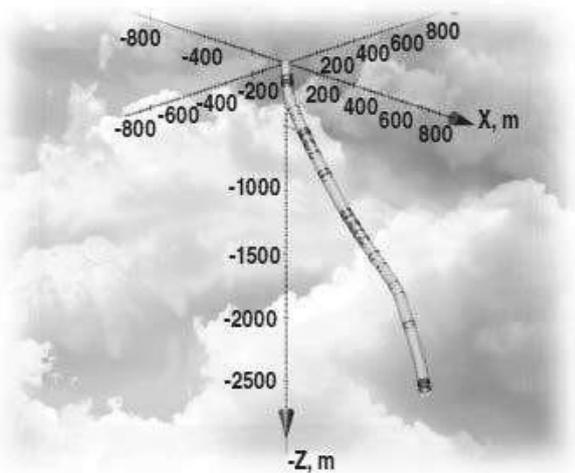


Рис. 2. 3D модель скважины [1]

Как было сказано выше, на сегодняшний день подбор оборудования к скважине производится автоматически с помощью программ на ЭВМ. Плюсы использования компьютеров для расчета установок очевидны: машинный подбор позволяет многократно сократить время на обработку информации и подбор оборудования, многократно увеличить точность подбора, свести к минимуму вероятность человеческой ошибки. Кроме того, использование машинного подбора позволяет отказаться от многих упрощений, неизбежно используемых при ручном подборе, что также повышает точность подбора [2]. Суще-

ствует довольно большой выбор ПО как отечественных, так и зарубежных производителей для расчета УЭЦН. Сущность машинного подбора такая же, как и при ручном подборе, но с множеством дополнительных параметров и возможностей.

Автоматизированные программы подбора УЭЦН в целом аналогичны друг другу, в качестве примера рассмотрим программу NovometSel-Pro от компании НОВОМЕТ. Программа имеет ряд преимуществ в сравнении с аналогами. Вот некоторые возможности программы: построение индикаторной кривой проводится с учётом изменения проницаемости призабойной зоны из-за выделения в ней свободного газа; расчет периодической эксплуатации УЭЦН; ориентация в расчете на максимальный КПД насоса; моделирование процесса вывода скважины на режим; анализ работы ЭЦН в скважине; расчёт прогиба установки при спуске в скважину; расчет необходимой длины теплостойкого кабельного удлинителя; расчет конического насоса и другие возможности, которые учитывают все особенности условий эксплуатации и геологические параметры [1]. При машинном подборе первым делом специалисты отсылают заказчику опросный лист, в который необходимо ввести имеющиеся данные о пласте, скважине, инклинометрии, физических свойствах флюида, работавшей на скважине установке. Далее полученные данные вводят в поля программы. На рисунке 1 показано окно ввода данных о пласте. После ввода данных производится их анализ компьютером и подбор наиболее подходящей установки из числа имеющихся. Определяются параметры работы установки, ее компоновка, выводится графическая характеристика работы насоса (рисунок 3). Вообще данная программа способна выдавать огромное количество текстовой и графической информации, возможно трехмерное построение модели скважины с указанием ее кривизны (рисунок 2) [1].

Итак, преимущества и возможности машинного подбора очевидны, однако стоит сказать об ограничениях данного метода. Большая точность работы и отказ от упрощений требуют ввода максимально полной и точной информации, что, как показывает практика, выполняется не всегда. Основная причина в том, что заказчик, заполняя опросный лист, указывает устаревшие данные, или вовсе не указывает их значимую часть, так как сбор и обновление этих данных требуют времени и средств.

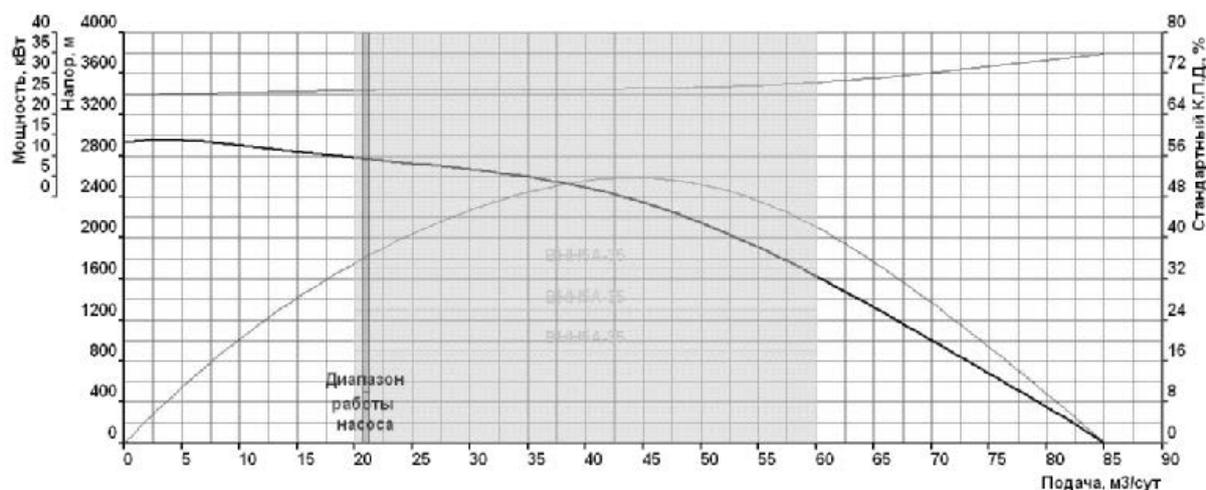


Рис. 3. Характеристика работы насоса УВНН-5А-35-2700.

Еще одна проблема состоит в том, что программа ориентирована на подбор оборудования для скважин, в которые уже были спущены установки. Это упрощает и делает более точным процесс подбора оборудования для планируемой скважины. В результате случается, что подобранные установки не выходят на запланированный режим. В пример приведем скважину 53 Вуктыльского месторождения.

На данной скважине производился перевод с газлифтного режима добычи на режим добычи с помощью УЭЦН. Основная проблема на данной скважине – высокий газовый фактор ($184 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Подбор оборудования к скважине 53 производился по программе NovometSel-Pro. Была рассчитана установка УВНН-5А-35-2700, характеристика которой представлена на рисунке 3. Однако данную установку не удалось вывести на постоянный режим, хотя справиться с основными осложнениями удалось. Неудача была связана с несоответствием указанных в опросном листе данных действительным. Заявленный дебит и коэффициент продуктивности скважины были значительно больше реальных. К тому же скважина эксплуатировалась с помощью газлифта, что усложнило процесс подбора.

В целом, современные компьютерные программы, ориентированные на подбор установок к скважине решают широкий спектр задач, возникающих в технологии нефтедобычи. Данные технологии на сегодняшний день используются повсеместно и хорошо справляются с поставленными задачами. Рациональный подбор оборудования позволяет добиваться эффективной работы скважины, что приводит к экономии значительных средств.

Литература:

1. Агеев Ш.Р., Джалаев А.М., Золотарев И.В., Ермакова А.С., Пошвин Е.В. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности» // Бурение и нефть – 2013. – № 10. – С. 36–40.
2. Ивановский В.И., Соколов Н.Н. Домашнее задание по машинам и оборудованию для добычи нефти. Часть 2. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.
3. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса скважине. – М.: МИНГ, 1987. – 71 с.

ТЕХНОЛОГИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Т.Р. Ашрапов

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», г. Мегион

E-mail автора: 1ashrap1@gmail.com

Статья посвящена технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта. Зачастую результаты отдельных операций носят неудовлетворительный характер, как с экономической точки зрения, так и с позиции оптимальной выработки запасов. В связи с чем, возникает необходимость в проведении дополнительных исследований, анализа результатов многостадийного гидравлического разрыва пласта, анализа успешности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта, определения причин отклонений от проектных данных и определения оптимального комплекса геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП), интенсификация разработки нефтяных место-

рождений, геолого-технические мероприятия, коллектор.

Увеличение и сохранение уровня добычи нефти ставят перед нефтяной промышленностью задачу дальнейшей интенсификации разработки нефтяных месторождений [1].

Необходимость проведения геолого - технических мероприятий возникает в случаях:

1) если проницаемость пласта недостаточна, чтобы позволить поддерживать режим работы скважины, который своевременно окупит инвестиции в бурение и заканчивание скважины;

2) скважина была закончена в пласте, имеющем достаточную проницаемость, но призабойная зона пласта повреждена либо загрязнена в процессе бурения, заканчивания или эксплуатации;

3) если необходимо увеличение коэффициента продуктивности скважины. Особую актуальность эта задача приобретает в тех случаях, когда имеется необходимость вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, вовлечь в разработку ранее не задействованные участки пласта, а также трудно извлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее представлялась невозможной [2].

Одним из наиболее распространенных геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти является гидравлический разрыв пласта. Потребность в проведении ГРП становится все сильнее на месторождениях России. Со временем появилась потребность увеличения эффективности ГРП. Так появился многостадийный гидравлический разрыв пласта [3].

Многостадийный гидроразрыв пласта — это одна из самых передовых технологий в нефтяной отрасли, наиболее эффективная для горизонтальных скважин. Его отличие от обычного ГРП в том, что проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов.

Внедрение технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах является перспективным направлением, поскольку она позволяет увеличить темпы выработки и, как следствие, получить максимальный экономический эффект, а также ввести в разработку ранее нерентабельные запасы [4].

Мировой и отечественный опыт нефтедобычи показывают, что ГРП является одним из эффективных методов интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов. На данный момент в нефтедобыче России большое внимание уделяется перспективам применения метода ГРП.

Сейчас имеются широкие потенциальные возможности для внедрения крупномасштабных операций по проведению ГРП в низкопроницаемых пластах на месторождениях Сибири, Ставропольского и Краснодарского краев, Саратовской, Оренбургской и Астраханской областей. Это обусловлено тенденцией роста в структуре запасов нефти доли запасов в низкопроницаемых коллекторах. Более 40 % извлекаемых запасов отрасли находится в коллекторах с проницаемостью менее $5 \cdot 10^{-2}$ мкм², из них около 80 % – в Западной Сибири [5].

На сегодняшний день технология многостадийного гидравлического разрыва пласта освоена и внедрена на многих месторождениях России и мира.

Зачастую результаты отдельных операций носят неудовлетворительный характер, как с экономической точки зрения, так и с позиции оптимальной выработки запасов. В связи с чем возникает необходимость в проведении дополнительных исследований, анализа результатов многостадийного гидравлического разрыва пласта, анализа успешности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта, определения причин отклонений от проектных данных и определения оптимального комплекса геолого-технических мероприятий [6].

Заключение.

Гидравлический разрыв пласта – один из методов интенсификации работы нефтяных, газоконденсатных, газовых скважин и увеличения проницаемости нагнетательных скважин. Многостадийный гидроразрыв пласта – это одна из самых передовых технологий в нефтяной отрасли, наиболее эффективная для горизонтальных скважин. Его отличие от обычного ГРП в том, что проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов. Повышение эффективности проведения ГРП и МГРП ставит задачу проведения дополнительных исследований, анализа результатов многостадийного гидравлического разрыва пласта, анализа успешности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта, определения причин отклонений от проектных данных и определения оптимального комплекса геолого-технических мероприятий.

Литература:

1. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г.Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.

2. Гузеев В.В., Поздняков А.А., Виноградова И.А., Юрьева И.Ю. Комплексный подход к анализу эффективности ГРП на месторождениях Западной Сибири // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений: Труды научно-практической конференции VII Международной выставки «Нефть, газ – 2000». – Казань: Экоцентр, 2000. – С. 348-355.
3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009 – 570 с.
4. Логинов Б.Г., Блажевич В.А. Гидравлический разрыв пластов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1966. – 148 с.
5. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта: учебник. – Москва: Недра, 1986.
6. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень – Курган: Зауралье, 2015 – 268 с.

РАЗРАБОТКА ТУРОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ХАРАМПУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Т. Богданов

ООО «РН-Пурнефтегаз», г. Губкинский, Россия

Е-mail автора: boret@yandex.ru

В административном отношении Харампурское месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области РФ, в зоне производственной деятельности ООО «Роснефть–Пурнефтегаз».

Харампурское месторождение расположено в Пуровском нефтегазоносном районе, в 120 км от города Губкинский и в 320 км от города Ноябрьска. Было открыто в 1978 г., разрабатывается с 1990 г., входит в Харампурскую группу месторождений и включает в себя: Фестивальное, Южно-Харампурское, Харампурское месторождения, а также более 20 перспективных структур.

Запасы Пурнефтегаза отличаются высокой концентрацией. Более 70% запасов нефти и газового конденсата сосредоточено на четырех месторождениях (Комсомольском, Харампурском, Тарасовском и Барсуковском), а запасы природного газа на Харампурском месторождении составляют 72% запасов газа, принадлежащих НК «Роснефть» в данном регионе. На долю Пурнефтегаза приходится 71% суммарных доказанных запасов газа НК «Роснефть».

В соответствии с классификацией запасов Харампурское месторождение по количеству из-

влекаемых запасов нефти относится к крупным, по запасам свободного газа и газа газовых шапок – к уникальным.

В 2014 году произведен запуск ДКС Харампурского месторождения производительностью 1,5 млрд м³/год, который позволил организовать поставку попутного нефтяного газа Харампурской группы месторождений на Губкинский газоперерабатывающий завод и закачку газа в пласт.

Все объекты газовой программы оснащены самым современным оборудованием, управление производственными процессами осуществляется в автоматическом режиме. В результате реализации целевой газовой программы достигнуто значительное снижение воздействия на окружающую среду.

Разработка Харампурского месторождения – важный шаг для реализации газовой стратегии "Роснефти" и увеличения стоимости газового бизнеса. Газ Харампурского месторождения станет одним из основных источников для поставок газа по долгосрочным контрактам компании.

Согласно разработанному плану, первый этап предусматривает, что из газовых залежей Харампурского месторождения будет добыто более 190 млрд кубометров природного газа.

Запуск в эксплуатацию газового промысла планируется в 2017 году. Основная добыча в рамках Этапа 1 будет вестись из сеноманских залежей (8 млрд куб м в год), отличающихся высокой продуктивностью и низкой стоимостью извлечения газа. Еще 1 млрд куб. м. в год планируется добывать из туронской залежи, получившей значительные льготы по НДС. Потенциал дальнейшего наращивания добычи на Харампурском месторождении связан с полномасштабной разработкой туронских залежей [1].

Сейчас на месторождении начата реализация целевого инновационного проекта "Выбор и разработка технологии освоения низкопроницаемых газовых залежей Турона". В ходе опытно-промышленных работ были пробурены три скважины различной конструкции, проведен широкий комплекс исследований и испытаний скважин по уникальным методикам. Пока все они находятся в режиме экспериментальной эксплуатации. Запасы газа, сосредоточенные в туронских залежах Харампурского месторождения, составляют более 650 млрд м³.

По результатам опытно-промышленных работ на участке трудноизвлекаемых туронских залежей будет выбрана конструкция скважин и оптимальная технология их эксплуатации. Добы-

ча туронского газа в промышленных масштабах до сих пор не велась на территории Российской Федерации, и разработка Харампурского месторождения принесет в газовую отрасль новые технологические решения. В 2018 году предусмотрено принятие решения по реализации второго этапа для выхода на уровень годовой добычи 24 млрд м³ [2].

Литература:

1. <http://www.vedomosti.ru/business/news/2013/11/25/rosneft-planiruet-zapustit-harampur-v-2017g-s-dobychej-v-9>
2. <http://www.vestifinance.ru/articles/35895>

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ НЕРАЗВИТОЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

А.В. Брыжина

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Проблема обоснования технологии рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ), которая возникает на начальной стадии разработки месторождения связана в первую очередь, с недостатком исходных данных, касающихся определения запасов ПНГ, а также годовых уровней его добычи. В этой связи актуален анализ имеющихся технологий использования ПНГ не требующих значительных капитальных вложений и поддержания постоянного уровня добычи ПНГ.

Ключевые слова: ПНГ, утилизация, газовый фактор, нефтегазовое месторождение.

Наибольшую популярность в настоящее время приобрели технологии, требующие минимальной подготовки ПНГ, среди них наиболее часто применяется использование попутного газа в качестве топлива и для выработки электроэнергии. Однако, известны и другие технологии, например переработка газа, подготовка его до качества, соответствующих природному и другие [1]. В опубликованных научных работах последних лет приведен ряд технологий, разработанных для конкретных месторождений, но заслуживающих внимание при предпроектной проработке вопроса утилизации ПНГ на начальных стадиях разработки.

Так, например, в работах А.П. Гусева [2] и А.П. Рябова [3] предложена интересная технология, предполагающая подготовку ПНГ, основан-

ную на проявлении эффекта Ранка-Хилша в трехпоточных вихревых трубах. Ограничения применения этого метода связаны с необходимостью поддержания постоянного уровня добычи газа и необходимостью решения вопроса использования подготовленного газа. Известен ряд других технологий, при этом обоснование их применения должно производиться на основе набора критериев, учитывающих максимальное количество факторов. Результаты разработки такой системы критериев представлены в работе Е.З. Ильясовой [4]. В этой работе рассматривается влияние инфраструктуры, стадии разработки месторождения, количественная и качественная характеристика добываемого газа. Установлены экономические критерии целесообразности применения различных технологий. Однако набора решений, предусматривающих утилизацию ПНГ на начальной стадии разработки месторождений в условиях неразвитой промышленной инфраструктуры, в работе не приведено.

Значительный объем исследований, касающихся обоснования оптимальной схемы рационального использования попутного нефтяного газа приведен в работе Н.Н. Андреевой [5]. В этой работе рассмотрены основные технологии, применимые для «мелких» нефтяных месторождений. В части утилизации ПНГ рассмотрены технологии его использования на собственные нужды в части энергообеспечения промысла с целью максимальной автономности функционирования промышленной инфраструктуры.

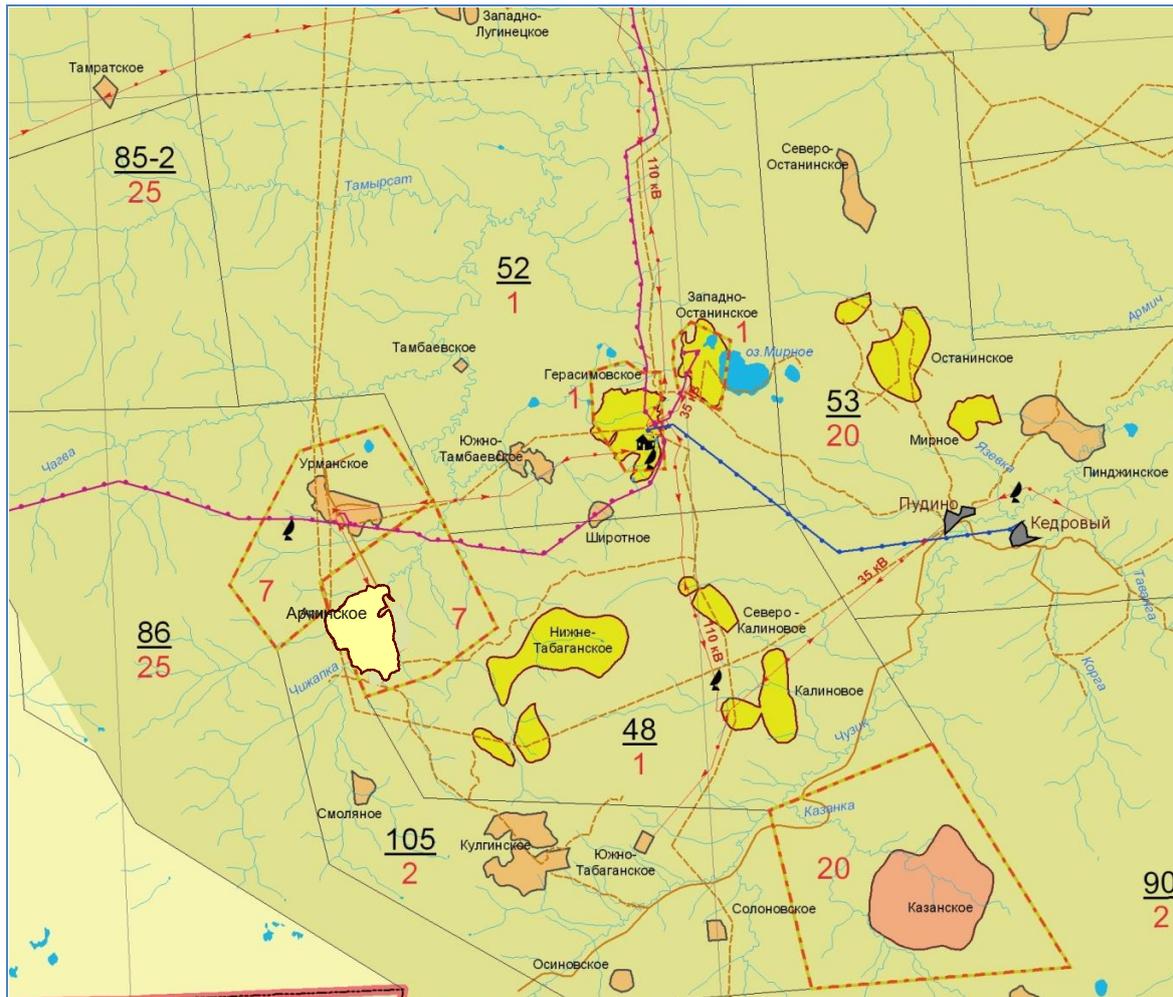
В настоящее время существует множество технологий использования попутного нефтяного газа на промыслах. Исследование их эффективности представлены в работе [6], где рассмотрены области их эффективного применения. Рассмотренные в этой работе технологии предполагают, в первую очередь снижение потерь ценного углеводородного сырья, а не комплексное решение проблемы рационального использования ПНГ [1].

Таким образом, очевидно, что при комплексном решении проблемы утилизации ПНГ необходимо рассматривать не только технологический эффект от внедрения различных способов, но и экономическую (срок окупаемости) и стратегическую (срок эксплуатации оборудования, возможность использования способа на всех стадиях разработки) составляющие. В этой связи на примере деятельности ООО «Газпромнефть – Восток» рассмотрим подходы к выбору оптимальной технологии утилизации ПНГ. На рисун-

ке 1 представлена обзорная схема месторождений компании [7].

Большая часть месторождений компании находится на первой и второй стадиях разработки, таким образом, объем добычи ПНГ постоянно увеличивается, при этом выход на постоянные уровни ожидается в ближайшее десятилетие. В этой связи была рассмотрена возможность применения различных технологий. Например, для Арчинского месторождения рассматривалась

перспектива утилизации ПНГ путем ее обратной закачки в газовую шапку без предварительной подготовки. Однако проведенные исследования [8] показали, что этот способ не является оптимальным. На основании выполненных гидродинамических расчетов для пласта М₁ можно сделать вывод о технологической возможности возвратной закачки газа и дополнительной закачки «стороннего» газа с соседних месторождений.



Условные обозначения:

<p><u>Месторождения</u></p> <ul style="list-style-type: none"> нефтяное газоконденсатное нефтегазоконденсатное Арчинское НГК м-ние 	<p><u>Трубопроводы, дороги и ЛЭП</u></p> <ul style="list-style-type: none"> нефтепроводы газопроводы грунтовые дороги сезонные дороги (зимники) электросети
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Номера лицензионных участков и недропользователей

48 – Северо-Пудинский, 52 – Южно-Тамбаевский, 53 – Останинский, 85-Верхне-Нурольский, 86 – Южно-Урманский, 105 – Южно-Пудинский

1 – ОАО «Томскнефть ВНК», 2 – Компания «Бендет инвестменс лимитед», 7 – ЗАО «Арчинское», 20 – ОАО «Томсгазпром», 25 – ООО «Альянснефтегаз»

Рис. 1. Обзорная схема района деятельности ООО «ГПН-Восток».

В этом случае были установлены ограничения на максимальный объем закачки, кроме того установлена прямая зависимость потерь добычи нефти от увеличения объемов утилизации ПНГ.

Для юго-западной части Крапивинского месторождения проверка работоспособности технологии мягкого парового риформинга разработки ИК СО РАН им. Г.К. Борескова [9]. Новизна технологии заключается в подборе технологии конверсии ПНГ. Использование мягкого парового риформинга в качестве подготовки газа непосредственно на промысле. При этом предполагается использование технологии конверсии (парового риформинга) ПНГ, ШФЛУ в метан, за счет проведения селективной каталитической конверсии всех углеводородов содержащихся в ПНГ нефтегазовых месторождений, составом выше C_1 (жирных газов) в метан, с последующим транспортом потребителю дополнительных объемов газа в единой системе магистральных газопроводов с учетом СТО Газпром 089-2010 [10]. Испытания технологии прошли успешно (рис. 2), однако мощность одной установка в $150-300 \text{ м}^3/\text{ч}$ не позволят распространить технологию на все месторождения компании. В этой связи испытанный способ в условиях рассматриваемых месторождений пригоден для предварительной подготовки ПНГ при использовании его в качестве топлива для электростанций. Следует особо отметить, что и в этом случае предполагается подготовка газа до качества, при котором он пригоден для сдачи в

магистральные газопроводы. В этой связи интересно рассмотреть и другие технологии, направленные на достижение того же эффекта.

Известна технология [11] в которой предполагается подготовка ПНГ до требуемых качеств с использованием эффекта Ранка-Хилша (рис. 3). Отличительной особенностью способа является применение жидкостно-газовых эжекторов для увеличения давления газа, подаваемого на вихревые трубы. Однако и этот способ имеет ряд технологических и экономических ограничений, что не позволяет его использовать в случае неразвитой инфраструктуры.



Рис. 2. Результаты опытно-промышленных испытаний технологии мягкого парового риформинга.

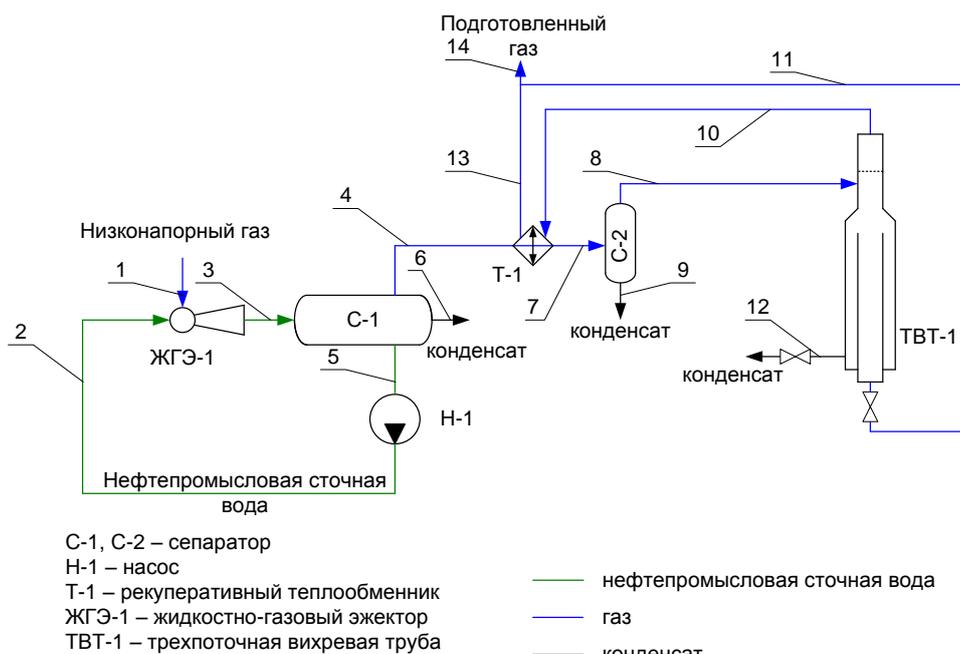


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема способа подготовки низконапорного растворенного газа с помощью жидкостно-газового эжектора и трехпоточной вихревой трубы.

Альтернативой рассматриваемых способов, позволяющих подойти к проблеме комплексно, то есть решить проблему не только подготовки газа до требуемых качеств, но и обеспечить необходимое давление является применение дожимных компрессорных станций. В настоящее время уже известен опыт их успешного применения [12], в том числе и на месторождениях ООО «Газпромнефть – Восток».

Таким образом, в условиях развивающейся инфраструктуры нефтегазодобывающего района и при относительной близости газопроводов единой газотранспортной системы России наиболее актуально применение дожимных компрессорных станций, при этом современный уровень развития их оборудования позволяет решать поставленные задачи.

Литература:

1. Фоминых О.В., Леонтьев С.А., Иванов А.В., Марченко А.Н. Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности. – СПб, Недр, 2011. – 184 с.
2. Гусев А.П. Подготовка попутного газа нефтедобычи к транспорту с применением трехпоточной вихревой трубы: Дисс... канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. – 218 с.
3. Рябов А.П. Разработка и исследование технологии низкотемпературной очистки и осушки нефтяного попутного газа трубы: Дисс... канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 177 с.
4. Ильясова Е.З. Разработка критериев выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа: Дисс... канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 162 с.
5. Андреева Н.Н. Научно-технические аспекты разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений: Дисс... д-ра техн. наук. – Нижневартовск, 2002. – 252 с.
6. Леонтьев С.А. Ресурсосберегающие технологии в системах сбора скважинной продукции нефтяных месторождений (научное обобщение, результаты исследований и внедрения): Дисс... д-ра техн. наук. – Тюмень, 2012. – 299 с.
7. Технологическая схема опытно-промышленной разработки объекта М₁ Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения. – Тюмень: ООО «НПФ «Бинар», 2013.
8. Моделирование процесса обратной закачки ПНГ в трещинный коллектор пласта М₁ Арчинского месторождения // Halliburton Consulting & Project Management, 2014 г.
9. Патент 2443764 Российская Федерация, МПК7 С10L 3/10. Способ работы устройства подготовки попутных нефтяных газов для использования в

энергоустановках/ Снытников П.В., Кириллов В.А., Собянин В.А., Беляев В.Д., Кузин Н.А., Кириенков В.В., Амосов Ю. И., Полянская Т.В., Попова М.М., Потемкин Д.И., заявитель и патентообладатель – Учреждение Российской академии наук Институт катализа им. Г.К. Борескова Сибирского Отделения РАН и ФГБОУ ВПО "Новосибирский национальный исследовательский государственный университет". – №2010127226/05; заявл. 05.07.2010; опубл. 27.02.2012, Бюл. № 6.

10. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам.
11. Иванов А.В. Исследование и разработка технологии использования растворенного газа: Дисс... канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 117 с.
12. Егоров И.С. Современное оборудование для подготовки и утилизации ПНГ как способ снижения энергозатрат на добычу нефти // Инженерная практика. – 2015. – № 3. – С. 74-77.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ НТС НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ

И.С. Диков

Тюменский ИУ, г. Тюмень

E-mail автора: billlar@mail.ru

Повышение степени охлаждения на промышленных установках комплексной подготовки газа (УКПГ) – важнейшая задача эксплуатации месторождений, поскольку в настоящее время при использовании традиционной технологии низкотемпературной сепарации (НТС) этот показатель является невысоким. Интенсификация промышленных технологических процессов предполагает не только более эффективное предварительное охлаждение газа, но и углублённое извлечение с продуктовым конденсатом углеводородов C₃₊ при пониженных температурах разделения. Разнообразие видов жидкой продукции промыслов и условий проведения технологических процессов определяют и разнообразие промышленных технологий. В настоящее время применение технологических решений по рациональному использованию атмосферного холода является приоритетной сферой. Расположение перспективных месторождений в зоне многолетнемёрзлых грунтов предъявляет существенно более жёсткие тре-

бования к качеству и температуре газа, подаваемого в магистральный газопровод (МГ). Месторождения Крайнего Севера находятся в сложных климатических условиях, где 9 месяцев в году преобладают низкие температуры окружающего воздуха. Таким образом, потребность в решениях по рационализации технологий промышленной обработки газов велика. Особенно актуально это сейчас и в ближайшие годы, когда разработка месторождений ведется все в более северных областях [4].

На Бованенковском месторождении действует технология НТС с ТДА для осушки газа и получения газового конденсата. Природный газ проходит несколько ступеней сепарации, затем при помощи ТДА охлаждается, до температуры выпадения капельной жидкости, таким образом, осушаясь и отделяя нестабильный конденсат, далее проходит компримирование и со всеми товарными показателями он направляется в магистральный трубопровод.

В 2017 году с запуском третьего промысла, месторождение выйдет на проектную мощность 115 миллиардов кубометров газа. Потенциал Бованенковского месторождения – 140 млрд м³ в год.

Рациональное и эффективное использование атмосферного холода на месторождениях крайнего севера может быть достигнуто применением двухступенчатой системой Аппаратов воздушного охлаждения (АВО) [3]. Для повышения эффективности работы установки НТС необходимо предварительное охлаждение газа. Чем ниже температура газа, с которой он проходит УНТС, тем меньше происходит затрат на его искусственное охлаждение. Применение АВО целесообразно на Крайнем Севере в условиях преобладания низких температур в регионе на протяжении 9 месяцев в году [1, 2].

Литература:

1. Аксютин О.Е., Пятибрат А.А., Кубаров С.В., Прохонов А.К. Снижение энергозатрат на охлаждение природного газа в АВО КС // Газовая промышленность. – 2009. – № 2. – С. 74-76.
2. Алимов С.В., Лифанов В.А., Миатов О.Л. Аппараты воздушного охлаждения газа: опыт эксплуатации и пути совершенствования // Газовая промышленность. – 2006. – № 6. – С. 54-57.
3. Алимов С.В., Прокопец А.О., Кубаров С.В. и др. Модернизация вентиляторов АВО газа при рекон-

струкции КС МГ // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 54-56.

4. Ланчаков Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М., 2012. – 221 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БТ₇₋₈ ЯРО-ЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Дудко, Е.И. Савченко, М.И. Забоева

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

ОАО «АРКТИКГАЗ», г. Новый Уренгой, Россия

Яро-Яхинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах северной части Западно-Сибирского мегабассейна. Яро-Яхинском лицензионном участке к отложениям неокомского водоносного комплекса приурочены продуктивные залежи БТ₆, БТ₇₋₈, БТ₁₀ [1, 2, 3]. Пласт БТ₇₋₈ имеет сложное геологическое строение, представлен переслаиванием песчаных и глинистых пропластков с включениями плотных пород. Общая толщина пласта выдержана, изменяется от 73 до 90 м. К пласту БТ₇₋₈ приурочено четыре нефтегазоконденсатных залежи. По всем залежам уровень ГНК принят в интервале абс. отм. 3313-3133 м по данным МДТ исследований пилотных стволов эксплуатационных скважин, где он определен по точечным глубинным замерам [18, 19].

Текущий анализ разработки пласта БТ₇₋₈ Яро-Яхинского месторождения фонтанным способом показывает, что процесс добычи нефти сопровождается высокими отборами газа. Газовый фактор по скважинам изменяется от 700 м³/м³ до 1127 м³/м³, при начальном газосодержании 350 м³/м³, что объясняется прорывами газа из газовой шапки в нефтяную скважину [5, 7].

На сегодняшний момент реализована следующая схема эксплуатации скважин: для подъема жидкости использована НКТ диаметром 73 мм с глубиной спуска практически до забоя. На устье фонтанных скважин устанавливаются штуцера диаметром 6-14 мм. Среднее забойное давление фонтанных скважин составляет от 19 МПа до 24,4 МПа, а пластовое в зоне отбора в пределах 30,4 МПа, при этом изменение депрессии от 6,5 МПа до 11,3 МПа. Рациональный подход к разработке нефтегазоконденсатного пласта вызывает

необходимость определения оптимального способа эксплуатации нефтяной оторочки и газовой шапки с целью повышения технико-экономических показателей [4, 6, 8].

Для достижения поставленной цели, предполагается следующая схема заканчивания скважин, предусматривающая одновременную эксплуатацию нефтяной и газовой части. На начальном этапе в скважину спускается фонтанный лифт НКТ 73мм до глубины головы хвостовика (~3757-3760 м) и скважина эксплуатируется на нефтяную часть с регулировкой дебита и давления на устье при помощи штуцеров пока пластовой энергии достаточно для поддержания фонтанного способа добычи [9, 10, 12]. После снижения дебита скважины до 20-30 м³/сут подключается газовая часть пласта для совместной эксплуатации. В данном случае поступающий газ понижает плотность столба жидкости в стволе скважины, за счет чего уменьшается забойное давление, увеличивается депрессия на нефтяную часть и соответственно дебит нефти (эффект газлифта) [16, 17]. Однако существует серьезный риск возникновения опережающего движения газа, в следствие чего газовая часть пласта будет передавливать нефтяную, что может сделать невозможным дальнейшую добычу нефти [11, 13, 15].

Таким образом, основным преимуществом является технологическая простота при привлечении бригады КРС для любой скважины; отсутствие необходимости привлечения дополнительного дорогостоящего специального нестандартного оборудования заканчивания. Недостатком способа является погрешность расчета определения продуктивности газовой части за счет варьирования интервала перфорации в связи с наличием большого количества используемых переменных (проницаемость, эффективная мощность и т.д.). Невозможность учета временного эффекта изменения продуктивности газовой и нефтяной части; отсутствие возможности регулирования продуктивности газовой части для повышения или снижения забойного давления.

Литература:

1. Берняев М.С., Рожкова В.В. Анализ эффективности проведения ГРП на скважинах Тямкинского месторождения // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4. – С. 10.
2. Вереница А.В. Исследование нефтяных скважин на приток Капитоновского месторождения // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4. – С. 19-20.

3. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
4. Инякина Е.И., Мамчистова Е.И. и др. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи // Научный форум. Сибирь. – 2015. – Том 1, № 1. – С. 47- 48.
5. Инякин В.В., Иноземцева А.А., Краснов И.И., Зотова О.П. и др. Современные технологии повышения производительности скважин, эксплуатирующие газовые и газоконденсатные залежи // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – М., 2015. – С. 158-163.
6. Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – М., 2015. – С. 90-94.
7. Инякин В.В., Грачев С.И., Леонтьев С.А. Анализ результатов газогидродинамических исследований газоконденсатных скважин // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной конференции. – ТюмГНГУ, 2015. – С. 187-190.
8. Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. – Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – С. 102-103.
9. Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной конференции. – ТюмГНГУ, 2015. – Том 2. – С. 226-230.
10. Кордик К.Е., Краснов И.И., Рожков И.В., Ковалев И.А. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «Асма-Т» // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 4. – С. 120-122.
11. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс... канд... техн. наук. – ТИИ, 1991. – 24 с.
12. Краснова Е.И., Саранча А.В. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 6. – С. 207- 210.
13. Краснов И.И., Михеева В.А., Матвеева М.В. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем. Известия высших учебных заведений // Нефть и газ. – 2006. – № 2. – С. 21-26.
14. Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины,

- дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
15. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
16. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
17. Максимова М.А. Исследование PVT- свойств газоконденсатных систем на установках фазовых равновесий // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4. – С. 36.
18. Максимова М.А., Лескин М.В. и др. Прогнозирование содержания конденсата в пластовом газе при разработке газоконденсатных месторождений // Научный форум. Сибирь. – 2016. Том 2, №4. – С. 37.
19. Сивков Ю.В., Краснов И.И. Методы ограничения прорыва газа в нефтедобывающие скважины // Новая наука: От идеи к результату. – 2016. – № 3-1 (72). – С. 33-35.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.И. Жерж

ТИУ, Тюмень, Россия

Е-mail автора: nikitazherzh@gmail.com

Статья посвящена оценке эффективности ГТМ на месторождении. Зачастую результаты отдельных операций носят неудовлетворительный характер, как с экономической точки зрения, так и с позиции оптимальной выработки запасов. В связи с чем возникает необходимость в проведении дополнительных исследований, анализа результатов проведения ГТМ, анализа успешности проведения ГТМ, определения причин отклонений от проектных данных.

Ключевые слова: интенсификация разработки нефтяных месторождений, геолого-технические мероприятия, коллектор.

Увеличение и сохранение уровня добычи нефти ставят перед нефтяной промышленностью задачу дальнейшей интенсификации разработки нефтяных месторождений.

Необходимость проведения геолого - технических мероприятий возникает в случаях:

1) если проницаемость пласта недостаточна, чтобы позволить поддерживать режим работы скважины, который своевременно окупит инвестиции в бурение и заканчивание скважины;

2) скважина была закончена в пласте, имеющем достаточную проницаемость, но призабойная зона пласта повреждена либо загрязнена в процессе бурения, заканчивания или эксплуатации;

3) если необходимо увеличение коэффициента продуктивности скважины. Особую актуальность эта задача приобретает в тех случаях, когда имеется необходимость вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, вовлечь в разработку ранее не задействованные участки пласта, а также трудно извлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее представлялась невозможной.

В мировой практике существует корреляция между ценами на нефть и числом проектов по ГТМ: снижение цен на нефть приводит к сокращению числа проектов, и наоборот в это время усилия научных кадров концентрируются на выполнении поисковых, теоретических и лабораторных исследований, изучении разрабатываемых и вводимых в эксплуатацию месторождений с точки зрения наиболее оптимальных технологий для каждого из них. Это позволяет определить перспективу и сохранить научные кадры. В период высоких цен на нефть возрастают число проектов ГТМ и объем научных исследований.

Приоритетность внедрения ГТМ объясняется особенностями геологического строения месторождений, свойствами нефтей и ранее применяемыми.

Опыт показывает, что первоначальные радужные оценки применения тех или иных ГТМ оказываются при внедрении менее эффективными и более сложными, а физико-химические ГТМ годами проверены на практике. Для повышения эффекта от внедрения ГТМ от сегодняшней практики их стихийного применения в отрасли необходимо перейти к научно обоснованной единой программе, единой методике учета и отчетности дополнительной добычи за счет ГТМ, государственного контроля за разработкой и внедрением новейших ГТМ и увеличением нефтеизвлечения.

Заключение. Мировой и отечественный опыт показывает, что первоначальные радужные оценки применения тех или иных ГТМ оказываются при внедрении менее эффективными и более сложными, а физико-химические ГТМ годами

проверены на практике. Для повышения эффекта от внедрения ГТМ от сегодняшней практики их стихийного применения в отрасли необходимо перейти к научно обоснованной единой программе, единой методике учета и отчетности дополнительной добычи за счет ГТМ, государственного контроля за разработкой и внедрением новейших ГТМ и увеличением нефтеизвлечения.

Эффективность проводимых геолого - технических мероприятий наглядно выражается в постоянном улучшении основных технико-экономических показателей эксплуатации скважин – неуклонно растет межремонтный период работы скважин.

Все ГТМ, проводимые на скважинах, оцениваются с точки зрения их экономической эффективности. Как правило, каждый вид ГТМ выделяют в отдельный инвестиционный проект. Это позволяет оценить экономическую эффективность каждого вида ГТМ в отдельности и сравнить ее затем с другими видами. Менее эффективные инвестпроекты при этом можно отложить и перераспределить средства в пользу более эффективных. Экономическая оценка инвестпроектов производится с использованием следующих основных показателей эффективности:

- дисконтированный поток наличности (NPV);
- индекс доходности (PI);
- период окупаемости капитальных вложений;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR);
- дисконтированный доход.

Литература:

1. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г.Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
2. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 570 с.
3. Гузев В.В., Поздняков А.А., Виноградова И.А., Юрьева И.Ю. Комплексный подход к анализу эффективности ГТМ на месторождениях Западной Сибири // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений: Труды научно-практической конференции VII Международной выставки «Нефть, газ – 2000». – Казань: Экоцентр, 2000. – С. 348-355.

4. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами. – Тюмень – Курган: Зауралье, 2015. – 268 с.
5. Гумерский Х.Х., Жданов С.А., Гомзинов В.К. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет применения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 5. – С. 38-40.

СТАБИЛИЗАЦИЯ УРОВНЯ ДОБЫЧИ ОЧИСТКОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

А.Р. Зиянгулов

Тюменский ИУ, г. Тюмень

E-mail автора: airat_93@mail.ru

Высокие показатели разработки нефтяных месторождений и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) можно получить только при рациональной эксплуатации объекта, соответствующем действенном и эффективном регулировании процесса фильтрации. Регулирование обеспечивается изменением темпов и распределением отбора жидкости по скважинам, изменением плотности размещения скважин, увеличением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и др.

При разработке нефтяной залежи воздействие на пласт осуществляется в дискретных точках – в добывающих скважинах. Такое воздействие приводит к возникновению в нефтенасыщенной толще фильтрационных потоков и образованию как активно дренируемых, так и «застойных» зон, не охваченных в пласте процессом фильтрации.

Регулирование процесса фильтрации и управление им в нефтяном пласте возможно лишь при наличии определенного резерва в производительности добывающих скважин, который во многом определяется состоянием ПЗП и ее фильтрационными характеристиками. Таким образом, эффективность разработки нефтяных месторождений влияет на состояние призабойных зон пласта всех скважин.

На продуктивность скважин наиболее сильно влияет снижение проницаемости призабойной зоны скважины (ПЗС). Поэтому на всех стадиях проведения технологических операций, в той или иной степени связанных с воздействием на продуктивный коллектор, необходимо сохранять или

восстанавливать естественную проницаемость ПЗП, что является актуальной задачей повышения эффективности разработки месторождения. Однако методы воздействия на продуктивный пласт должны соответствовать конкретным горно-геологическим условиям скважины, селективно и направленно устранять причины снижения проницаемости и не влиять отрицательно на другие свойства коллектора.

Исходя из вышеизложенного, во избежание потерь в добыче нефти в дальнейшем необходимо проводить кислотные обработки для стабилизации уровня добычи нефти.

Проведение кислотных обработок в обводненных скважинах, как правило, способствует еще большему увеличению обводненности продукции. Это связано с тем, что обводнившиеся участки пласта в большей мере подвергаются воздействию кислоты в силу повышенной фазовой проницаемости этих участков для раствора кислоты, основная часть которого состоит из воды. Кроме того, стенки пор и каналов этих участков практически отмыты от экранирующей их нефти, смол и асфальтенов. Все это приводит к более интенсивному увеличению проницаемости обводненных интервалов пласта по сравнению с нефтенасыщенными и, как следствие, к росту обводненности продукции скважин. В этой связи при повышенной текущей обводненности необходимо проводить исследования по выявлению происхождения добываемой воды и местонахождения обводненных интервалов, что позволит исключить обводненный участок пласта от воздействия кислотным раствором, применив при этом поинтервальную или направленную обработки.

Заключение.

Не рекомендуется допускать повышенных давлений задавки кислотного раствора в пласт и высоких скоростей закачки при обработке продуктивных пластов, расположенных в непосредственной близости от ВНК или ГНК. Такие же условия должны соблюдаться при наличии подошвенных вод и слабых перемычках, разобщающих пласты с существенно различными проницаемостями. В этих условиях должна быть применена технология ОПЗ, исключающая возможность образования каналов, сообщающихся с водоносными или газовыми пластами. Примером такой технологии может служить технология увеличения диаметра ствола скважины путем растворения пород в призабойной зоне, осу-

ществляемая без создания избыточного давления на пласт.

В дальнейшем, при подборе скважин-кандидатов под ОПЗ необходимо учитывать основные причины недостижения эффектов. Производить ОПЗ важно только в скважинах на участках с полностью сформированной системой ППД, так как зачастую выполняются обработки на скважинах с сниженной компенсацией отборов жидкости закачкой и сниженным пластовым давлением.

Большинство неудачных обработок получается при незначительном снижении дебита по жидкости и малым истечением времени после проведенного ГРП. Рекомендуем оптимальным временем для проведения ОПЗ считать период после 6 месяцев ранее проведенного ГРП, и снижение по жидкости от максимального должно быть не менее 2-2,5 раз.

Литература:

1. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для ВУЗов / Ш.К. Гимагудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др.: под ред. Ш.К. Гимагудинова. – М.: Недра, 1988.
2. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. – М.: Недра, 1986
3. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1983
4. Технология, техника добычи нефти: учебник для ВУЗов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев / под ред. А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986.

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА ТОВАРНОЙ НЕФТИ ЦПС – ПСП ООО «СОРОВСКНЕФТЬ» ПАО АНК «БАШНЕФТЬ» С ПОМОЩЬЮ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

Р.И. Ибрагимов

«Соровскнефть», Россия

E-mail автора: ibragimovri@gmail.com

Рассмотрен механизм действия противотурбулентных присадок для увеличения пропускной способности трубопроводов, приведены результаты опытно-

промышленных испытаний противотурбулентных присадок FLO MXA и FLO XLR компании «Бейкер Хьюз» на напорном нефтепроводе ЦПС «Соровский» – ПСП «Соровский». Приведены примеры дополнительных преимуществ от применения противотурбулентных присадок.

Ключевые слова: нефтепровод, противотурбулентная присадка, снижение гидравлического сопротивления, увеличение пропускной способности нефтепровода.

Деятельность большинства нефтегазовых компаний связана с необходимостью транспортирования товарной нефти по системе трубопроводов. Но ввиду того, что проектные решения нередко становятся неверными, возникают случаи нехватки пропускной способности трубопровода (особенно в период II этапа разработки месторождения). Существенные капитальные затраты, связанные с расширением пропускной способности трубопроводов, вынуждают искать альтернативные пути.

Одним из широко известных способов увеличения пропускной способности нефтепроводов и увеличения общей энергоэффективности трубопроводного транспорта является использование антитурбулентных (противотурбулентных) присадок (АТП). Присадки воздействуют на турбулентность в пристенной области нефтепровода и обуславливают возникновение эффекта Томса, который проявляется в аномальном снижении гидравлического сопротивления турбулентного потока за счет того, что макромолекулы присадки, имеющие линейную форму, разворачиваясь

по направлению потока, гасят турбулентные пульсации и способствуют росту толщины вязкого подслоя у внутренней стенки трубы [1].

ООО «Соровскнефть» ПАО АНК «Башнефть» столкнулось с такой проблемой и, к счастью, успешно разрешило ее с помощью противотурбулентных присадок FLO MXA и FLO XLR производства компании «Бейкер Хьюз», проведя успешные опытно-промышленные испытания (ОПИ) на напорном нефтепроводе ЦПС «Соровский» – ПСП «Соровский»

Опытно-промышленные испытания.

Противотурбулентные присадки FLO MXA и FLO XLR продемонстрировали высокую эффективность к снижению гидродинамического сопротивления потока нефти и возможность существенного увеличения пропускной способности нефтепровода ЦПС «Соровский» – ПСП «Соровский» при малых дозировках [2].

Таблица 1

Значение базовых параметров работы нефтепровода

Режим работы насосов ЦПС, м ³ /ч	Давление, кгс/см ²		Производительность		
	ЦПС	ПСП	м ³ /ч	тн/ч	тн/сут
1+2+3 ЦНС 63+63+110	31,5	1,7	160	198	3851
2+3+4 ЦНС 63+110+110	41,4	1,7	206	253	4937

Таблица 2

Результаты ОПИ FLO MXA

Режим работы насосов ЦПС, м ³ /ч	Фактическая дозировка, г/тн	Давление, кгс/см ²		Снижение г/д сопротивления, %	Увеличение откачки, %	Производительность	
		ЦПС	ПСП			тн/ч	тн/сут
1+2+3 63+63+110	4,8	30,6	1,8	41%	32%	212	5090
2+3+4 63+110+110	26,3	25,2	1,6	68%	39%	286	6859

Таблица 3

Результаты ОПИ FLO XLR

Режим работы насосов ЦПС, м ³ /ч	Фактическая дозировка, г/тн	Давление, кгс/см ²		Снижение г/д сопротивления, %	Увеличение откачки, %	Производительность	
		ЦПС	ПСП			тн/ч	тн/сут
1+2+3 63+63+110	5,2	33,5	1,8	29%	27%	203	4865
1+2+3 63+63+110	10,5	31,6	1,9	40%	36%	212	5078
2+3+4 63+110+110	30,6	32,1	1,6	54%	32%	272	6530

Параметры перекачиваемой товарной нефти:
средняя плотность: 812,0 кг/м³.

Параметры нефтепровода:

- длина 62460 м;
- внутренний диаметр 257 мм;
- высотные отметки: 71 м ЦПС «Соровский»; 82 м ПСП «Соровский».

Установлены магистральные насосы 2хЦНС-63/450, 2хЦНС-110/500.

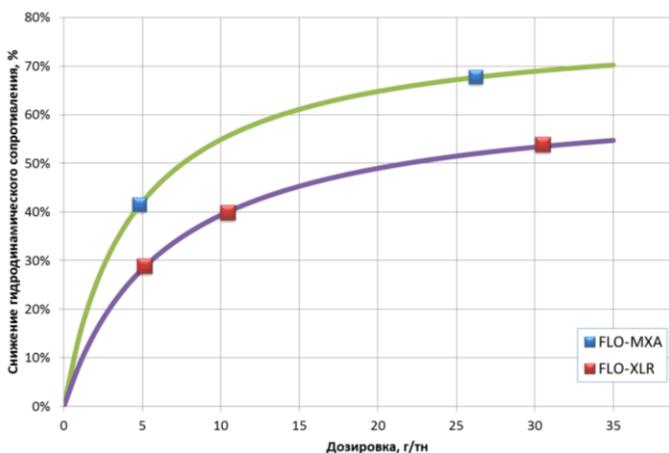


Рис. 1. Эффективность противотурбулентных присадок FLO MXA и FLO XLR на нефтепроводе ЦПС «Соровский» - ПСП «Соровский».

Как показали результаты испытаний, потенциал противотурбулентных присадок к снижению гидродинамического сопротивления очень высок, и позволяет увеличить пропускную способность нефтепровода при параллельной работе с насосными агрегатами ЦНС-63/450 и 2х ЦНС-110/500 с дозировками до 30 г/тн, что свидетельствует о высокой эффективности присадки в потоке нефти на данном нефтепроводе [2].

Заключение.

Применение противотурбулентных присадок позволяет значительно увеличить пропускную способность нефтепровода ЦПС «Соровский» – ПСП «Соровский» без капиталовложений с существующим насосным оборудованием.

Также это позволяет решать широкий спектр производственных задач от максимального увеличения отдачи до снижения рабочих давлений с одновременным увеличением пропускной способности, а также оптимизировать работу насосных агрегатов при малых дозировках присадки [2].

Также нужно отметить, что применение противотурбулентных присадок позволяет решить ряд других задач:

1. Снизить энергопотребление ЦПС и технологического участка в целом при сохранении прежней производительности перекачки за счет:
 - отключения одного насоса;
 - уменьшения частоты вращения ротора насоса.

2. Повысить эксплуатационную надежность трубопровода путем понижения рабочих давлений на линейной части с сохранением прежней производительности перекачки.

Требуемое увеличение производительности до 6500 тн/сут (271 тн/ч) при параллельной работе насосов внешней откачки ЦНС-63/450 и 2х ЦНС-110/500 достигается вводом:

- FLO MXA с дозировкой 5,3 г/тн;
- FLO XLR с дозировкой 13,1 г/тн.

Максимально-достижимая производительность при данной конфигурации насосов согласно совмещенным расходо-напорным характеристикам составляет 7750 тн/сут (323 тн/ч), которая достигается вводом: FLO MXA с дозировкой 16,4 г/тн.

Литература:

1. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1986. – 144 с.
2. Технический отчет ЗАО «Бейкер Хьюз» по результатам опытно-промышленных испытаний противотурбулентных присадок FLO MXA и FLO XLR на нефтепроводе ЦПС «Соровский» – ПСП «Соровский» ООО «Бурнефтегаз» АНК «БАШНЕФТЬ».

ОБЗОР ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МГРП В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

А.С. Каунов, А.А. Хайруллин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: andreykaunov86@gmail.com

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Одним из таких решений является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП). Технология МГРП заключается в следующем – проводится гидропескоструйная перфорация с помощью насосно-компрессорных гибких труб с даль-

нейшим гидравлическим разрывом пласта в рамках одной операции.

Массовое применение МГРП началось в начале XXI века в Америке. Компания Schlumberger провела уже более 50 тыс. операций МГРП, Halliburton — более 5 тыс. операций, Weatherford — более 3,5 тыс [1].

Опыт МГРП компании Halliburton (технология CobraMax H).

Канадский Заказчик успешно применил технологию CobraMax H в конце 2005 года для гидроразрыва в горизонтальной скважине на месторождении Доусон Крик. При обработке было проведено пять ГРП с расстоянием 200 метров между трещинами с размещением 120 тонн проппанта в каждую трещину. На весь объём работ по пяти ГРП ушло пять дней. Добыча газа на уровне 160000 м³/сут превзошла его ожидания.

В 2007 году оператор попросил группу компании Halliburton осуществить проект на пяти скважинах. Компания внедрила модернизированный забойный инструмент, новый состав для ГРП и более эффективные методы работы. В ходе реализации проекта, в горизонтальном стволе было создано шесть трещин, в которые было размещено 690 тонн проппанта.

Сочетание оптимизации схемы обработки и ее осуществления, повышение эффективности работы и замена жидкости для гидроразрыва на новую, разработанную компанией Halliburton, позволило заказчику сократить затраты на строительство скважины на 43% [2].

Опыт МГРП компании Schlumberger (технология StageFRAC).

Первая скважина была закончена с применением технологии StageFRAC в июне 2002 г. С тех пор технология была применена для заканчивания более чем 2750 ступеней общей протяженностью более чем 381 км. необсаженного ствола и более 90,7 млн. кг проппанта было закачено. Технология была применена в различных пластах по всему миру.

В ходе проведения работ на одном из ближневосточных месторождений дебит горизонтальной скважины вскоре после освоения упал до нуля из-за кальматации продуктивного пласта и незавершенного цикла освоения. Продуктивный пласт был механически разбит на шесть участков, для изоляции которых была применена система StageFRAC. По каждому участку было выполнено моделирование обработки призабойной зоны

химреагентами. Система StageFRAC была спущена в скважину с необсаженным стволом, пробуренную двумя годами ранее, и за три часа непрерывной закачки расклинивающего агента была выполнена интенсификация всех шести участков. Скважина была немедленно очищена и запущена в отработку. Через 2 часа был получен приток безводной нефти. Последний замеренный дебит на установившемся режиме составляет 10 тыс. бар/сут, что в пять раз превышает средний дебит по месторождению и в три раза выше, чем у наиболее продуктивной скважины [3].

Перспективы МГРП по оценкам зарубежных компаний.

Компания Weatherford, оценивая перспективы этой технологии, отмечает, что в целом на рынке наблюдается увеличение спроса на МГРП. Востребованность этого метода замечена также и в России — в связи с ростом количества горизонтальных скважин.

Специалисты компании Halliburton приводят такую статистику: с каждым годом МГРП все больше и больше увеличивают свою долю в общем объеме проводимых работ. С 2012 года доля МГРП в компании Halliburton выросла с 7% до 31% в 2014 году. Существенное увеличение объемов проведения МГРП отмечают также в компании Trican Well Service [4].

Опыт российских компаний.

Если массовое применение технологии МГРП зарубежными компаниями началось в начале XXI века, то в России технологию начали внедрять в 2010-х.

В компании «Газпром нефть» в качестве пробного актива был выбран Вынгапуровский участок — месторождение, где остаточные запасы невозможно вовлечь в разработку традиционными способами. Опытно-промышленные работы по проведению на нем четырехстадийного гидроразрыва были проведены в 2011 году. По результатам проведения первой в истории компании операции МГРП было принято решение о продолжении опытно-промышленных работ в 2012 году на Приобском месторождении в ХМАО и Вынгайхинском в ЯНАО.

Было проведено пять стадий ГРП в горизонтальной скважине №29194 ГС на Приобском месторождении «Газпромнефть-Хантоса», и в результате испытаний удалось получить фонтан нефти — на штуцере диаметром 10 мм дебит жидкости составил около 130 м³ в сутки. При

проведении многоступенчатого гидроразрыва на Вынгайхинском месторождении, операция завершилась успешно — получен фонтан нефти в объеме около 340 м³ [1].

В 2013 году на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения «Газпром нефть Оренбурга» был осуществлен первый кислотный МГРП. Гидроразрыв прошел в пять стадий, длина горизонтального участка достигает 600 метров. По результатам проводимых мероприятий среднесуточный совокупный дебит обеих скважин составит порядка 80 тонн нефти, скважины работают в режиме естественного фонтанирования [5].

Первый десятистадийный ГРП на баженовской свите по новой схеме был проведен на Пальяновском месторождении в декабре 2015 года [6].

Достижениями «Газпром Нефти» российский опыт применения МГРП не ограничивается. Уже три года на месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западной Сибири» применяется технология под названием AbrasiFRAC. В апреле 2012-го западносибирские специалисты «Лукойла» первыми в России успешно провели МГРП в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементованным хвостовиком, по этой уникальной технологии. Её разработчиками являются специалисты Schlumberger.

Пилотный проект реализован на Тевлинско-Русскинском месторождении. Бурение горизонтальной скважины 8333Л на пласт ЮС1 было проведено на 125-й кустовой площадке. Данная технология сокращает цикл вывода скважины на режим в среднем на 15 дней. При освоении горизонтальной скважины 8333Л на пласт ЮС1 было проведено три поинтервальных ГРП. Результаты вывода на режим — 67 тонн в сутки.

В 2012 году были введены в эксплуатацию пять скважин, освоенных по технологии AbrasiFRAC, — кроме Тевлинско-Русскинского, ещё на Повховском, Нонг-Ёганском, Урьевском месторождениях. Суточный дебит их после проведения МГРП в среднем вырос в два раза [7].

Существенный вклад в развитие технологии сделали и сотрудники компании «Роснефть». В декабре 2011 г. ОАО «Самотлорнефтегаз» провело первый в российской и мировой практике МГРП через хвостовик диаметром 102 мм в боковом стволе скважины с использованием разрывных муфт BPS. В 2013 г. на Самотлорском место-

рождении было проведено 12 МГРП с использованием разрывных муфт «Трайкан» и селективного пакера, 69 МГРП с применением раздвижных портов «Зенит», 30 МГРП с применением мостовых пробок. С целью повышения эффективности технологии МГРП силами сотрудников ОАО «Самотлорнефтегаз» разработана новая технология проведения двухстадийного МГРП для ЗБС, опытные работы по внедрению которой начаты в мае 2014 г. В течение 3 месяцев данная технология применена при ЗБС в пяти скважинах, что позволило сократить время освоения до 11 суток [8].

Не отстает в исследованиях и компания ТНК-ВР. К 2012 году западносибирские ЦДО ТНК-ВР накопили опыт проведения трех- и даже пятистадийных ГРП. В 2009 году целевые дочерние общества ЗСД начали проведение двухстадийных ГРП на фонде скважин бурения и резки боковых стволов. Преимуществом технологии были увеличенные дебиты нефти при запуске скважин (около 40 т. в сутки) и более низкий деклайн скважин в первый год работы (около 35%) по сравнению с наклонными скважинами. Недостатком — продолжительное (до 45 суток) время освоения скважины [9].

Выводы:

Технология МГРП, хотя и находится в стадии развития, уже активно и успешно применяется многими западными компаниями на протяжении более чем десяти лет.

Российские компании с недавних пор также активно продолжают изучение и внедрение этой операции в производство. Проводятся исследования с целью повысить эффективность данного метода, а также оптимизировать затраты на него. Можно сказать, что отечественные компании всё ещё продолжают знакомство с новой технологией, проводят опытные испытания и пока ещё с осторожностью подходят к массовому внедрению её в производство.

Насколько эффективными окажутся разрабатываемые ими уникальные технологии проведения МГРП покажет время. Впрочем, поиск новых решений лучшими специалистами отечественных нефтегазовых компаний продолжается, еще есть куда стремиться.

Литература:

1. Калинин В. Стадии разрыва // Сибирская нефть. — 2012. — № 6. — С. 22-26.

2. Пример применения технологии. Многостадийный Гидроразрыв Пласта [Электронный ресурс] / Halliburton. – 2009. Режим доступа: http://www.halliburton.ru/services/pe/pinpoint_multistage/fracture_intensity/
3. StageFRAC. Максимальный охват зоны дренирования [Электронный ресурс] / Schlumberger. – 2008. Режим доступа: <http://www.slb.ru/>
4. Технология за Круглым Столом: ГРП // ROGETEC. – 2015. – № 42. – С. 48-50.
5. Первый многостадийный гидро разрыв пласта в карбонатных коллекторах [Электронный ресурс] / Газпром Нефть. – 2013. Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1095662/>
6. Работа на разрыв. ГРП — вчера, сегодня, завтра [Электронный ресурс] / С. Зорина, К. Николаев // Сибирская нефть. – 2015. – № 127. Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-december/1110279>
7. Райлян М. Точечный гидро разрыв пласта // Нефтяник Западной Сибири. – 2015. – № 37.
8. Многостадийный ГРП. Опыт Татнефти [Электронный ресурс] / Татнефть. Режим доступа: <http://www.tatneft.ru>
9. Горин В., Марносов А. Многостадийные ГРП: перспективная технология для разработки трудноизвлекаемых запасов // Новатор. – 2012. – № 6 (52). – С. 7-11.

ОСОБЕННОСТИ ЛАБОРАТОРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ АЗОТОМ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ ФИЛЬТРАЦИИ

*О.Ю. Козырев, Е.Н. Пинигин,
А.А. Вольф, А.А. Хайруллин*

Тюменский Индустриальный Университет,
г. Тюмень, Россия

ТО «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: kozyrev9891@yandex.ru

На сегодняшний день средняя конечная нефтеотдача пластов по различным регионам России составляет до 40%, а остаточные или неизвлекаемые запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Одним из основных и эффективных методов увеличения нефтеотдачи является ВГВ. При данной технологии в качестве вытесняющих агентов применяют углекислый газ, воздух, азот, углеводородный газ.

В данной работе представлены результаты лабораторного моделирования ВГ воздействия на породах пласта ЮС₂ с использованием азота.

Исследования проведены на лабораторной установке, предназначенной для определения относительной фазовой проницаемости (ОФП) методом стационарной (установившейся) фильтрации и нестационарной фильтрации (метод вытеснения). Использование этой установки позволяет получить не только значение остаточной нефтенасыщенности, но и рассчитать значения относительных фазовых проницаемостей, которые всесторонне описывают фильтрационные процессы, происходящие в пласте.

В связи с низкими фильтрационными характеристиками изучаемых коллекторов применялся метод вытеснения, поскольку любое совместное течение нефти, газа и воды приводило к появлению аномально высоких градиентов давлений (в некоторых случаях значительно превышающих пластовые), которые не позволяют поддерживать используемое оборудование. Преимущество метода вытеснения проявляется в том, что он эффективен для моделирования фильтрации в низкопроницаемых коллекторах (менее 10 мДарси).

Методика проведения экспериментальных исследований трёхфазной фильтрации методом вытеснения подробно представлена в работах таких авторов, как Х. Велдж [3] и рассмотрена применительно к коллекторам Западной Сибири С.А. Кундиным и И.Ф. Курановым [4].

Известно, что наиболее характерные породы пластов ЮС₂ представлены низкими фильтрационными характеристиками, тем не менее в них концентрируются основные запасы углеводородов. Поэтому при выборе образцов керна для проведения исследований отбирались породы с проницаемостями до 10 мДарси. Измерения выполнялись поэтапно на составной колонке керна.

Проводимые эксперименты состояли из следующих этапов:

- Определение проницаемости по газу при его 100%-ной фильтрации через колонку кернов.
- Определение проницаемости по воде при 100%-ном насыщении колонки образцов водой.
- Определение фазовой проницаемости по газу при вытеснении воды.
- Вытеснение воды нефтью до полного прекращения движения воды.
- Вытеснение нефти газом до полного прекращения движения нефти.
- Вытеснение нефти водой до полного прекращения движения нефти

– Вытеснение остаточной нефти и воды газом.

Расчёт насыщенности проводился по всей длине колонки образцов рентгеновским методом. Каждая колонка составлялась таким образом, чтобы у каждого последующего образца в колонке проницаемость была ниже, чем у предыдущего. Лабораторные исследования проводились согласно существующему ОСТу [2]. Исследования проведены на составной колонке образцов, отобранных из пласта ЮС₂¹ одного из месторождений Западной Сибири. Породы представлены уплотнённым, мелко- и среднезернистым песчаником. Средняя абсолютная проницаемость составной колонки образцов 3,6 мДарси. Средняя пористость К_п=15%. Свойства используемой воды используемой при вытеснении соответствуют свойствам предыдущего эксперимента. Вязкость газа равна – 0,019 сПз. Вязкость нефти в условиях опыта – 1,25 сПз.

Задачей лабораторного исследования являлась оценка газового воздействия и ВГ воздействия, когда нефть вытесняется водой с последующим вытеснением нефти газом.

Результат показал, что при вытеснении нефти газом эффективность ниже, чем при вытеснении водой, насыщенность изменяется от 31 до 53% [1]. Газ в данном случае практически не смешивается с нефтью и, освобождая от нефти наиболее крупные каналы, прорывается через колонку образцов. Для увеличения эффективности воздействия, было необходимо создать высокий градиент давления, превышающий пластовые давления за счёт скорости прокачки газа, но как уже отмечалось ранее, используемое оборудование не позволяет поддерживать такой режим фильтрации. После восстановления начальной нефтенасыщенности была проведена оценка ВГ воздействия. Сравнение эффективности этого вида вытеснения представлено для каждого из образцов колонки на рис. 1.

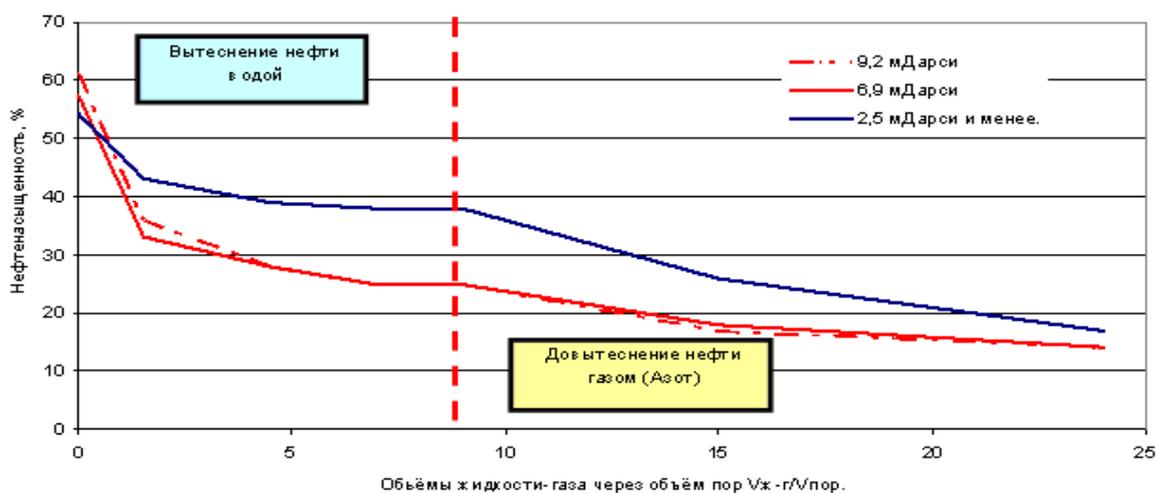


Рис. 1. Динамика нефтенасыщенности от объемов воды и азота прокаченных через модель пласта ЮС₂¹

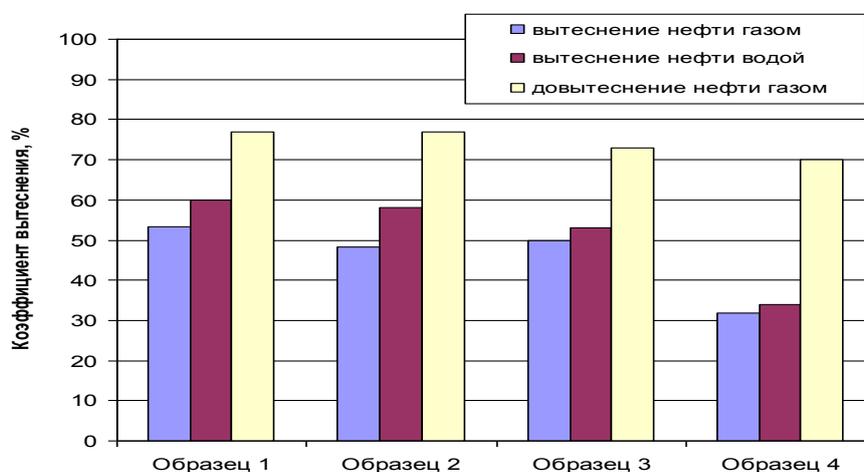


Рис. 2. Коэффициенты вытеснения на различных этапах.

Характер изменения нефтенасыщенности зависит от абсолютной проницаемости образцов. Коэффициент вытеснения для воды несколько выше и составляет 34-60%. При фильтрации газа на последнем этапе эксперимента коэффициент вытеснения нефти значительно увеличивается и составляет 70-77% (рис. 2). При растворении азота в нефти происходит увеличение объема нефти (набухание), что приводит к повышению насыщенности порового пространства углеводородной фазой и к увеличению относительной проницаемости по нефти.

Результаты проведенных экспериментов показали, что последующая закачка азота после вытеснения нефти водой позволяет эффективно вытеснять остаточную нефть, увеличивая коэффициент вытеснения на 17-36%, соответственно увеличивая КИН.

Закачка в пласт азота обладает рядом достоинств, позволяющих считать его перспективным методом увеличения нефтеотдачи, главное из которых – дешевизна и доступность.

Литература:

1. Испытание технологий газового и водогазового воздействия на Самотлорском месторождении. – М.:ВНИИОЭНГ, 1989.
2. СТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – Миннефтепром. – Москва.
3. Welge H.J. A simplified Method for computing Oil Recovery by gas water drive // Trans. AIME. – 1952. – Vol.195. – P. 91-98.
4. Кундин С.А., Куранов И.Ф. К вопросу о методике расчётов фазовых проницаемостей по данным опытов по нестационарному вытеснению нефти водой // Тр. ВНИИ. – 1960. – Вып. 28. – С. 85-95.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГРП НА СЕВЕРО-ХОХРЯКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.И. Крыгина

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора ekkygina@yandex.ru

Северо-Хохряковское месторождение введено в разработку в 1989 году. По величине извлекаемых запасов месторождение относится к категории крупных, по геологическому строению – сложным. Извлекаемые запасы месторождения

по состоянию на 01.01.2015 составляют более 60 млн. тонн нефти.

За все время разработки месторождения выполнено 544 скважино-операций ГТМ. Наиболее широко были внедрены методы гидроразрыва пласта – 168 скважино-операций и работы связанные с оптимизацией режима работы скважины – 252 скважино-операции.

Всего на месторождении, начиная с июня 1995 г., силами компаний “Schlumberger”, “Nowco”, “INA-NAFTAPLIN”, Halliburton, МеКаМиннефть, Катоьнефть было выполнено 168 гидроразрывов пласта по добывающему и нагнетательному фонду. Охват пробуренного фонда методом ГРП составил 52,5%.

Эффективность гидроразрыва пласта оценена по дополнительной добычи нефти 143 скважин. При этом базовая добыча оценена по 110 скважинам, поскольку остальная часть скважин была введена в эксплуатацию сразу после проведения гидроразрыва.

По величине дополнительной добычи нефти выделены три группы скважин:

- с добычей менее 3 тыс.т (неэффективные) – 71%;
- с добычей от 3 до 5 тыс.т (низкоэффективные) – 13,3%;
- с добычей от 5 до 8 тыс.т (среднеэффективные) – 16,1%.

Наряду с увеличением продуктивности скважин за счет гидроразрыва пласта, растёт и обводненность, что в некоторых случаях неблагоприятно сказывается на величине накопленной добычи нефти. В среднем обводненность после ГРП возросла с 17% до 39%.

Динамика основных показателей, приведенных к единой дате, до и после гидроразрыва пласта представлены на рисунке 1. Всего проанализировано пять технологий ГРП. Из них три скважино-операции предназначенные только для преодоления скин-фактора (полудлина трещины менее 30 м), девять ГРП с закреплением трещины полудлиной 30-60 м, еще 15 ГРП выполнены с закреплением длинной трещины 30-60 м и 14 ГРП выполнены с закреплением протяженной трещины полудлиной более 100 м, в том числе низкопроводящих – 5, высокопроводящих – 9.

Согласно проведенному анализу, средний полугодовой дебит жидкости после реализации ГРП не зависит от реализуемых технологий и составляет 27-32 т/сут.

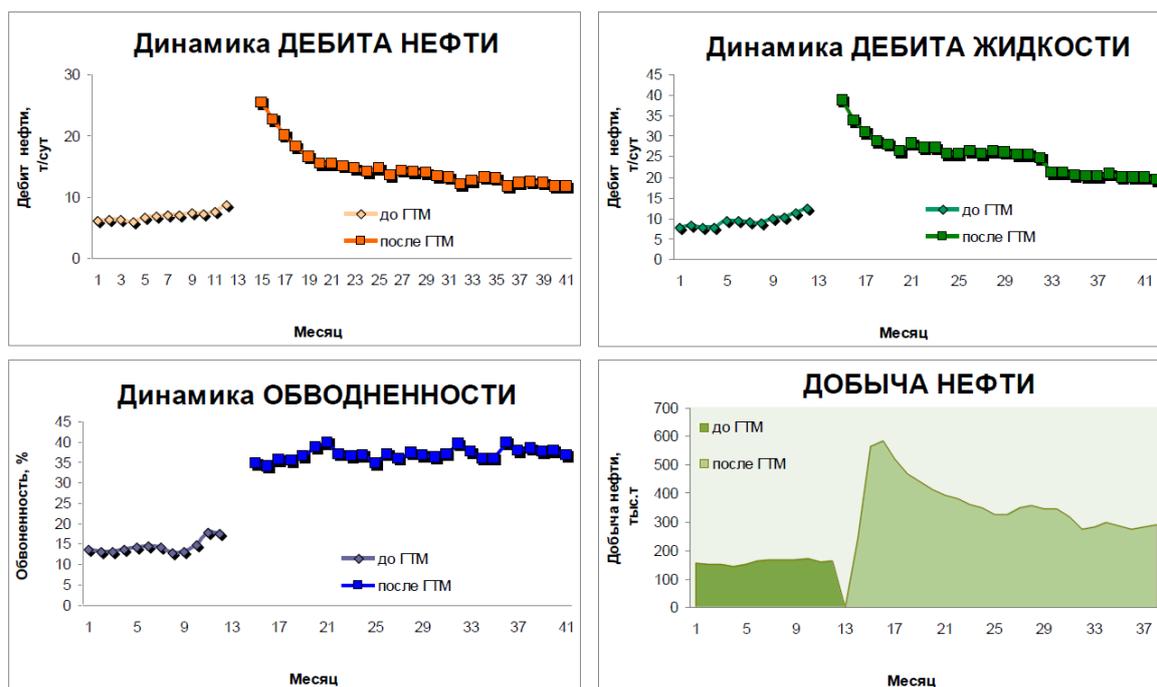


Рис. 1. Показатели эксплуатации скважин до и после проведения ГРП.

Таблица 1

Результаты эффективности реализации ГРП по различным технологиям

№ Технологии ГРП	Режим до ГРП			Режим после ГРП			Дополнительная добыча нефти, тыс.т.
	Дебит нефти т/сут.	Дебит жидкости т/сут.	Обводненность, %	Дебит нефти т/сут.	Дебит жидкости т/сут.	Обводненность, %	
1	7,4	7,6	2,5	17,8	19,6	8,9	0,3
2	5,5	7,9	20,3	16,0	32,7	51,9	1,0
3	6,2	9,5	34,1	9,7	28,1	60,4	0,7
4	1,7	4,9	64,7	20,3	31,3	34,0	2,4
5	6,0	12,9	58,4	12,0	27,0	56,9	1,1

Минимальная обводненность достигнута в технологии № 1 и составляет 8,9% при минимальной добыче нефти. В остальных случаях обводненность составляет 34-60%. Максимальный дебит нефти (20 т/сут) и максимальная добыча нефти (2,4 тыс.т) достигнуты в технологии № 4 (табл. 1).

Таким образом, путем анализа данных о технологиях и эффективности ГРП в 45 скважинах установлены оптимальные размеры трещины (полудлина 60-100 м, ширина около 3-4 мм), количество закрепляющего агента (25-30 т на одну скважину), степень снижения пластового давления по отношению к первоначально-

му не более 25%, максимальная депрессия на пласт после ГРП не более 60% величины текущего пластового давления.

Литература:

1. Акбашев Ф.С. Переоценка балансовых запасов нефти и растворённого газа Хохряковского месторождения. – Тюмень: ЗАО «АЦ СибИНКОР», 2000.
2. Авторский надзор за выполнением технологической схемы разработки Северо-Хохряковского нефтяного месторождения, ОАО. «Научно-Исследовательской работе уточнение геологической модели Северо-Хохряковского месторождения с использованием флуоресцентных трассеров», ООО «Сирена – 2», 2001.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЛАСТА ЮВ1 НА СЕВЕРО-ХОХРЯКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.И. Крыгина

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора ekkrygina@yandex.ru

В горизонте ЮВ1 выделены три достаточно сложных по строению, но уверенно прослеживающихся продуктивных пласта: ЮВ1¹, ЮВ1² и ЮВ1³, характеризующимся значительной литологической изменчивостью выделенных зональных интервалов и «ступенчатым» положением водонефтяных контактов. Изолированность верхнего пласта ЮВ1¹ от двух залегающих ниже, обеспечивается наличием между ними выдержанной глинистой перемычки толщиной от 4 до 10 м. Последнее обстоятельство послужило основанием для выделения его в качестве самостоятельного подсчетного объекта.

Пласты: ЮВ1¹, ЮВ1² и ЮВ1³, были включены в состав второго единого подсчета объекта, поскольку толщина глинистой перемычки между ними в разрезе трети эксплуатационных скважин не превысила 2 м, что не обеспечит их изоляцию при совместной разработке.

Общая толщина пласта ЮВ1¹ изменяется в пределах от 2,0 до 17,3 м, эффективные толщины в скважинах составляют от 0,6 до 13,4 м, коэффициент песчаности варьирует в пределах от 0,04 до 1, при этом расчлененность в разрезе изменяется от одного до семи пропластков. Площадь характеризуется обширными зонами отсутствия коллекторов.

Общая толщина пласта ЮВ1²⁺³ изменяется от 14,9 до 51,5 м при среднем значении 38,4 м. Эффективные толщины колеблются в пределах от 2,2 м до 40,8 м, в среднем составляя 18,4 м. Коэффициент песчаности пласта ЮВ1²⁺³ варьирует от 0,05 до 0,88, составляя в среднем по пласту – 0,48. Степень расчлененности объекта высокая и в среднем составляет 8,2.

Охарактеризованность залежей пластов горизонта ЮВ1 пробами нефти и растворенного газа представлены в таблице 1.

Нефть горизонта ЮВ1 является легкой (плотность в пластовых условиях изменяется от 0,630 до 0,687 г/см³, сепарированной – от 0,804

до 0,818 г/см³, составляя в среднем 0,809 г/см³), маловязкой, малосернистой (среднее содержание серы составляет 0,12%), парафиновой (среднее значение – 6,35%), малосмолистой, с содержанием фракций, выкипающих до 300°С, более 54%. Объемный коэффициент нефти колеблется от 1,408 до 1,678, составляя в среднем 1,535, что соответствует пересчетному коэффициенту 0,651. Среднее газосодержание принято равным 215 м³/т при диапазоне изменения 157-267 м³/т.

Таблица 1

Изученность пластов горизонта ЮВ1 глубинными и поверхностными пробами нефти и растворенного газа

Виды анализов	Количество скважин	Количество отобранных проб
Анализы нефти		
Поверхностные пробы	39	51 (6)
Глубинные пробы		
а) однократное разгазирование	14	29 (5)
б) ступенчатая сепарация	8	20 (3)
Анализы газа		
Растворенный в нефти		
а) однократное разгазирование	4	22 (4)
б) ступенчатая сепарация	7	15 (1)

Примечание: (количество проб не учтенных в расчете средних значений)

Нефть горизонта ЮВ1 находится в условиях повышенных пластовых давлений (25,5 МПа) и температур (90°С). Нефть недонасыщена газом, давление насыщения значительно ниже пластового и варьирует от 13,2 до 18,3 МПа при среднем значении 15,5 МПа.

Малочисленность глубинных проб нефти не позволяет считать достоверными, указанные выше средние величины термодинамических характеристик, что обусловило принятие среднего пластового давления равным 27,1 МПа по промысловым данным при диапазоне изменения от 24,4 до 27,6 МПа, и соответствующего ему Р_{нас}=19,1 МПа, по аналогии с соседними Сусликовским и Верхнеколик-Еганским месторождениями.

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

НАИМЕНОВАНИЕ		КОЛ-ВО ИССЛЕДОВАНЫХ		ДИАПАЗОН ИЗМЕНЕНИЙ	СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ
		скважин	проб		
Вязкость динамическая, мПа·с	при 20°C	25	30	2,13-41,68	5,95
	50°C	26	33	1,35-8,86	2,7
Температура застывания, °С		16	23	48-67	53
Массовое содержание, %	Серы	24	31	0,04-0,32	0,11
	Смол силикагелевых	26	33	1,20-6,21	3,45
	Асфальтенов	26	32	0,04-1,80	0,41
	Парафинов	26	33	1,48-15,50	5,26
	Солей	-	-	-	-
	Воды	-	-	-	-
	Мехпримесей	-	-	-	-
Объемный выход фракций, %	н.к. -100°C	25	32	32,0-158,0	71,7
	до 150°C	25	31	4,0-37,0	29,1
	до 200°C	25	32	8,5-47,0	41,1
	до 250°C	25	32	22,0-56,0	51,7
	до 300°C	25	32	36,0-66,0	64,3
Классификация нефти		легкая, маловязкая, малосернистая, парафиновая, малосмолистая			

Растворенный в нефти газ метанового состава, относительно полужирный, по результатам ступенчатой сепарации содержит в среднем метана – 67,3, этана – 15,3, пропана – 12,06, изобутана – 1,29, нормального бутана – 2,32% объемных.

Газосодержание нефти для горизонта ЮВ1 рассматриваемого месторождения изменяется довольно широко в диапазоне от 157,5 до 277,4 м³/т. Среднее его значение определено равным 215 м³/т, которое и было использовано для подсчета геологических запасов растворенного газа.

Литература:

1. Конторович А.З., Нестеров И.И. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975.
2. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – М.: Недра, 1988.
3. Федорцова С.А., Петровец А.М. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Северо-Хохряковского месторождения Нижневартовского района Тюменской области. Тюменская тематическая экспедиция ГТШУ, Тюмень, 1982.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СИСТЕМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

М.А. Максимова

ООО «Газпром ВНИИгаз», г. Москва, Россия

Для изучения *PVT*-характеристик и определения физико-химических свойств на промысле отбираются пробы газа сепарации и насыщенного конденсата. Основные свойства конденсата определяют в лабораторных условиях: цвет, плотность, молекулярная масса, температура начала и конца кипения, свойства узких 10-ти градусных фракций, групповой углеводородный состав, содержание примесей (серы, парафинов) [1, 2, 3]. При эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений является важным очередность ввода залежей в разработку, что обуславливает различную долю конденсации при снижении пластового давления, влияющего на коэффициент извле-

чения конденсата [4, 5, 7]. Моделирование процесса разработки месторождения на истощение пластовой энергии осуществляют методом дифференциальной конденсации пластовой системы [6, 8, 9]. Когда первоначально разрабатывается нефтяной пласт, моделирование осуществляется способом контактной конденсации до давления, при котором становится не рентабельным добыча углеводородов [13, 14, 15].

Исследования проводились на отобранных рекомбинированных пробах газа сепарации и насыщенного конденсата. Конденсатогазовый фактор (КГФ) анализируемых образцов был в интервале от 136 до 566 г/см³, плотность стабильного конденсата составляет 0,7316-0,787 г/см³, молекулярная масса конденсата находится в пределах от 114 до 144, пластовая температура от 65,45 до 78,55⁰С. При исследовании фазовых переходов углеводородных газоконденсатных смесей определялись пластовые потери конденсата при различных способах конденсации [10, 11, 12].

Методом контактно-дифференциальной конденсации проводились исследования с поэтапным снижением давления, на 10% в системе контактным способом, а затем снижалось до атмосферного давления дифференциальным способом [16, 17, 18]. На основании результатов исследований давление начала конденсации при всех методах совпало с текущим пластовым давлением и составило 25,77 МПа. Давление максимальной конденсации при контактном способе составило 10,90 МПа, методом дифференциальной конденсации – 11,50 МПа, а при контактно - дифференциальном способе составило 11,15 МПа. Пластовые потери при дифференциальном способе конденсации составили 218,4 см³/м³, при контактно-дифференциальном способе пластовые потери увеличились на 31,3 см³/м³.

Так выполненные исследования углеводородных газоконденсатных систем показали, что при дифференциальном методе конденсации пластовой смеси текущая конденсатоотдача составила 0,526 а, при исследовании методом контактно-дифференциальной КИК равен 0,458 т.е. коэффициент извлечения конденсата изменился, пластовые потери конденсата увеличились на 12%. Пластовые потери при дифференциальном способе конденсации составили 127,7 см³/м³ а, при контактно-дифференциальном способе пластовые потери увеличились на 26,5 см³/м³.

Литература:

1. Вереница А.В. Исследование нефтяных скважин на приток Капитоновского месторождения // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4 (5). – С. 19-20.
2. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
3. Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – 2015. – С. 90-94.
4. Инякин В.В., Грачев С.И., Леонтьев С.А. Анализ результатов газогидродинамических исследований газоконденсатных скважин // Нефть и газ Западной Сибири. ТюмГНГУ. – 2015. – С. 187-190.
5. Инякин В.В., Иноземцева А.А., Краснов И.И., Зотова О.П. и др. Современные технологии повышения производительности скважин, эксплуатирующие газовые и газоконденсатные залежи // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – 2015. – С. 158-163.
6. Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. - Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – С. 102-103.
7. Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей // Нефть и газ Западной Сибири. – ТюмГНГУ. – 2015. – Том 2. – С. 226-230.
8. Инякина Е.И., Мамчистова Е.И. и др. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 47- 48.
9. Кордик К.Е., Краснов И.И., Рожков И.В., Ковалев И.А. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «Асма-Т». // Геология, география и глобальная энергия. – 2006 – № 4.– С. 120-122.
10. Краснова Е.И., Саранча А.В. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 6. – С. 207- 210.
11. Краснов И.И., Михеева В.А., Матвеева М.В. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 2. – С. 21-26.
12. Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших

- учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
13. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
 14. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
 15. Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
 16. Максимова М.А. Исследование PVT- свойств газоконденсатных систем на установках фазовых равновесий // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4 (5). – С. 36.
 17. Максимова М.А., Лескин М.В. и др. Прогнозирование содержания конденсата в пластовом газе при разработке газоконденсатных месторождений // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4(5). – С. 37.
 18. Сивков Ю.В., Краснов И.И. Методы ограничения прорыва газа в нефтедобывающие скважины // Новая наука: От идеи к результату. – 2016. – № 3-1 (72). – С. 33-35.
 19. Томская Л.А., Краснов И.И., Марakov Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – № 3 (53). – С. 50-60.

ИССЛЕДОВАНИЕ НА ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТЬ ОБРАЗЦОВ ПРОБ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.А. Максимова

ООО «Газпром ВНИИГаз», г. Москва, Россия

Экспериментальное моделирование разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений осуществляется на установках фазовых равновесий [1, 2, 3]. В настоящее время выпускаемое за рубежом экспериментальное оборудование для изучения термодинамических свойств углеводородных многокомпонентных систем используется в нефтегазовых лабора-

ториях [6, 7, 8]. Так, комплексная установка PVT-соотношений фирмы Chandler Engineering модель 3000G успешно адаптирована к отечественной методике исследований, а определяемые параметры имеют хорошую сходимость с результатами, получаемыми на отечественных установках типа УГК-3 или УФР-2. Разработанная инженерами компании Chandler Engineering система, являющаяся высокоточным прибором для проведения объемно-метрических исследований фазовых переходов пластовых флюидов с различным содержанием конденсата в пластовом газе [4, 5].

Сложность изучения термодинамических процессов связана с трудностью получения достоверной информации о фазовом состоянии многокомпонентных пластовых систем. Для получения исходных данных лабораторными методами возникают трудности, связанные с количественным содержанием конденсата в пластовом газе, технической характеристикой используемой установки фазовых превращений и т.д. [9, 10]. Необходимо знать, что для тощих газоконденсатных смесей, когда содержание конденсата в пластовом газе ниже $30 \cdot 10^{-3}$ кг/м³, определение экспериментальным способом на установке PVT – свойств, коэффициента извлечения и пластовых потерь конденсата в залежи вызывает определенные трудности, что связано с методикой определения и технологическими недостатками отечественных установок [11, 12].

Для составления рекомбинированной пробы определяется компонентный состав газа сепарации хроматографическим методом, его критические параметры (критическая температура и критическое давление), рассчитывается коэффициент сверхсжимаемости газа. В лаборатории КГФ пересчитывают в соответствии с реальными критическими параметрами, используя компонентный состав газа сепарации. Качество результатов исследований зависит от представительности отобранных на месторождении проб газа сепарации и насыщенного конденсата [17].

Пробы насыщенного конденсата, поступающие с месторождения в жидкостных контейнерах (КЖ), изучают на представительность, т.е. определяют герметичность жидкостного контейнера. Проба флюида в КЖ должна находиться в однофазном состоянии. Основным критерием качества отобранных из промыслового сепаратора проб является давление в контейнере. Если

давление в контейнере окажется ниже давления сепарации, то контейнер отбраковывается, за исключением случая, когда температура сепарации выше температуры в лаборатории [14, 16].

Оценка качества проб газа сепарации также определяется по давлению в баллоне. Затем исследуется на возможное наличие капельного конденсата в газовом баллоне. При изучении на компонентный состав в газе сепарации определяется содержание неуглеводородных компонентов (CO_2 , N_2 , O_2), которое возможно по причине недостаточного вакуумирования баллона, либо недостаточной продувки баллона газом сепарации. Если обнаруживается жидкая фаза, то проба также является не представительной. Низкое качество отбора пластовых проб приводит к тому, что при наличии большого объема проведенных термодинамических исследований невозможно объективно оценить и выполнить прогноз добычи газового конденсата при проектировании месторождений [13, 15].

Таким образом, полученные исходные экспериментальные данные имеет существенное значение для правильного прогнозирования показателей разработки и значительно влияют на процесс эксплуатации месторождения.

Литература:

1. Вереница А.В. Исследование нефтяных скважин на приток Капитоновского месторождения // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4. – С. 19-20.
2. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
3. Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – 2015. – С. 90-94.
4. Инякин В.В., Иноземцева А.А., Краснов И.И., Зотова О.П. и др. Современные технологии повышения производительности скважин, эксплуатирующие газовые и газоконденсатные залежи // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – 2015. – С.158-163.
5. Инякин В.В., Грачев С.И., Леонтьев С.А. Анализ результатов газогидродинамических исследований газоконденсатных скважин // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной конференции. – ТюмГНГУ, 2015. – С. 187-190.
6. Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. - Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – С. 102-103.
7. Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной конференции. – ТюмГНГУ, 2015. – Том 2. – С. 226-230.
8. Инякина Е.И., Мамчистова Е.И. и др. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи // Научный форум. Сибирь. – 2015. – Том 1, № 1. – С. 47- 48.
9. Кордик К.Е., Краснов И.И., Рожков И.В., Ковалев И.А. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «Асма-Т» // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 4.– С. 120-122.
10. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс... канд.тех.наук.– ТИИ, 1991.– 24 с.
11. Краснова Е.И., Саранча А.В. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 6. – С. 207- 210.
12. Краснов И.И., Михеева В.А., Матвеева М.В. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 2. – С. 21-26.
13. Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
14. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
15. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
16. Максимова М.А. Исследование PVT- свойств газоконденсатных систем на установках фазовых равновесий // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4. – С. 36.
17. Максимова М.А., Лескин М.В. и др. Прогнозирование содержания конденсата в пластовом газе при разработке газоконденсатных месторождений // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 4. С. 37.
18. Сивков Ю.В., Краснов И.И. Методы ограничения прорыва газа в нефтедобывающие скважины // Новая наука: От идеи к результату. – 2016. – № 3-1 (72). – С. 33-35.

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЗП

А.И. Меркуленко

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Тюмень, Россия

В процессе эксплуатации дебит нефтяных и газовых скважин со временем падает, а поглощательная способность нагнетательных скважин уменьшается. Во многих вновь введенных в эксплуатацию скважинах дебит значительно ниже расчётного. Известно, что производительность скважины зависит от многих факторов, из которых основными являются проницаемость и пластовое давление. Естественная проницаемость коллекторов снижается при их вскрытии в процессе бурения вследствие закупорки пласта в его призабойной зоне твёрдыми частицами. В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается вследствие закупорки пор, поровых каналов и трещин отложениями парафина и смол, а также глинистыми и твёрдыми частицами (например, кристаллами соли). В нагнетательных скважинах призабойная зона пласта загрязняется механическими примесями, имеющимися в воде (ил, глинистые частицы или окислы железа).

Для того чтобы облегчить условия притока и увеличить поглощательную способность нагнетательных скважин, применяют методы искус-

ственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта.

Программа ГТМ предусматривает следующие виды и объёмы работ:

1. Гидроразрыв пласта.
2. Ввод новых горизонтальных скважин.
3. Зарезка вторых стволов.
4. Физико-химические методы (ОПЗ).
5. Оптимизация.

За период 2012-2017 гг. наибольший объем проводимых операций по видам ГТМ представлен бурением горизонтальных скважин (170 операций – 30%), зарезка вторых стволов (100 операций – 23%) и прочие методы (164 операции).

Несмотря на большие объёмы проводимых операций по видам ГТМ, наибольший приток дополнительной добычи нефти получен за счет следующих видов ГТМ: проведение ГРП (1,012 млн. т.), применение физико-химических методов (0,953 млн. т.) и бурение горизонтальных скважин (0,818 млн. т.).

Такое соотношение объясняется тем, что проведение большого количества операций по ГТМ не всегда является эффективным, ввиду того, что некоторые операции в результате оказываются не успешными.

Распределение суммарной дополнительной добычи нефти от ГТМ за период 2012-2017 гг. представлено на рисунке 1. Основная доля дополнительной добычи, около 78% от общего числа, так же получена от применения технологии ГРП.

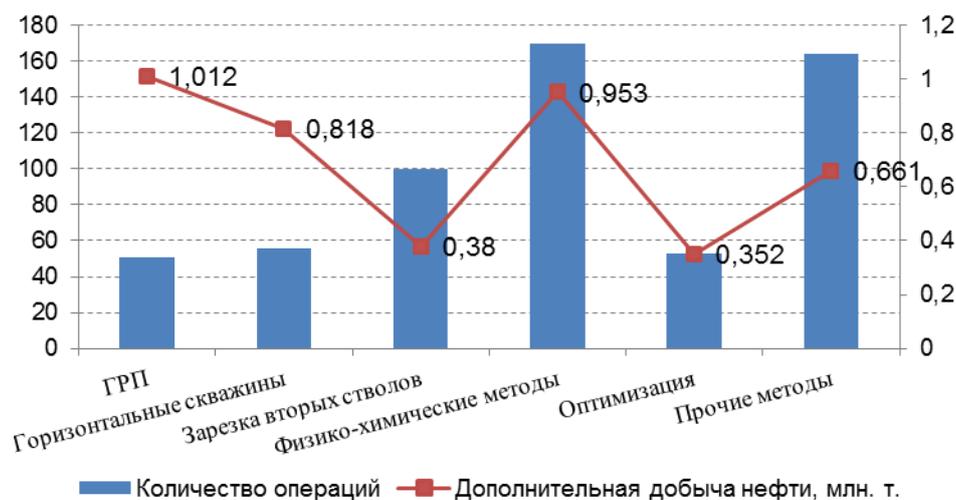


Рис. 1. Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ.

Распределение ГТМ по эффективности предполагает, что максимальная дополнительная добыча нефти ожидается от ввода в разработку новых скважин или перевод их из бездействующего фонда скважин, наибольший эффект показали следующие технологии: ГРП, физико-химические методы и бурение горизонтальных скважин. Минимальный эффект, как в суммарном выражении, так и на одну скважину приходится на прочие методы, к которым относятся: перфорация и выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах.

Вывод: Применение этих методов позволяет, в общем, улучшить технико-технологические показатели разработки месторождения: увеличить дебит скважин, снизить обводненность, позволяет восстановить фильтрационно-емкостные свойства пласта, которые влияют на дополнительный прирост добычи нефти.

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием // Интервал. – 2013. – № 6-7. – С. 23-30.
2. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2013. – № 1. – С. 22-32.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Н.: Наука, 2010. – 280 с
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. – 2011. – № 9. – С. 331-344.
5. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 2012. – 200 с.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГДИС В УСЛОВИЯХ УЛЬТРАНИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Д.О. Николаев, А.Н. Нестеренко

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: danil.nikolaev.94@mail.ru

Результаты исследования и особенности разработки низкопроницаемых газоконденсатных

залежей Западной Сибири, достаточно широко освещены в открытых источниках [ⁱ, ⁱⁱ и др.], однако нефтяные залежи с проницаемостью менее 1 мД описаны в основном зарубежными исследователями [ⁱⁱⁱ]. В настоящей работе представлены результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин ультранизкопроницаемой нефтенасыщенной залежи.

Продуктивность ачимовских пластов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения подтверждена результатами испытания по 61 объекту. Наиболее полно испытаниями охарактеризован пласт Ач_х. В скважине 182 первичные исследования залежи пласта Ач_х проведены в перфорированном интервале 3781,0-3834,0 м на одном режиме фильтрации (диаметр штуцера 6 мм). После проведения освоения скважина была остановлена для записи КВД (135 ч). После остановки скважина запущена на режиме фильтрации (штуцер 6 мм), в результате чего получен фонтан нефти дебитом 8,42 м³/сут при устьевом давлении 5,58 МПа, запись забойного давления не проводилась, что не позволяет достоверно определить коэффициент начальной продуктивности скважины.

После эксплуатации на установившихся режимах фильтрации, скважина была остановлена для записи КВД длительностью 117 ч, с представленной дискретностью записи 1 час. Результаты обработки КВД в акте испытания отсутствовали, поэтому авторами принято решение о проведении интерпретации с использованием аналитического моделирования, реализованного в Kappa Saphir.

Результаты анализа диагностического графика показывают (рис. 1 а), что скважина не выходит на бесконечный радиальный режим притока (IARF), поэтому уверенное определение параметра гидропроводности kh и значения начального пластового давления при интерпретации в координатах Хорнера или полулогарифмической анаморфозе (рис. 1 б, в) не представляется возможным. Кроме того, на конечном участке КВД наблюдается «шум» в показаниях глубинного прибора, вызванный, скорее всего, притоком воды из заколонного пространства, который был отмечен по результатам анализа ГИС-К. Поэтому настройка аналитической модели вертикальной скважины в бесконечном пласте проводилась на начальный участок КВД с соблюдением тенденции изменения давления в конце интервала записи.

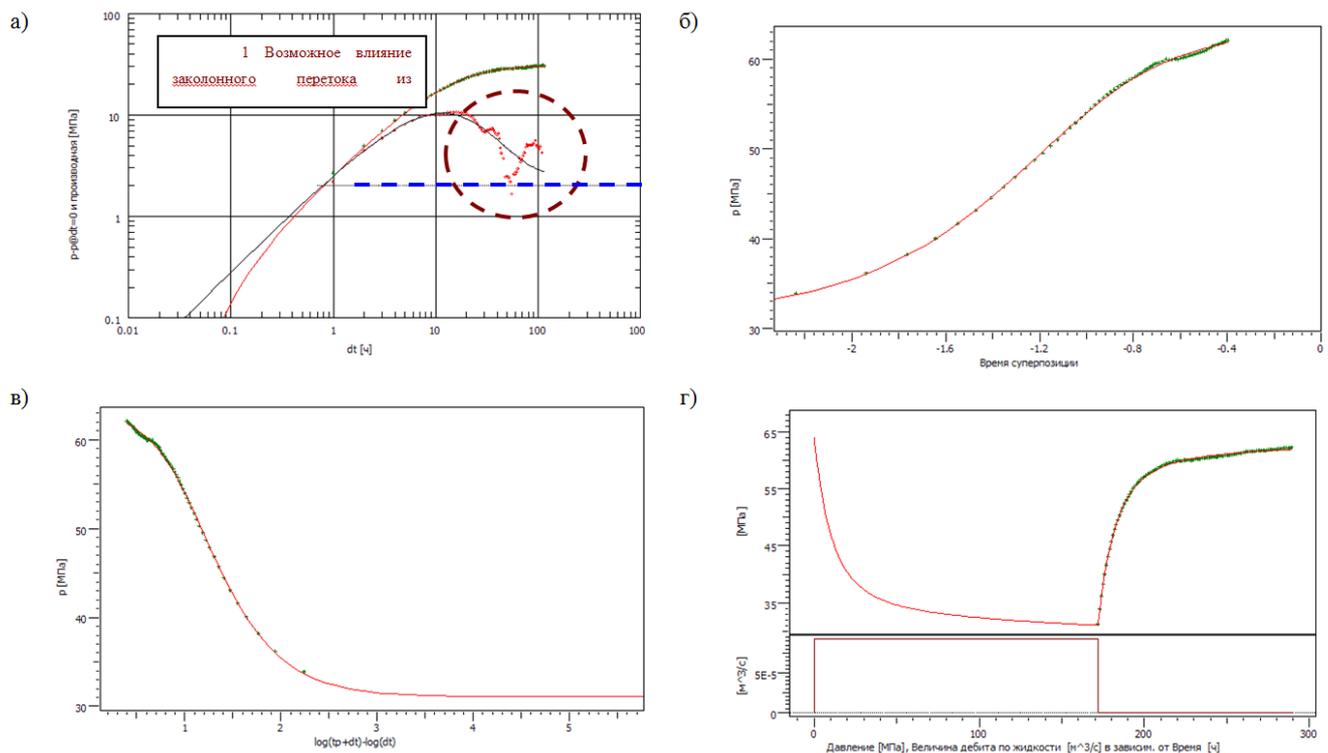


Рис. 1. Результаты аналитического моделирования восстановления давления в скважине 182 (Ач₁₈¹, 3781,0-3834,0 м).

По результатам адаптации модели получена достаточно уверенная сходимость расчетных и фактических значений забойного давления (рис. 1 г), при котором диагностируется значение полного скина S , равного 1,83, коэффициента накопления в стволе скважины C $2,23 \cdot 10^{-7}$ м³/Па.

Приблизительное значение kh составляет $2,05 \cdot 10^{-3}$ мкм²·м, при величине средней проницаемости $0,0386 \cdot 10^{-3}$ мкм². Оценочная величина начального пластового давления определена на значении 63,98 МПа на радиусе исследования, составившем 55,4 м.

Сравнение представленной в актах об испытаниях информации о пластовом давлении и данных, полученных в результате переинтерпретации авторами свидетельствует о неоднозначности определения пластового давления. Этому способствует фактическое отсутствие восстановления давления на забое скважины до выхода на радиальный режим притока при малом времени остановки скважин в условиях низкого значения фильтрационных параметров пласта. В данной связи рекомендуется увеличить время остановки скважины на КВД.

Сопоставление фактических (зеленым) и расчетных (красным) данных: а) диагностический график; б) зависимость давления от времени

суперпозиции; в) график Хорнера; г) график истории.

Кроме того, для определения потенциальных добычных возможностей скважины на притоке и попытки использования техники деконволюции при интерпретации данных ГДИ, необходимо проводить непрерывную фиксацию забойного давления в процессе отработки скважины на режимах фильтрации.

Литература:

1. Тюрин В.П., Скворцов С.В., Самойлов А.С., Нестеренко А.Н. Исследование методов моделирования работы газоконденсатной скважины с МГРП в условиях ачимовских залежей // Экспозиция нефть газ. – 2015. – № 5 (44). – С. 49-52.
2. Корякин А.Ю., Жариков М.Г., Осипович О.В., Нойберг Инго, Завьялов Н.А., Нестеренко А.Н., Тюрин В.П., Скворцов С.В., Самойлов А.С. Использование забойных датчиков при мониторинге разработки ачимовских газоконденсатных залежей // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 4. – С. 12-19.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O. S. Dynamic data analysis «The theory and practice of Pressure Transient, Production analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data». Sophia Antipolis, France: KAPPA, 2011. – 414 p.

ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН С ГРП В УСЛОВИЯХ УЛЬТРАНИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Д.О. Николаев, А.Н. Нестеренко

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: danil.nikolaev.94@mail.ru

Анализ эффективности выполнения гидроразрывов пласта на газоконденсатных залежах ачимовских отложений Уренгойского месторождений (более 100 скважино-операций) показал, что эффективные показатели добычи при достаточном вовлечении запасов в разработку достигаются при закачке в пласт, в среднем, 140 тонн

пропанта, при диапазоне от 80 до 250 тонн в зависимости от его фракции. В результате, средние значения полудлины трещины и проводимости, вычисленные при интерпретации ГДИ, составляют 130 м и 0,98 мкм²·м соответственно [iv, v и др.].

Согласно результатам опробования объекта Ач_х Ямбургского месторождения в текущем интервале перфорации (3725-3744, 3754-3790) продуктивность скважины 184 составила 0,482 м³/сут/МПа, которая была определена по данным эксплуатации на одном режиме фильтрации с дебитом 20,2 м³/сут при депрессии 41,95 МПа.

Для оценки динамики изменения параметров эксплуатации скважины №NХ при выполнении ГРП с принятой характеристикой, проведены расчеты на детальной численной модели с разбиением Вороного, реализованной в Carra Saphir.

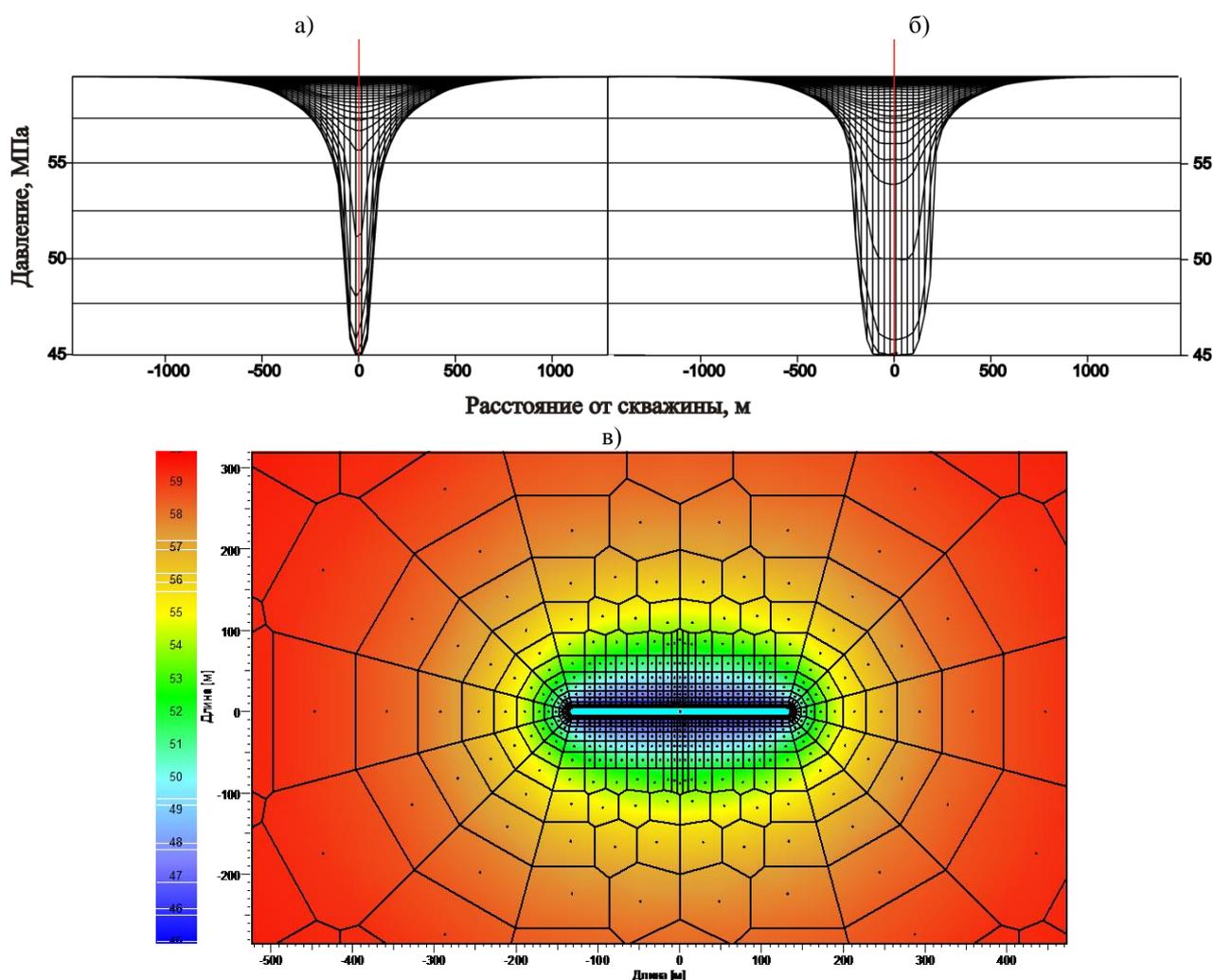


Рис. 1. Моделирование ГРП в скважине №NХ на мозаике Вороного. Пример распределения давления а) вдоль; б) в крест трещины разрыва; в) в плане модели.

Использованная численная модель характеризовалась значениями фактических эффективных нефтенасыщенных толщин и ФЕС, полученными в результате геологического и гидродинамического моделирования. В качестве замыкающих соотношений использованы свойства пластовой нефти (объемный коэффициент, вязкость, газосодержание, плотность) как функции давления, рассчитанные с использованием принятой PVT-модели пластовой нефти. В качестве граничных условий задавались значение принятого пластового давления, действие бесконечного пласта, а так же технологические режимы эксплуатации скважины.

Для оценки изменения параметров эксплуатации моделировался простейший гидродинамический тест, включающий эксплуатацию на режиме фильтрации с дебитом 35 м³/сут в течение 30 сут с последующей остановкой скважины на 8 месяцев для имитации записи КВД.

В результате проведения расчетов получено распределение давления, как в координатах расстояния от скважины (рис. 1), так и изменение давления на забое скважины во времени.

На следующей стадии для корректного задания продуктивности проведена адаптация полномасштабной black oil модели залежи пласта Ач_х на результаты моделирования гидродинамического теста скважины №NХ с выполненным ГРП заданных параметров.

Для этого результаты расчета теста на сетке Вороного задавались в качестве наблюдаемых параметров, на которые производилась настройка полномасштабной гидродинамической модели.

Наилучшее соответствие наблюдаемых и расчетных параметров в полномасштабной модели получено при умножении коэффициента продуктивности скважины №NХ в 5 раз и проводимости граней ячеек, пересекаемых трещиной разрыва в 4 раза.

Таким образом, выполненная адаптация свидетельствует о достаточной корректности моделирования изменения продуктивности скважины в результате интенсификации притока созданием трещины разрыва с полудлиной 130 м. В итоге, полученная гидродинамическая модель может быть использована для расчета объемов добычи и оценки параметров эксплуатации скважины №NХ на перспективу.

Литература:

1. Корякин А.Ю., Жариков М.Г., Осипович О.В. и др. Использование забойных датчиков при мониторин-

ге разработки ачимовских газоконденсатных залежей // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 4. – С. 12-19.

2. Фатеев Г., Ефимов А.А., Завьялов Н.А. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕСД // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 7 (53). – С. 40-45.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА КАК МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ НА ЮЖНО-ХАРАМПУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.С. Потанов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: potapov_min@mail.ru

Статья посвящена вопросу эффективности проведения гидроразрыва пласта с целью поддержания достигнутого уровня и увеличения добычи нефти на Южно-Харампурском месторождении.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; методы увеличения нефтеотдачи; добыча нефти; юрские пласты; призабойная зона пласта.

Южно-Харампурское месторождение находится на второй стадии разработки, характеризующейся стабилизацией годовой добычи нефти и невысоким ростом обводненности. В целях поддержания достигнутого уровня и увеличения добычи нефти используют методы увеличения нефтеотдачи.

Производительность нефтяных добывающих скважин и поглотительная способность нагнетательных зависят от проницаемости пород, складывающихся продуктивный пласт. Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают путем искусственного увеличения числа и размеров дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород, а также путем удаления парафина, смол и грязи, осевших на стенках поровых каналов. Благодаря своеобразным геологическим особенностям строения пластов, которое выражается высокой неоднородностью строения горизонта Ю1 Харампурского месторождения. При определенном соотношении содержания нефти, воды и газа система флюидов является малоподвижной и ведет к разобщению залежей на отдельные участки. В связи с этим, применение методов воздействия должно быть направлено, в основном, на расширение зоны дренирования пласта скважиной. На

современном уровне развития методов воздействия на пласты эти условия могут быть выполнены при условии проведения ГРП в большинстве как добывающих, так и нагнетательных скважин на Южно-Харампурском месторождении [3].

Выбор и обоснование применения ГРП как способа интенсификации.

Текущее состояние разработки основных пластов Южно-Харампурского нефтяного месторождения характеризуется снижением добычи нефти в связи с увеличением обводненности. Это предопределяет актуальность промышленного применения методов повышения нефтеотдачи пластов.

Опыт разработки месторождения показал, что максимальное увеличение нефтеотдачи обеспечивается комплексным воздействием различных методов на пласт, поэтому в настоящее время перспективным направлением развития технологии ГРП являются комплексное применение ГРП и МУН.

Долгосрочное планирование ГРП позволяет оптимизировать затраты на организацию работ, оборудование и материалы, что в итоге также повышает его экономическую эффективность. Анализ применения ГРП показал, что в результате проведенных работ наблюдается стабильная тен-

денция роста прогнозной дополнительной добычи нефти [1,4].

За анализируемый период проведено 181 мероприятие по гидроразрыву пласта, успешность составила 83%, средняя продолжительность эффекта около 5 месяцев. Прирост добычи нефти составил 408,4 тыс.т, что составляет 7,8% от дополнительной добычи нефти. Удельный технологический эффект составил 2,3 тыс.т дополнительно добытой нефти на одну скважину. На примере работы скважины мы можем наблюдать динамику изменения до и после ГРП (рис. 1).

Таким образом, в настоящее время ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные пласты, который непрерывно совершенствуется и адаптируется к сложным горно-геологическим условиям. В перспективе ожидается существенное увеличение эффективности ГРП за счет его использования как элемента системного комплексного воздействия на укрупненные участки залежи [2].

Юрские пласты являются ниже-меловым, представлены характерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глинистых пропластков. Общие геолого-физические характеристики объекта Ю1 и физико-химические свойства пласта позволяют нам применить ГРП, как эффективный метод извлечения запасов углеводородов.

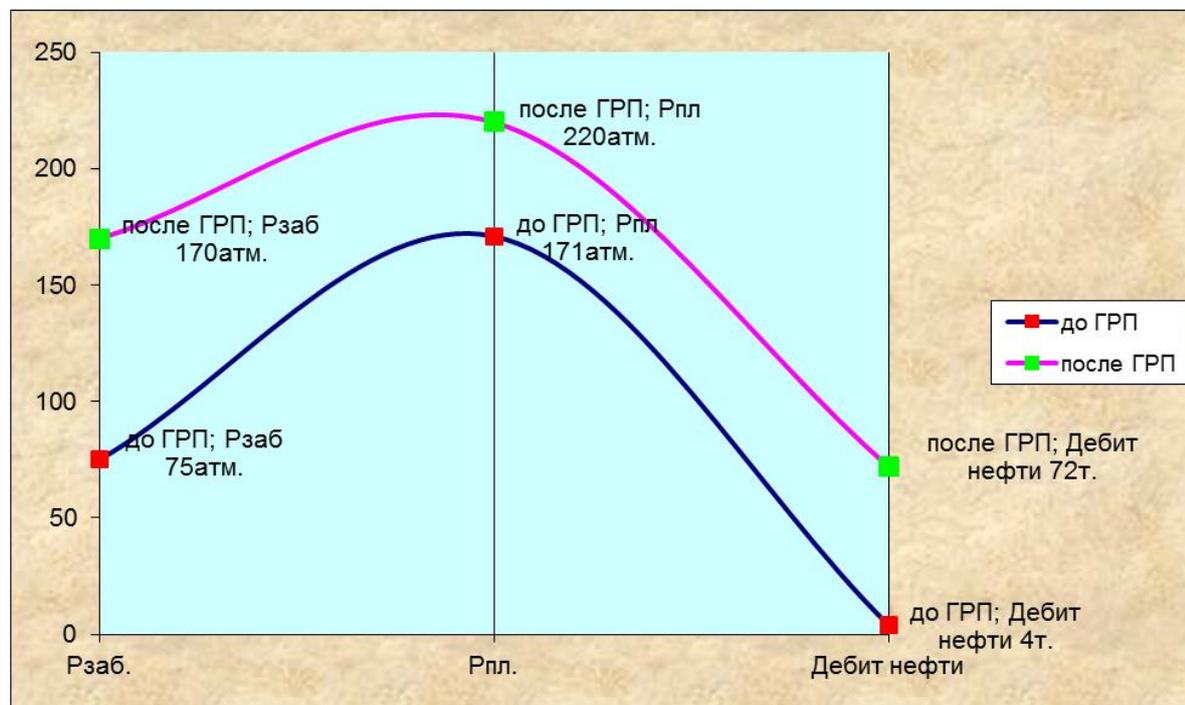


Рис. 1. Динамика изменения Рпл, Рзаб и дебита по нефти на скважине до и после ГРП.

Выводы:

На основании вышеизложенного можно заключить следующее:

1. В процессе эксплуатации месторождения произошло падение пластового давления ниже давления насыщения и связанные с ним явления, ухудшающие фильтрационную характеристику призабойной зоны пласта. Поэтому необходимо проведение ГРП направленные на очистку ПЗП добывающих скважин.

2. В связи с этим предлагаю проведение ГРП на скважинах с низкой обводненностью. С заниженными дебитами по отношению к окружающим, обладающие повышенным скин-фактором, с низкой проницаемостью.

3. Проведение ГРП на пластах Южно - Харампурского месторождения с низкими пластовыми давлениями, а также на скважинах ранее выведенных в консервацию по причине обводнения показывает, что мы имеем шанс вывести из бездействия ранее нерентабельных скважин с помощью гидроразрыва.

Литература:

1. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: учеб. пособие / М.А. Токарев и др.; Уфа: УГНТУ, 2001. – 115 с.
2. Джабраилов А.В., Юсифов Т.Ю., Латыпов И.Д. и др. Вывод скважины из бездействия при помощи гидравлического разрыва пласта на Харампурском направлении – Пурнефтегаз // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 58-59.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Харампурского месторождения. – Тюмень: Филиал ОАО «ЦГЭ», 2010.
4. Лысенко В.Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 11. – С. 13-18.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ НА ВЕРХНЕЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ПОКАМАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Равилов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ОАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Нижнесорттымск-нефть», п. Нижнесорттымский, Россия

Целью данной работы является наглядное изображение эффективности применения геоло-

го-технических мероприятий на базе Покамасовского месторождения. Проведен анализ эффективности следующих мероприятий: ГРП, резка бокового ствола, форсированный отбор жидкости, перевод под нагнетание добывающих скважин.

Результаты работы могут найти применение при оценке эффективности выработки запасов нефти и внести предложения по регулированию процесса разработки месторождения.

На месторождении выделен один объект разработки – горизонт ЮВ₁¹. В данной работе анализ разработки представлен как в целом по объекту, так и отдельно - по 10 блокам, выделенным по рядам нагнетательных скважин. Эксплуатация объекта ведется на жёстком водонапорном режиме, закачка воды начата в 1990 г.

Месторождение находится в 4^й стадии разработки. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 15562 тыс.т или 75% от начальных извлекаемых запасов нефти категорий ВС₁. Накопленный отбор жидкости составил 40646 тыс.т, накопленный ВНФ – 1,6 т/т.

Основные направления повышения эффективности системы разработки:

- резки боковых горизонтальных стволов из обводнившихся скважин в районы с повышенной плотностью остаточных подвижных запасов нефти;
- рациональный вывод скважин из консервации и бездействия с проведением в них изоляционных и реперфорационных работ;
- проведение мини ГРП в скважинах Восточного участка;
- оптимизация режимов работы добывающих скважин;
- применение потокорегулирующих и других технологий;
- применение циклического заводнения с переменной направлением фильтрационных потоков в пласте ЮВ₁¹ и оптимизацией объемов закачки.

Таким образом, в целом реализованная на Покамасовском месторождении система разработки привела к получению неплохих результатов, однако для достижения утвержденного КИН требуется проведение дополнительных мероприятий.

В течение всего периода разработки по пласту ЮВ₁¹ Покамасовского месторождения для повышения эффективности добычи нефти проводились геолого-технические мероприятия (ГТМ), в том числе: вывод скважин из бездействия, перевод под закачку, гидроразрыв пласта, интенсификация скважин, оптимизация

режимов работы добывающих скважин и др.

В 2008–2012 гг. на месторождении осуществлялся вывод из бездействия добывающих скважин, физико-химические методы, оптимизация режимов работы скважинного оборудования (включая форсированный отбор жидкости), выполнена резка бокового ствола, проведены ГРП на трех скважинах. Суммарная дополнительная добыча нефти от проведенных ГТМ за 5 лет составила 58 тыс.т (без учета эффекта от форсированного режима работы скважин, реализованного и поддерживаемого на ряде скважин с 2003–2006 гг.).

Вывод:

В целом реализованная на Покамасовском месторождении система разработки привела к получению неплохих результатов, однако для достижения утвержденного КИН требуется проведение дополнительных мероприятий.

Литература:

1. Герштанский О.С., Живайкин Б.Ф., Кисляков Ю.П. Технология вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов повышенными депрессиями // Нефтяная и газовая промышленность. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1992. – № 3. – С. 26–31.
2. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2013. – № 1. – С. 22–32.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. – 2011. – № 9. – С. 331–344.
4. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 2012. – 200 с.

ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ УЧЕНЫХ ПРИМЕНЕНИЯ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

В.В. Румма, А.А. Хайруллин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: rumma.vladimir@yandex.ru

Общеизвестно, что в России разработка газоконденсатных залежей ведется в режиме истощения пластовой энергии. Данный вид разработки обуславливается тем, что он ведет к потере углеводородного сырья. Часто эти потери достигают весьма значительных значений, так как конден-

сат, растворенный в пластовом газе, выпадает из газовой фазы. Для предотвращения или сокращения значительных потерь углеводородов не следует достигать давления в пласте ниже давления начала конденсации. Для достижения этой цели был предложен способ рециркуляции газа, получивший название «сайклинг-процесс», в будущем оказавшимся одним из наиболее эффективных способов для борьбы с потерями газа и газоконденсата в пласте.

Кратко рассмотрим основную суть данного способа. Газ, добываемый на газоконденсатных скважинах, после прохождения полной сепарации и очищения от конденсата, через нагнетательные скважины отправляется обратно в пласт. В результате чего получается непрерывная циркуляция газа и из пласта добываются только тяжелые углеводороды – конденсат, а весь сухой газ отправляется обратно, в пласт.

Рассмотрим опыт применения данного метода в России и за рубежом. В 1936 году в США Джек Вогэн (Jack Vaughan) предложил сайклинг-процесс как способ более эффективной разработки газоконденсатных месторождений. Одни из первых публикаций по технологии подготовки газа и сайклингу принадлежат Эмби Кайе [1, 2]. В работе [1] представлена схема подготовки газа, включающая аммиачные (пропановые) холодильники и технологию охлаждения газа морской водой, позволяющая увеличить выход конденсата из газа. На момент выхода публикации [2] в 1941 году, в США Наблюдалась следующая тенденция: находились в эксплуатации уже 24 сайклинг-установки, 5 проектов находились в стадии строительства, 6 проектов в стадии планирования. В 1944 г. эксплуатировалось 224 газоконденсатных месторождения и 37 установок сайклинга [6], при этом, в общей сложности, 85 млн.м³ газа в сутки (более 30 млрд.м³ в год) газа возвращалось в пласт.

Наиболее крупные проекты по реализации сайклинг-процесса на месторождениях в США кратко обобщены Моррисом Маскетом в 1949 г. в его труде [10]. Автор приводит экспресс-анализ материалов разработки четырех месторождений Техаса и Луизианы: Биг Лэйк, Ла Глория, Ла Бланка и Коттон Валлей, залегающих на глубинах от 2300 м. с начальным потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе от 75 до 440 г/м³. В книге неоднократно подчеркивается важность экономической проработки вариантов обратной закачки газа, указывается на эффективность реализации сайклинга на месторождениях. Одним из наиболее важных выводов М. Маскета

является заключение о том, что сайклинг и последующее истощение газового месторождения должны быть реализованы в течение основного срока службы месторождения (оборудования и добывающих скважин), то есть 30-40 лет.

В книге Д. Катца и др. [6], изданной в 1959 г., также говорится о весьма небольших сроках сайклинга (5-10 лет) без связей с размером месторождения. Несмотря на то, что книга была написана больше чем полвека назад, она до сих пор является основным пособием по добыче и переработке газа. Авторы обращают внимание на малый диапазон применимости низкотемпературной сепарации за счет дросселирования газа без применения абсорбентов или дополнительно охлаждения и считают этот способ получения конденсата хоть и дешевым, но менее эффективным при перепадах давления на дросселе менее чем на 105 бар.

В статье О'Дэлла и Миллера [3] кратко изложен опыт сайклинга на объекте Хедли Девон, характеристики которого напоминают ачимовские залежи Уренгоя. По данным исследований, коэффициент извлечения конденсата при разработке объекта Хэдли Девон в режиме обычного истощения составил бы 13%, в то время как ожидаемый коэффициент извлечения конденсата при сайклинге составлял 45%.

По информации, приведённой в статье [7], в 2010 году в США с использованием сайклинга разрабатывалось 26 месторождений. Объёмы обратно закачиваемого в пласты газа составляли более 16% от его добычи или около 90 млрд.м³/год.

История газоконденсатных месторождений берет свое начало с 1940-х годов. В 1944 г. М. Х. Шахназаров издает книгу «Теория и практика эксплуатации конденсатных месторождений». Это была первая книга, освещавшая опыт США по эксплуатации газоконденсатных месторождений. Автор предположил наличие газоконденсатных залежей и в СССР.

В 1955 году было открыто месторождение Карадаг, в 25 км юго-западнее Баку. Это первое месторождение, официально классифицированное, как газоконденсатное. Обратная закачка там производилась в небольшом объеме.

Следующие несколько десятилетий развитие нефтяной промышленности в России сопровождалось все новыми открытиями, поэтому сайклинг был временно забыт.

Отдельно следует отметить статью [9], в которой рассмотрены перспективы сайклинга на

одном из самых сложных объектов Уренгойского месторождения – ачимовских газоконденсатных залежах. Результаты, которые получены в статье [9], можно назвать позитивными, - использование сайклинга на месторождениях оказались экономически целесообразными и чуть менее выгодными, чем разработка с истощением. На данный момент отдельные объекты ачимовских залежей разрабатываются только на режиме истощения, а все проекты и решения по разработке залежей не предусматривают применение сайклинга.

В 1979 году выходит книга под издательством А. Г. Дурмишьяна [4]. Она посвящена вопросам геологии, генезиса, поиска, разведки и разработки газоконденсатных месторождений. Рассматриваются различные способы эксплуатации газовых систем, в том числе и сайклинг-процесс. Автор описывает проблемы потеть углеводородов в пласте на режиме естественного истощения пластовой энергии, описывает сам способ эксплуатации объектов при сайклинге.

В последние годы варианты применения процесса обратной закачки газа рассматривают для северных месторождений, удаленных от газопроводов. Строительство трубопроводов и их подключение требуют весьма существенных затрат, поэтому, при хороших характеристиках пласта и с использованием высокопроизводительных скважин экономическая целесообразность сайклинга на начальном этапе разработки вполне оправдана. Как пример можно привести Термокарстовое [7], Черничное [5]. К сожалению, окончательное решение о реализации этих проектов пока не принято.

До недавнего времени существовала надежда на развитие сайклинга в России. Причиной тому мог стать «Киотский протокол». Некоторые проекты по утилизации попутного нефтяного газа в той или иной степени могли быть профинансированы Евросоюзом. Именно эту возможность хотели использовать на Черничном месторождении [5]. Но из-за мирового кризиса и сокращения выбросов в Европе упал спрос на «покупку» выбросов, и Россия вышла из Киотских соглашений.

Из всего вышеизложенного можно сделать вывод, что применение сайклинга целесообразно только в регионах крупного потребления нефти и газа. Тем не менее, в будущем, когда количество запасов углеводородов не будет велико, можно будет говорить и о реализации этого процесса в регионах, где на данный момент это не рентабельно.

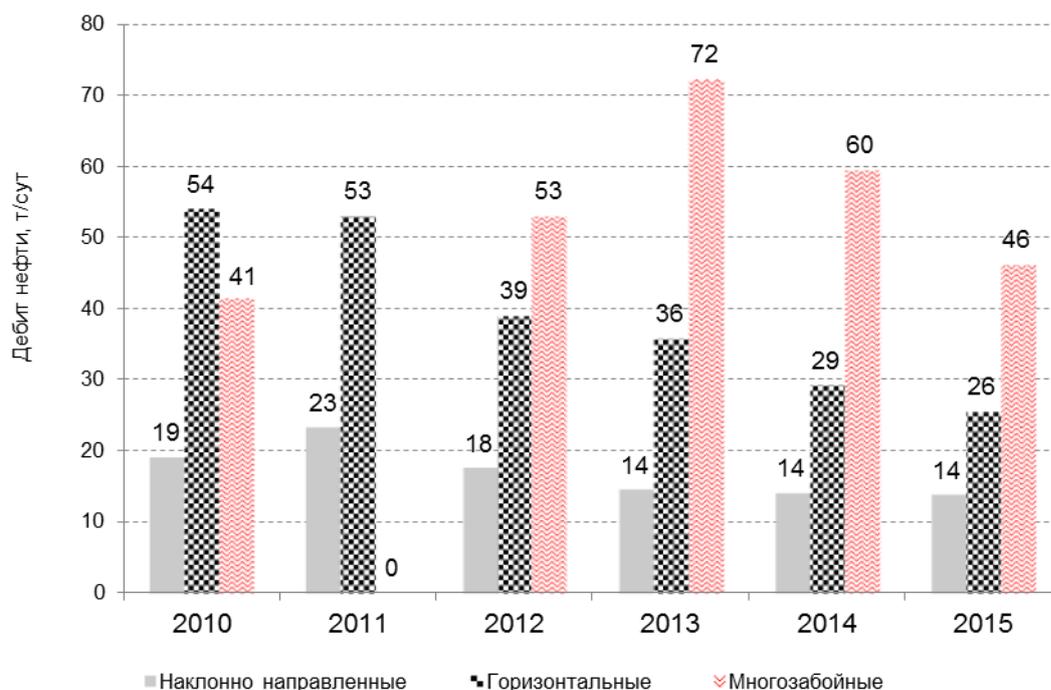


Рис. 2. Входной дебит нефти по видам скважин.

Таблица 1

Эффективность бурения МЗС в сравнении с ГС и ННС

Год	ННС		ГС		МЗС		Сравнение эффективности, кратность	
	Кол-во, шт	Qн, т/сут	Кол-во, шт	Qн, т/сут	Кол-во, шт	Qн, т/сут	МЗС/ГС	МЗС/ННС
2015	242	13,7	70	25,5	29	46,2	1,8	3,4
2014	407	13,9	112	29,2	42	59,5	2,0	4,3
2013	530	14,4	126	35,7	18	72,3	2,0	5,0
2012	497	17,5	137	39	2	53	1,4	3,0
2011	285	23,2	153	53	0	0,0	-	-
2010	431	19,0	58	54	1	41,4	0,8	2,2

В настоящее время множество нефтяных и газовых компаний использует технологию многозбойного бурения скважин. На примере одной из них рассмотрим входной дебит пробуренных скважин (рис. 2.) и эффективность многозбойной скважины в сравнении с горизонтальной и наклонно-направленной скважинами (табл. 1).

Входной дебит нефти по многозбойным скважинам выше, как показала практика, чем у ННС и даже ГС.

Литература:

1. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозбойными и горизонтальными скважинами. - Москва: Изд-во «Недра», 1969. – 192 с.
2. Исаков Р.А., Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бондаренко Л.С., Ахметшин И.К. Многозбойные скважины: области эффективного применения, технология работ и задачи планирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 9. – С. 25-26.
3. Семенов А.В. Анализ эффективности выработки запасов нефти многозбойными скважинами в условиях турнейского яруса объектов ЦДНГ № 4 // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 301-304.

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ

А.С. Чураков

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: artem.s.churakov@gmail.com

Технология строительства многозабойных скважин предусматривает бурение основного ствола и зарезки боковых стволов с последующим вводом в эксплуатацию одновременно эксплуатационных забоев основного и боковых стволов. В результате ввода в эксплуатацию нескольких эксплуатационных забоев одновременно многоствольные скважины имеют большую производительность, чем обычные скважины с одним эксплуатационным забоем.

МЗС особенно эффективны при добыче углеводородов из пластов с низкой пористостью и проницаемостью, так как при традиционной технологии строительства скважин извлечение запасов углеводородов в этих условиях может оказаться нерентабельным.

Места сочленения боковых стволов скважины с основным стволом являются особо важными элементами при строительстве МЗС [1]. В мировой практике известные компании, разрабатывающие технику и технологии в области строительства многозабойных скважин, многоствольные скважины подразделяют на различные уровни в зависимости от технологии соединения основного ствола с боковыми (классификация TAML).

МСС, имеющие сочленения основного и боковых стволов, не обеспечивающие своей герме-

тичности в интервале соединения (уровни 1, 2, 3). Многоствольные скважины, имеющие герметичные сочленения основного и боковых стволов (уровни 4, 5 и 6).

В мировой практике применяются МСС в зависимости от специфических условий залежей всех 6 уровней скважин. Системы уровней 3 и 4 оказались наиболее предпочтительными вариантами сочленений, используемых при бурении многоствольных горизонтальных скважин. Поэтому приведем третий уровень заканчивания скважин в соответствии с классификацией TAML.

Основное оборудование для строительства МЗС:

- за колонная изоляция интервала вырезки «окна» в эксплуатационной колонне по средству установки надувных за колонных пакеров «Payzone» (для колонны 178 мм выше интервала вырезки окна – опционально, для колонны-хвостовика 114 мм обязательно);
- оборудование для вырезки «окон»;
- узлы стыковки обсадной колонны основного ствола и хвостовиков боковых стволов;
- оснастка эксплуатационных хвостовиков стволов скважин без обсадных труб или фильтров.

Основой системы многозабойного заканчивания является крюк-подвеска. Крюк-подвеска – это узел механической стыковки (соединения) обсадной колонны основного ствола и хвостовика бокового ствола, обеспечивающий доступ в необходимый ствол (рис. 2).

Механическая целостность стыка (места соединения обсадной колонны и хвостовика) обеспечивается путем посадки и фиксации крюка на нижней кромке вырезанного «окна» в ЭК.

Technical Advancement of Multilaterals (TAML) Code

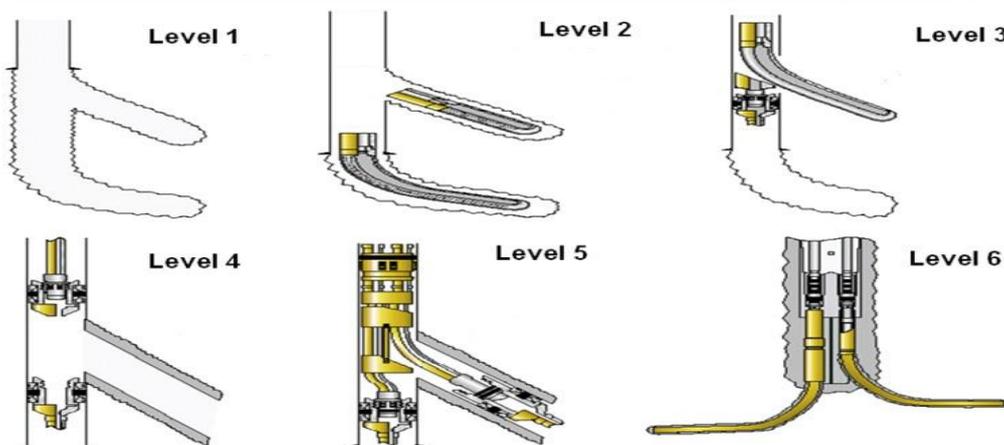


Рис. 1. Классификация TAML.

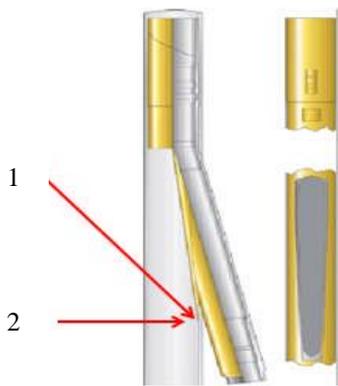


Рис. 2. Крюк-подвеска (1 – крюк, 2- крюк фиксируется за «окно» в ЭК).

Крюк-подвеска является самым верхним элементом колонны – хвостовика и в зависимости от необходимости может иметь верхнюю присоединительную резьбу для присоединения верхнего пакера хвостовика. Верхний пакер хвостовика также выполняет функцию надежной фиксации крюк-подвески от перемещения вверх и вниз.

Литература:

1. Кустышев, И.А. Реализация концепции освоения туронских залежей бурением многозбойных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 4. – С. 10-12.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЕГАЗО- КОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.С. Ушаков, Р.Ф. Шарафутдинов,
А.С. Самойлов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: samoylovas@tngg.ru

В настоящее время изучение процессов вытеснения нефти из коллекторов различными агентами является актуальным направлением исследования инструментов повышения компонентоотдачи нефтегазоконденсатных залежей.

В настоящей работе приведены особенности разработки пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения с традиционным методом поддержания пластового давления и вытеснения нефти путем закачки воды.

Наибольшее распространение при разработке нефтегазовых залежей получил режим истощения. Значительный запас упругой энергии в газовой шапке позволяет разрабатывать нефтяную залежь без затрат на поддержание пластового давления.

В качестве рабочих агентов для поддержания пластового давления в основном используют воду, сухой газ, азот и дымовые газы. Закачку воды применяют в виде [1]:

- барьерного заводнения;
- двухстороннего барьерного заводнения;
- заводнение по площадной системе.

Разработку нефтегазоконденсатных месторождений возможно вести в режиме совместной или совместно-раздельной добычи (отбора) газа, нефти и воды [2, 3]. Этот подход позволяет избежать прогрессирующих загазованности и обводненности продукции скважин, хотя газ, вода и нефть добываются одновременно.

Закачка воды обычно реализуется барьерным заводнением, которое проявляет достаточно высокую эффективность, т. к. позволяет увеличить безгазовые дебиты нефти. Барьерное заводнение наиболее эффективно в условиях краевых нефтяных оторочек. В случае подошвенных нефтяных оторочек вода может «проваливаться» в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [4].

В настоящее время применяют два основных способа газового воздействия на пласт с использованием газа высокого давления и углеводородных растворителей [5, 6]. Зачастую вытеснение нефти растворителями проводится в пластах, содержащих легкие нефти (вязкость нефти менее 3 мПа·с).

На Уренгойском месторождении при оценке наиболее рационального и эффективного варианта с поддержанием пластового давления в районе залежей 2 и 3 пласта БУ₁₁² в качестве базового использовался проектный вариант, предусматривающий разработку залежей на истощение.

Для реализации вариантов с ППД проектная равномерная сетка преобразуется в площадную обращенную семиточечную. Все варианты были просчитаны по единому темпу бурения и ввода скважин, с одинаковыми ограничениями на работу добывающих скважин.

Всего для залежей 2 и 3 пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения рассмотрено семь вариантов дальнейшей разработки с применением различных агентов для закачки: вариант 0 – разработки нефтяных частей залежей на естественном режиме разработки; вариант 1 – разработки

нефтяных частей залежей с ППД закачкой воды; вариант 2 – разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой газа (азот); вариант 3 – разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой газа (газ сепарации); варианты 4, 5, 6 – разработки нефтяных частей залежей с ППД путем организации водогазового воздействия циклической закачкой газа и воды, соотношение объемов (приведенных к пластовым условиям) воды и газа сепарации 2:1, 1:1, 1:2, соответственно, по вариантам 4, 5, 6.

Граничные условия для вариантов разработки были: расчетный период 56 лет; выбытие добывающих скважин при обводненности добываемой продукции 98%; выбытие добывающих скважин при дебите нефти менее 0,5 м³/сут; забойное давление добывающих скважин 5,5 МПа; забойное давление нагнетательных скважин 33,0 МПа.

Выводы.

В результате выполнения вычислительных экспериментов установлено, что наименьший прирост отмечается для варианта с ППД закачкой воды, где конечный КИН увеличился на 56,1%. Разработка с ППД закачкой азота позволяет увеличить конечный КИН на 5,1% по сравнению с вариантами с закачкой воды, а ППД с закачкой газа сепарации на 3,7%. Повышение КИН отмечается также в вариантах с организацией водогазового воздействия, увеличение которого, относительно варианта с ППД водой, составило 4,1, 6,0 и 9,7%, соответственно, при различных соотношениях объемов закачиваемых агентов газа сепарации и воды 1:2, 1:1 и 2:1. Прирост извлекаемых запасов в вариантах с ППД варьировал в диапазоне 55-75% в сравнение с вариантам на истощение. При сравнении вариантов с ППД наименьший прирост был получен при закачке воды.

Литература:

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
2. Закиров С.Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль», 2000. – 643 с.
3. Косачку Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. – 2006. – № 2. – С. 27-30.
4. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
5. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: «Газоил пресс», 2006. – 200 с.
6. Грайфер В.И., Лысенко В.Д. Газовое заводнение. Перспективы широкого промышленного применения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 41-43.

СТРОИТЕЛЬСТВО

CHECKING THE GEOGRAPHICAL COORDINATES VALUES OF THE GEODETIC CITY NETWORK POINTS USING SATELLITE NAVIGATORS

*Н.О. Борисов, К.С. Лебедева,
М.Н. Печерских, А.К. Смарагдина*

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

E-mail авторов: borisov_n@spbstu.ru

The spread of a unified coordinate system is one of the main tasks of geodesy. This task is implemented by creating state geodetic networks: combination of geodetic points which are fixed on the site by special centers and their coordinates are determined [4].

Reference and survey networks are geodetic basis of large-scale fieldworks. Geodetic (or polygonometry) point is fixed on the site (for example, in the ground or on the structure) and it is the carrier of coordinates that determined geodetic methods [2].

It is important to know location of such points because overall planning and leveling works are carried out with reference to the coordinates for these points [5, 6]. However, remeasurements of coordinates of polygonometry points are carried out on rare occasions [5, 6].

Goal of work: check the value of geographical coordinates of urban geodesic network points by using satellite navigators.

Objective: detect the points and collect the necessary information about them.

The map of territory with carted points of geodetic network was studied before the research work. These points were provided with their coordinates determined in the Soviet times.

Three points were selected for the investigation; two of them are located in the Polytechnic University Park. The search for a third point took a considerable amount of time as the preservation of traverse points is neglected during the construction or asphalt laying so it leads to their extinction. The extant point was found on Butlerova Street next to the Piskarevsky Park.

The determination of the polygonometric points coordinates was carried out with two GPS navigators and two mobile phones equipped with modern geolocation chips. Navigators that were utilized: Garmin eTrex 30 and Garmin GPSMAP78; mobile phones that were utilized: iPhone 5S and Samsung SM-A510F.

Table 1

Coordinates of three control points by navigator Garmin eTrex 30

	5116		5085		7501	
	N	E	N	E	N	E
1	60°00'19,74"	30°22'50,40"	60°00'20,70"	30°22'38,76"	59°59'52,02"	30°23'39,12"
2	60°00'19,26"	30°22'49,74"	60°00'21,12"	30°22'38,64"	59°59'52,20"	30°23'39,00"
3	60°00'19,26"	30°22'49,74"	60°00'21,18"	30°22'38,34"	59°59'52,08"	30°23'39,90"
4	60°00'19,44"	30°22'49,92"	60°00'21,18"	30°22'38,52"	59°59'51,96"	30°23'38,88"
5	60°00'19,20"	30°22'49,92"	60°00'21,18"	30°22'38,46"	59°59'52,08"	30°23'38,76"
6	60°00'19,44"	30°22'49,92"	60°00'21,24"	30°22'38,52"	59°59'51,84"	30°23'38,58"
7	60°00'19,50"	30°22'49,86"	60°00'21,24"	30°22'38,76"	59°59'52,56"	30°23'39,24"
8	60°00'19,20"	30°22'49,74"	60°00'21,12"	30°22'38,34"	59°59'52,02"	30°23'38,82"
9	60°00'19,32"	30°22'49,92"	60°00'21,12"	30°22'38,22"	59°59'51,90"	30°23'39,06"
10	60°00'19,44"	30°22'50,04"	60°00'20,94"	30°22'38,46"	59°59'52,08"	30°23'39,00"
\bar{x}	60°00'19,38"	30°22'49,92"	60°00'21,10"	30°22'38,50"	59°59'52,07"	30°23'39,04"
Δx	±00°00'0,12"	±00°00'0,14"	±00°00'0,12"	±00°00'0,14"	±00°00'0,14"	±00°00'0,26"

Table 2

Coordinates of three control points by navigator Garmin GPSMAP 78

	5116		5085		7501	
	N	E	N	E	N	E
1	60°00'19,74"	30°22'50,10"	60°00'21,36"	30°22'38,58"	59°59'52,08"	30°23'39,00"
2	60°00'19,86"	30°22'50,10"	60°00'21,36"	30°22'38,52"	59°59'52,14"	30°23'38,88"
3	60°00'19,68"	30°22'50,10"	60°00'21,42"	30°22'38,52"	59°59'52,08"	30°23'38,82"
4	60°00'19,62"	30°22'49,92"	60°00'21,48"	30°22'38,52"	59°59'51,96"	30°23'39,00"
5	60°00'19,62"	30°22'50,04"	60°00'21,42"	30°22'38,52"	59°59'52,02"	30°23'39,00"
6	60°00'19,74"	30°22'50,16"	60°00'21,36"	30°22'38,70"	59°59'52,02"	30°23'38,88"
7	60°00'19,68"	30°22'50,04"	60°00'21,36"	30°22'38,64"	59°59'52,14"	30°23'38,94"
8	60°00'19,68"	30°22'50,10"	60°00'21,30"	30°22'38,58"	59°59'52,14"	30°23'38,88"
9	60°00'19,56"	30°22'50,04"	60°00'21,30"	30°22'38,64"	59°59'51,90"	30°23'39,24"
10	60°00'19,50"	30°22'50,04"	60°00'21,30"	30°22'38,58"	59°59'52,02"	30°23'38,94"
\bar{x}	60°00'19,67"	30°22'50,06"	60°00'21,36"	30°22'38,58"	59°59'52,05"	30°23'38,96"
Δx	±00°00'0,07"	±00°00'0,05"	±00°00'0,04"	±00°00'0,05"	±00°00'0,06"	±00°00'0,08"

Table 3

Coordinates of three control points by iPhone 5S

	5116		5085		7501	
	N	E	N	E	N	E
\bar{x}	60°00'19,44"	30°22'49,90"	60°00'21,10"	30°22'38,65"	59°59'51,95"	30°23'38,98"
Δx	±00°00'0,07"	±00°00'0,12"	±00°00'0,02"	±00°00'0,07"	±00°00'0,08"	±00°00'0,14"

Table 4

Coordinates of three control points by Samsung SM-A510F

	5116		5085		7501	
	N	E	N	E	N	E
\bar{x}	60°00'19,67"	30°22'49,96"	60°00'21,03"	30°22'38,47"	59°59'52,20"	30°23'38,82"
Δx	±00°00'0,35"	±00°00'0,07"	±00°00'0,17"	±00°00'0,14"	±00°00'0,21"	±00°00'0,51"

The measurements were taken 10 times by each device with some time intervals for the increase of accuracy. The obtained data are presented in the ta-

bles. Solely the final results are presented for the theoretically lower-precision mobile devices.

Tables (1, 2, 3 and 4) were compiled for measurement analysis for each of the three points.

Point's numbers and their coordinates:

- 5116 60°00'19,13" N,
30°22'49,76" E
- 5085 60°00'20,97" N,
30°22'38,44" E
- 7501 59°59'51,58" N,
30°23'38,86" E

\bar{x} is an arithmetic mean for the provided measurements and Δx is an observational error calculated by next formula: $\Delta x = \sigma_x * t$, where

$$\sigma_x = \sqrt{\sum_{i=1}^{N=10} \frac{(x_i - \bar{x})^2}{N(N-1)}} \text{ is standard deviation [1], } t$$

is Student's t-test, N is a number of measurements.

Modern GPS receivers allow to define coordinates within the accuracy of ± 3 meters, even in cloudless weather and for an open ground[3]. It was calculated that there is such data for Saint Petersburg's latitudes: 30.87 meters per second longitudinally (0.30 m in 0.01"), and 15.46 meters per second latitude (0.15 m in 0.01"). The observations processing and specified measurement error were compared where upon the conclusion was drawn that findings are correct.

Results: The comparison of coordinates showed that there is difference between data gauged with the use of conventional and modern methods. The difference is from 0.07" to 0.49" latitude that complies afield to range from 1.05 m to 7.35 m; from 0.04" to 0.54" longitudinally that complies afield to range from 1.20 m to 16.20 m. The obtained values clearly show that earlier calculated data should be checked by high-precision equipment.

Conclusion: The study established that known coordinates of the local (urban) geodetic network points require being clarified using modern geoposition methods. Moreover, further research is needed in this area.

Литература:

1. Агапьев Б.Д., Козловский В.В. Практическая обработка экспериментальных данных. Учебное пособие. – СПб: Издательство Политехнического университета, 2012.
2. Косьюков Б.И. Справочное пособие по съемке городов. Издание третье. – Москва: Недра, 1986.
3. Всероссийский информационно-поисковый центр "Отечество" – URL – www.v-ipc.ru/guides/coord (дата обращения 07.10.2016)
4. Михаленко Е.Б., Беляев Н.Д., Вилькевич В.В., Загрядская Н.Н., Ковязин А.В., Кузин А.А., Олехнович Я.А., Смирнов А.А. Инженерная геодезия. Геодезические сети и их развитие: учебное пособие. – СПб.: Издательство Политехнического университета, 2016. – 79 с.
5. Инженерная геодезия. Решение основных инженерных задач на планах и картах: Учеб. пособие / Е.Б. Михален-

ко, Н.Н. Загрядская, Н.Д. Беляев и др. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2006. – 105 с.

6. Инженерная геодезия. Решение основных инженерных задач на планах и картах. Полевые геодезические работы: учеб. пособие / Е.Б. Михаленко и др. / под научн. ред. Е.Б. Михаленко. – СПб: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 178 с.

CONSTRUCTIONAL FEATURES OF SAINT PETERSBURG METRO

Н.О. Борисов, А.К. Смарагдина

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия

E-mail авторов: borisov_n@spbstu.ru

For Saint Petersburg as a big city it had always been being transport problem. Nowadays the Metro (or metropolitan in Russian) is the most claimed type of transport. Improvements and innovations in construction of underground railway are relevant for residents and guests of the city. The first objects like this were constructed at the end of the XIX century in European capitals. In Russia the metro projects were implemented only in the middle of XX century (Moscow, Leningrad). Proposed engineering solutions facilitated tense traffic situation on city's streets [2].

The main task of this research is explore fundamental difficulties which arise during laying of the underground railways, detect outstanding characteristics and find new decision and methods which could be used in practice.

After construction of Moscow Metro was completed in 30th of XX century, it was raised the issue of building underground lines in Leningrad. In 1938 Chairman of the Executive Committee of the Leningrad City Soviets of Working People's Deputies Alexei Kosygin made a proposal for the design modern underground metro. This work was started in 1941, however was interrupted and continued only in 1946. In 1955 the first stage of the Leningrad Metro was officially put into operation [1].

The first difficulties had already appeared on the design stage. «Choice of the metro laying depth determines on hydrogeological conditions and building density among the track» [2]. The city was founded by Peter the Great «on the swamp», therefore it was discovered in the study of soils that construction of underground railways in most parts of Saint Petersburg just impossible, except the opportunity to build in Cambrian clay layers (it is about 100 meters depth). Moreover, ground under Leningrad is heterogeneous and there are risks to face with groundwater

and quicksand. Also a mixture of rock and clay much obstructed construction because of need extra calculations and people's efforts for tunneling. In addition, conditions required to build metro almost only deep foundation [2].

Features of the soils were not the only difficulty. Former capital of Russian Empire was densely built up by historical importance houses. As mentioned above, it became another one problem. Many structures had already built before October Revolution and much of them needed major overhaul not only by reason of time but due to destruction of War. It was necessary to took into consideration subsidence and vibration exposure of future metro. Moreover, there was a problem to find entry point for stations. In many case there were no place for egress near projected track. Constructors had to solve complex engineering problems during building of shafts. By the way, it is specialty of Saint Petersburg Metro: you should pass a long labyrinth of crossing and escalators to reach some stations. On the surface initially separate grandiose lobby were built for station of deep foundation and were not for shallow station. Afterwards in order to save money many entries were constructed direct in buildings (in central part of the city) or just in typical ground lobby which cannot characterize especial architectural extravagances. The process of searching place for entry became reason for existence in a certain period such ghost-station as Admiralteyskaya and Obvodny Kanal (stations before and after them had already opened but here trains did not stop) [3]. Exactly local complicated hydrogeological conditions most trouble task of construction metro in Saint Petersburg.

In our opinion, there are some ways to solve problems, those mentioned above. To increase underground railways network coverage for whole city it could be used so called «premetro» - underground tram-train lines. Such technological decisions used in many European countries such as Belgium, Poland, Portugal, Germany, Austria and so on. In Saint Petersburg these lines could be shallow and laying under major highways. It allows saving cash while tunneling and easing traffic situation in the city by reducing tramways volume. These decisions will likely possible in new and emerging districts, where there are not so much big rivers and channels, because the tunnels will be slightly adapted to passage under them. Moreover, we think, that construction of radial rings which could unload central interchange node would be most appropriate.

The laying depth of tram-train lines would not be more than this characteristic of underground

crossing. As we now there many such structures in Saint Petersburg and in our opinion this project could be realized without great investment as for metro. It is cost-effective proposal for solving many of city's problems. It saves people and natural resources and the most important thing it saves money.

As the results of this article, it is possible to note next features that should be key moments in construction such structure in Petersburg:

1. There is extreme necessity to avoid overpasses, because of their completely destructive impact on streets' views;
2. Rejection from combining rail and tram ways is the best way to save both transport types speed characteristics;
3. Tunnels must be only shallow in depth, as it was mentioned above, otherwise sources spending will rapidly grow up.
4. Acceptable construction method is cut-and-cover.

In conclusion, we would like to say that world is in permanent motion and changes are amplified from year to year. What was the norm in soviet times already feasible nowadays (we mean the pace of metro construction [3]), therefore searching of alternative solutions represent promising activity in many scientific fields, including technical.

Литература:

1. Баскаков А.М. и др. Метрополитен Ленинграда-Петербурга. Страницы истории (40 лет). – СПб.: С-Петербургский метрополитен, 1995.
2. Любош Г.А. Ленинградский метрополитен имени В.И. Ленина. – Л.: Лениздат, 1980.
3. Официальный сайт Петербургского Метрополитена – URL – www.metro.spb.ru (дата обращения 08.10.16)
4. Проект Артемия Лебедева. Библиотека. Строительство метрополитенов – URL – http://www.metro.ru/library/stroitelstvo_metropolitenov (дата обращения 09.10.16)

ЭКОНОМИКА

ИНФРАСТРУКТУРА РЕГИОНА: ПОНЯТИЕ И ОСОБЕННОСТИ

Ю.А. Мещерякова

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Эффективность развития экономики региона зависит от множества факторов. При этом большую роль играет инфраструктура, направленная на создание и поддержание устойчивых экономи-

ческих связей между отдельными субъектами регионального хозяйства и обеспечение условий для жизнедеятельности населения.

Эффективным инструментом развития инфраструктуры региона является маркетинг, целью которого является создание конкурентных преимуществ региональной инфраструктуры как территориального продукта в соответствии с потребностями целевых групп потребителей посредством выявления, формирования и рационального использования потребительских качеств инфраструктуры [1].

В понятие инфраструктуры региона как территориального продукта вкладывается комплекс инфраструктурных элементов, обладающих потребительскими качествами, а также комплекс услуг по их сопровождению, способных в совокупности в той или иной степени удовлетворять нужды и потребности целевых групп потребителей в условиях осуществления процесса общественного воспроизводства, для создания и обеспечения которых она предназначена.

Основными целевыми группами потребителей инфраструктуры региона являются реальные и потенциальные жители региона, существующие и возможные инвесторы, организации бизнеса, туристы, деловые посетители, имеющие различные потребности, определяющие цель их взаимодействия с инфраструктурой территории. Население региона испытывает потребности в обеспечении комфортного проживания на данной территории, в сохранении и развитии личности, в социальной защищенности и безопасности жизнедеятельности, в возможности передвижения, информированности и др. В свою очередь, бизнес региона и инвесторы нуждаются в условиях, необходимых для процесса производства и сбыта производимых товаров и услуг, осуществления транспортно-экономических связей и передачи информации, в обеспечении безопасности деятельности на данной территории.

Под потребительскими качествами региональной инфраструктуры следует понимать ее свойства, которые определяются выполняемыми ею функциями, отвечают физическим (технологическим), функциональным, экономическим, социальным требованиям и потребностям целевых групп потребителей и необходимы для создания и обеспечения условий осуществления процесса общественного воспроизводства в регионе.

Инфраструктура региона как территориальный продукт обладает рядом специфических особенностей как создания, так и функционирования и продвижения. К числу таких особенностей от-

носятся длительный период создания, двойственный регионообразующий характер, пространственно-сетевой характер расположения инфраструктурных объектов, продолжительный срок эксплуатации, высокая капиталоемкость, комплексность и др. Важно заметить, что указанные особенности инфраструктуры не создают преимуществ для ее эффективного функционирования по сравнению с другими сферами регионального пространства (материально-ресурсной, хозяйственно-экономической и социальной) [2]. Напротив, они обуславливают сложность проблем ее развития. Поэтому решающим фактором развития инфраструктуры как территориального продукта является наличие у нее конкурентных преимуществ.

Литература:

1. Руднева Л.Н., Руденок О.В., Мещерякова Ю.А. Маркетинг инфраструктуры как составляющая маркетинга региона // Московский экономический журнал. – 2016. – № 3 // <http://qje.su/regionalnaya-ekonomika-i-razvitie/moskovskij-ekonomicheskij-zhurnal-3-2016-21/>
2. Симарова И. С., Туманова А.Ю., Руденок О. В. Современные социально-экономические процессы в оценках региональных ученых // Известия высших учебных заведений: Социология. Экономика. Политика. – 2016. – № 1 (48). – С. 44-48.

ПЕДАГОГИКА

АУДИОКНИГА НА ЗАНЯТИЯХ ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА В ВЫСШЕЙ ШКОЛЕ

М.А. Одинокая

СПБПТУ Петра Великого, г. Санкт-Петербург

E-mail автора: World.Maria@hotmail.com

В настоящий момент развитие системы образования включает в себя усиление международного сотрудничества в сфере образования, а также увеличение доли информационно - образовательных технологий, что нашло отражение в Федеральном законе «Об образовании в Российской Федерации», вступившем в силу 1 сентября 2013 года [6]. В соответствии с данными тенденциями развития возрастает и роль иностранных языков (ИЯ) в образовании. Важно отметить, что также растет и роль ИЯ в других сферах, ведь в современном мире знание ИЯ становится все более

востребованным, и зачастую является «непреклонным требованием при приеме на престижную работу и продвижении по карьерной лестнице» [2].

Несмотря на увеличение роли изучения ИЯ в высшей школе, компетенций, получаемых в процессе обучения в высшей школе в области английского языка (АЯ), не всегда оказывается достаточно для развития осознанного, прочного языкового навыка. Данное явление обусловлено тем, что у учащихся не сформирована важнейшая компетенция – умение понимать английскую речь. Содействие в развитии способности понимать английскую речь – одна из самых сложных задач для тех, кто изучает АЯ, в отличие от грамматики, данная компетенция не основывается на четких правилах. Именно поэтому, те люди, которые имеют стремление к качественному овладению ИЯ, в частности, АЯ, должны постоянно находиться в окружении «естественных носителей» данного языка, постоянно общаться с ними, по причине того, что «за отсутствием практики речевой навык теряется, знания сходят на нет.

Очевидно, что не каждый обучающийся желающий совершенствовать умение свободного общения на АЯ, имеет возможность для длительного выезда за пределы своей родной страны с целью постоянного социального контакта с «естественными носителями» языка. Нельзя отрицать существование различных программ (таких как, например, ISE (International Student Exchange)), позволяющих осуществить это, но, такой шанс предоставляется далеко не всем. В таком случае, одной из достойных замен практики с носителями языка могут стать аудиокниги.

Не только компьютеризация различных видов деятельности «призывает» общество к активному изучению ИЯ, в частности АЯ. Существует и обратная зависимость, обусловленная тем, что быстроразвивающиеся информационные технологии оказывают влияние на методику изучения ИЯ в различных школах и высших учебных заведениях. С появлением электронных носителей информации, таких как компакт-диски, карты памяти, флэш-карты, появилась возможность записи различных аудиоконпозиций на эти электронные носители с целью дальнейшего их воспроизведения на любых других устройствах. В качестве таких аудиозаписей может также являться записанный «живой голос» «естественного носителя» языка. В связи с развитием информационно-коммуникативных технологий в общую методику преподавания АЯ постепенно стали

входить такие понятия, как «аудирование» – «восприятие речи на слух и понимание ее, рецептивный вид речевой деятельности» [4]. Применение аудирования и аудиокниг в обучении ИЯ открывает новые возможности в развитии навыка восприятия на слух, а также разговорной речи, недоступные ранее.

Согласно всесторонним исследованиям британских и американских ученых, было доказано, что внедрение аудирования в процесс обучения АЯ «сокращает до 30% времени необходимого для запоминания новых слов. Данному эффекту аудирования способствуют различные факторы, наиболее значимым из которых является синхронная работа левого (отвечающего преимущественно за декодирование зрительных сигналов) и правого (фокусирующегося на восприятии аналогичных по смыслу звуков, пауз, ударений и т.п.) полушарий мозга, что позволяет увеличивать воспринимаемый объем знаний и служит вспомогательным приемом тренировки речевой памяти» [5]. Помимо этого, с психологической точки зрения, аудирование также позволяет избавить обучающего от некоторых сложностей, возникающих на начальном этапе преподавания АЯ и зародить в нем стимул для дальнейшего самостоятельного освоения учебного материала посредством прослушивания различных аудиокниг [3].

В использовании методики, включающей в себя постоянное «общение» с аудиокнигами, в процессе обучения АЯ в высшей школе важны профессиональные качества преподавателя, который обязан грамотно применять ее, ориентируясь на сильные и слабые стороны студентов. В случае, если студент ранее не изучал АЯ или имеет значительные пробелы в этой области, то наиболее правильным вариантом для преподавателя будет предложить ему интерактивные учебные материалы и пособия для начинающих, в которых подробно объясняются и рассказываются основы языка. В качестве примера можно привести «сайт http://fenglish.ru/extra-english-episodes_1, где представлен комедийный британский образовательный сериал «Extra English», предназначенный для изучения АЯ. Каждая серия содержит «обучающий момент», в котором материал объясняется с точки зрения грамматики – легко и удобно» [7]. Таким образом, обучающийся сможет восполнить для себя эти самые пробелы и приобрести базовые навыки владения ИЯ.

На начальном этапе работы с обучающимися преподаватель может использовать аудиокниги, к которым прилагаются печатный вариант текста и

подстрочный перевод. В качестве таких текстов могут выступать небольшие диалоги двух или более персонажей, обсуждающих что-нибудь между собой в неформальной или, наоборот, в формальной обстановке, а также рассказы, которые могут подлежать обсуждению после прослушивания. В дальнейшем преподаватель может постепенно переходить на более сложные произведения, выбирая какие-нибудь повести или романы, где язык повествования уже становится более сложным, но при этом достаточно красивым и изящным. Такая работа с текстом повышает уровень заинтересованности обучающихся, а также способствует лучшему запоминанию лексики, что является наиболее важным критерием для обучающегося в процессе изучения АЯ. Для развития компетенций студентов каждое прослушанное произведение может обсуждаться вместе с преподавателем – студенты должны выражать свои эмоции и впечатления от прочитанного, в том числе приводя соответствующие цитаты из произведений, постоянно формируя и укрепляя свой речевой аппарат. В вышеперечисленном и заключается основная суть так называемой методики активного слушания.

В условиях высшей школы прослушивание всего романа или повести в аудитории является невозможным по причине ограниченности времени одного занятия. Несмотря на это, «избранные отрывки из ключевых произведений, наиболее важные для сюжета, диалоги и монологи героев» [1], прослушивание и дальнейшее обсуждение которых займет не более двадцати минут от занятия, должны быть обязательно задействованы в процессе обучения. Прослушивание и обсуждение оставшейся же части произведения можно давать в качестве самостоятельного задания во внеучебное время, но важно осознавать то, что если обучающийся не будет заинтересован в основном сюжете, то самостоятельное задание, предложенное преподавателем, будет игнорироваться, что указывает на то, что еще одним важным аспектом процесса аудирования является сознательный выбор преподавателем тех или иных произведений.

Под правильным выбором произведений подразумевается то, что преподаватель сможет найти такое, в котором, например, ярко отражены темы и идеи, являющиеся наиболее близкими для студентов высшей школы – именно в том случае такие произведения находят отклик у обучающихся в силу так называемого возникающего чувства особой сопричастности. Такие тексты наверняка могут быть найдены среди творений

современной литературы. Именно содержание произведения, которое включает в себе проблематику, близкую для обучающихся АЯ, сможет сформировать в них стремление к как можно скорейшему прослушиванию всего произведения и обсуждению его вместе со своими соратниками.

Подводя итог, можно сказать то, что основная идея применения аудирования на занятиях АЯ в высшей школе заключается в том, чтобы зародить в обучающихся стремление к дальнейшему более углубленному самостоятельному изучению языка посредством прослушивания и обсуждения различных аудиокниг, что позволит грамотно развить их речевой аппарат, расширить словарный запас, значительно улучшить произношение и дикцию, а также повысить речевую готовность к свободному высказыванию своих собственных мыслей и соображений по определенной тематике на АЯ.

Литература:

1. Гусейханова З.С. Применение современных мультимедийных и коммуникационных технологий в процессе преподавания домашнего чтения на старших курсах языковых вузов // Современные проблемы науки и образования. – Пенза: Издательский Дом "Академия Естественная". – 2012. – № 6. – С. 391.
2. Егорова О.С., Холод Н.И. Аудиокниги как эффективное средство формирования готовности студентов к межкультурной коммуникации [Электронный ресурс]. URL: yspu.org/images/7/7a/KholodNI_%D0%95gorovaOS.pdf (дата обращения: 06.10.2016).
3. Игнаткина И.В., Романова А. Роль самостоятельной работы студентов неязыкового ВУЗа при обучении иностранному языку // Научный альманах. Тамбов: Консалтинговая компания Юком. – 2016. – № 5-2 (19). – С. 150.
4. Курских О.В. Роль аудиокниги в обучении иностранному языку // Воспитание и обучение: теория, методика и практика. Сборник материалов IV Международной научно-практической конференции. – Чебоксары: "Центр научного сотрудничества "Интерактив плюс", 2016. – С. 262-264.
5. Травникова Г. В. Аудиокниги, как средство изучения английского языка // Научный журнал «Апробация». – Махачкала: Общество с ограниченной ответственностью "Апробация", 2015. – № 1 (28). – С. 68-70.
6. Федеральный закон от 29 декабря 2012 г. N 273-ФЗ "Об образовании в Российской Федерации" [Электронный ресурс]. URL: минобрнауки.рф/документы/2974 (дата обращения: 06.10.2016).
7. Фоменко О.С., Янкина Е.В. Аудирование как фактор успешного обучения иностранному языку в вузе (на материале английского языка) // Известия ВолгГТУ. – Волгоград: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Волгоградский государственный технический университет», 2013. – № 13 (116). – С. 143-145.

ФОРМЕННАЯ ОДЕЖДА КАК КОМПОНЕНТ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ИДЕНТИЧНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКОГО ГОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА)

С.И. Сорокин Т.А. Иващенко

Санкт-Петербургский ГУ, г. Санкт-Петербург

E-mail авторов: serg_sorokin-48@mail.ru

В наше время трудно найти организацию с хорошей репутацией, не имеющую собственного фирменного стиля. Существует правило: «Если хотите добиться успеха, одевайтесь как преуспевающий человек». Это правило играет существенную роль в построении успешной карьеры и грамотного выстраивания организационных коммуникаций. Хорошо известно, что персональный имидж – это большая работа с формой, с внешним обликом человека, но, если нет понимания того, что основой построения персонального имиджа является, прежде всего, изменение представления человека о самом себе, или нет понимания, какое значение имеет репутация для достижения устойчивого и эффективного имиджа, то все усилия будут потрачены впустую.

Однако имидж начинается с внешности, а в организационной культуре внешнему виду придается достаточно большое значение. Мода входит сюда не столь стремительно, как в мир светской жизни, поэтому деловой костюм всегда немного консервативен. Форменная одежда регламентируется целым рядом принципов и норм, которые необходимо знать и неукоснительно выполнять.

Особым знаком отличия СПбГУ от других российских университетов была и есть форменная одежда. Она олицетворяет связь времен, исторических традиций и профессиональных отношений, единение и сплоченность «горняцкого братства». Именно поэтому студентов горного университета без труда можно отличить от студентов других ВУЗов.

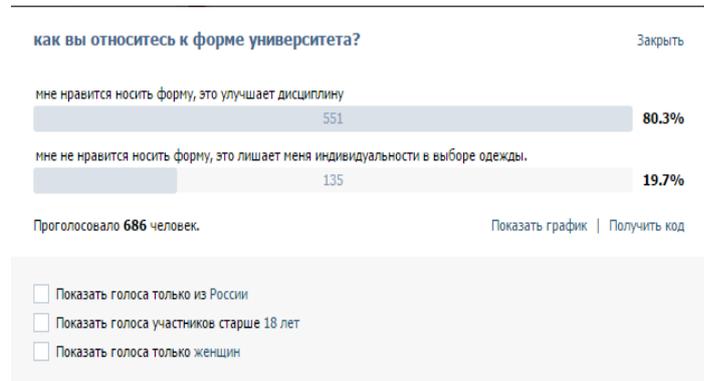
Форма – своеобразная визитная карточка учебного заведения. Введение единой формы для студентов в качестве их обязательной повседневной одежды во время нахождения в университете и на официальных мероприятиях вне университета, безусловно, повышает имидж самого высшего учебного заведения и укрепляет его позицию в различных рейтингах вузов. Официальный стиль одежды сможет настроить студента исключительно на рабочий лад и максимально адаптиро-

вать к взрослой жизни. Ведь в рабочие будни человек одевает не то, чего желает его душа, а исключительно то, что диктует устав организации.

Какие же плюсы единой форменной одежды можно отметить? Прежде всего, основная мысль введения формы – это создание рабочей атмосферы во время учебного процесса и повышение дисциплины, соблюдение санитарно - гигиенических норм, воспитание у студентов эстетического вкуса, культуры одежды, формирование чувства корпоративной принадлежности, уважения к традициям университета. Введение единой форменной одежды в учебном заведении, несомненно, является актуальной мерой устранения признаков социального, имущественного и религиозного различия между студентами.

С другой стороны существует мнение, что форменная одежда ограничивает свободу самовыражения личности, лишает ее индивидуальности. Поскольку в международной конвенции по правам человека сказано, что каждый имеет право выражать свою индивидуальность так, как это ему угодно. Встречается такое утверждение, что требование ношения форменной одежды, само по себе, есть форма насилия над личностью; обязательность строгого соблюдения формы одежды может при желании произвольно толковаться административными работниками, и использоваться для безосновательного преследования неугодных студентов. Тем не менее, исходя из указанных обстоятельств, плюсы преобладают над минусами, и мы с уверенностью можем предположить, что введение в каждом вузе единой форменной одежды положительно скажется на его имидже.

Для того, чтобы выяснить, как студенты горного университета относятся к этой проблеме, мы провели опрос в социальной сети. Был задан вопрос, содержащий два варианта ответа. Для подтверждения положительного характера опроса, в данной публикации приведён скриншот (изображение того, что отображается на экране компьютера).



В нашем опросе приняло участие 686 студентов, обучающихся в горном университете. 551 человек проголосовал за первый вариант ответа, «Мне нравится носить форму, это улучшает дисциплину», что составляет 80,3% голосовавших. Против – проголосовали 135 человек, что составило 19,7% из всех принявших участие в опросе студентов.

Проведенный опрос показал, что большинство его участников положительно относятся к форменной одежде как компоненту профессиональной идентичности и готовы сознательно и ответственно выполнять обязанности, прописанные в уставе вуза. Они признают, что принятый в вузе дресс-код способствует выработке у студентов и преподавателей ощущения корпоративной общности, коллективизма, а также побуждает к конструктивному деловому общению.

Один из секретов элегантности костюма – это его удобство, возможность чувствовать себя в нем спокойно и комфортно. Однако главное придерживаться не столько моды, сколько определенного уровня – одеваться так, чтобы не уронить свой престиж и престиж своего вуза. Никакие профессиональные и индивидуальные достоинства человека не могут оправдать невнимание к вопросам личной гигиены, неопрятность и небрежность в одежде. Старая пословица «По одежке встречают, по уму провожают» актуальна и сегодня.

МЕДИЦИНА

ВЛИЯНИЕ ЭКЗОМЕТАБОЛИТОВ ЛАКТО- И БИФИДОБАКТЕРИЙ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА

Е.П. Зотова, Т.И. Трифанова

Тюменский ГМУ, г. Тюмень

Научный руководитель: д.б.н., доц. Т.Х. Тимохина

Нормальное функционирование человеческого организма зависит от многих биологических, генетически детерминированных факторов, а также тесно связано с влиянием внешних психологических, социально-экономических и экологических факторов. Важным звеном между макроорганизмом и внешней средой являются микробиологические объекты, составляющие экзо- и эндогенную микробиоту. Таким образом, микро-

биота – это эволюционно сложившаяся совокупность микроорганизмов, населяющих организм человека, со множеством установившихся взаимосвязей [12, 13, 26]. Основными представителями микробиоты человека являются лакто- и бифидобактерии [15].

Лактобактерии (*Lactobacillus*) – это род молочнокислых грамположительных бактерий, непатогенные микроаэрофилы, обладающие высокой ферментативной активностью [11]. На данный момент род *Lactobacillus* насчитывает более 130 видов [11]. *Lactobacillus* выделяют ряд биологически активных веществ (БАВ): лизоцим, молочная кислота, а также бактериоцины такие как лактобревин, лактоцины В, F, J, М, плантарицин и другие. За счет выделения БАВ происходит угнетение роста гнилостной микробиоты и условно-патогенных микроорганизмов (УПМ) [4, 6, 10]. Лактобактерии обладают способностью активировать клеточный иммунитет и подавлять продукцию иммуноглобулина Е (Ig E) [18]. А также опосредованно стимулирует выработку IgA [9, 16]. Например, *Lactobacillus casei* является активным индуктором продукции интерлейкина-6 (ИЛ-6), ИЛ-12, фактора некроза опухоли альфа (ФНО- α), помимо этого выделяют онкомаркеры [16]. *Lactobacillus reuteri* слабо активируют продукцию ИЛ-12, вызывают снижение секреции цитокинов и онко-маркеров. В свою очередь, ингибирование бактерий *Lactobacillus rhamnosus* с лимфоцитами периферической крови приводит к снижению выброса провоспалительных цитокинов (ФНО- α , ИЛ-2 и др.) и повышению уровня регулирующих цитокинов (трансформирующего фактора роста бета и ИЛ-10) [23].

Бифидобактерии (*Bifidobacterium*) – род грамположительных анаэробных бактерий, являются непатогенными и также как лактобактерии обладают высокой ферментативной активностью. Бифидобактерии в процессе жизнедеятельности вырабатывают ряд органических кислот: уксусная, молочная, муравьиная и янтарная. Бифидобактерии синтезируют аминокислоты, белки, витамины (тиамин, рибофлавин, пиридоксин, фолиевая кислота, цианокобаламин), никотиновую кислоту. Бифидобактерии (как и лактобактерии), контактируя с энтероцитами, стимулируют механизмы защиты организма человека, в том числе увеличение скорости регенерации слизистой оболочки, активируют клеточный иммунитет, а также синтез лизоцима, интерферонов и цитокинов Е

[9]. В ходе научных исследований было выявлено существование видоспецифичных экзометаболитов. Помимо молочной кислоты *Bifidobacteria* и *Lactobacilli* продуцируют *in vitro* фенилмолочную и *p*-гидроксифенил-молочную кислоты. Данные результаты были получены путем анализа методом газовой хроматографии и масс - спектрометрии [21, 22]. Также обнаружено, что низкомолекулярные экзометаболиты бактерий участвуют в регуляции межвидовых взаимоотношений: стимулируют рост симбиотических бактерий, способствуют вытеснению штаммов, являющихся чужими для определенного микробиоценоза. А значит, оказывают положительное влияние на хозяина и способствует сохранению собственной экологической ниши [29]. Недавно группой японских ученых были обнаружены рецепторы в клетках эпителия кишечника человека, которые проявляли высокую специфичность к различным низкомолекулярным кислотам, в том числе являющихся продуцентами анаэробных микроорганизмов [28]. К ним относятся SCFA-рецепторы, при этом около 60% из них являются рецепторами к молочной кислоте. Ведутся исследования об определении значения данных рецепторов в регуляции энергетического баланса организма путем подачи сигналов голода и сытости [28]. В настоящее время проводятся исследования о влиянии низкомолекулярных кислот на продукцию активных форм кислорода митохондриями и нейтрофилами. В ряде работ была описана способность молочнокислых бактерий подавлять процессы перекисного окисления липидов микросом и липопротеидов низкой плотности, захватывать свободные радикалы, усиливать экспрессию генов ферментов антиоксидантной защиты в различных тканях и повышать антиоксидантную емкость последних [15, 20, 24, 25, 29]. В результате чего снижается разрушение окружающих тканей при воспалительных процессах [21].

На основе ферментативной активности лакто – и бифидобактерий в конце XX века были получены пробиотики. Пробиотики – это живые микроорганизмы (молочнокислые бактерии, чаще бифидо – или лактобактерии, иногда дрожжи), относятся к нормальным обитателям кишечника здорового человека. Большое внимание к пробиотическим препаратам вызвано тем, что стойкое развитие антибиотикорезистентности у гнилостной микробиоты и УПМ, делает антибиотикотерапию малоэффективной, а также влечет за собой

нарушение нормальной микробиоты организма человека [9, 14]. Механизм действия пробиотиков заключается в том, что пробиотические микроорганизмы создают неблагоприятную кислотность среды для размножения гнилостной микробиоты и УПМ [9]. Микроорганизмы, входящие в состав пробиотиков, не патогенны, не токсичны, содержатся в достаточном количестве, сохраняют жизнеспособность при прохождении через ЖКТ и при хранении [7, 8, 17]. Однако в настоящее время наиболее перспективными являются метаболитные пробиотики или метабиотики – биологически активные бактериальные метаболиты. Метаболиты, продуцируемые разными видами микроорганизмов, оказывают стимулирующее действие на бактерии нормофлоры, проявляют противомикробное, иммуномодулирующее и ряд других действий [5, 23]. Так, например, при экспериментальном иммунодефиците, индуцированном циклофосфамидом, метабиотик, полученных из низкомолекулярных экзометаболитов бактерий, оказывает общее иммуностимулирующее действие на костный мозг и селезенку, повышает фагоцитарную активность клеток моноцитарно – макрофагальной системы и гуморального звена иммунитета [17]. Следовательно, препараты, изготовленные из молочнокислых бактерий, являются безопасными, но имеются данные о редких случаях возникновения инфекционного процесса, как правило, у лиц с вторичным иммунодефицитом [1-3, 18, 19].

Таким образом, подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод, что в XXI веке на смену антибиотиков приходят пробиотики. Живые препараты, полученные из резидентной микробиоты человека и их экзометаболитов. В литературе влияние экзометаболитов лакто – и бифидобактерий на организм человека изучается в условиях *in vitro* на биологических моделях и практически не изучено *in vivo*, что представляет большой научный интерес.

Литература:

1. Белобородова Н.В. Дискуссия о бактериемии и сепсисе // Антибиотики и химиотерапия. – 2002. – № 8. – С. 20-28.
2. Глушанова Н.А. Биологические свойства лактобацилл // Бюллетень сибирской медицины. – 2003. – № 4. – С. 50-58.
3. Доронин А.Ф., Шендеров Б.А. Функциональное питание. – М.: Грантъ, 2002. – 296 с.

4. Ершова И.Б., Гаврыш Л.И., Кунегина Е.Н. и др. Значение лактобактерий в организме человека и тактика правильного выбора эубиотиков // *Новости медицины и фармации.* – 2007. – № 17. – С. 20-21.
5. Каннер Е.В., Максимов М.Л., Горелова Е.А., Петров В.А. Современные подходы к коррекции микробиома кишечника у детей при проведении антибактериальной терапии // *Медицинский совет.* – 2016. – № 1. – С. 102-106.
6. Кафарская Л.И., Инжеваткина С.М., Володин Н.Н. Терапевтический потенциал пробиотиков: оптимизация иммунного ответа и восстановление экосистемы кишечника // *Вопросы детской диетологии.* – 2005. – Том 3, № 1. – С. 72-75.
7. Каширская Н.Ю. Значение пробиотиков и пребиотиков в регуляции кишечной микрофлоры // *РМЖ.* – 2000. – № 8 (13-14). – С. 572-575.
8. Коршунов В.М., Володин В.В., Ефимов Б.А. Дисбактериозы кишечника // *Детская больница.* – 2000. – № 1. – С. 66-74.
9. Кузьменко В.В., Кочерова Е.В., Кочеров А.А., Семенов Б.В., Натаров А.А. Функция микрофлоры кишечника и ее участие в регуляции иммунных процессов организма человека (обзор литературы) // *Научно – медицинский вестник центрального Черноземья.* – 2008. – № 34. – С. 107-115.
10. Ленцнер А.А., Ленцнер Х.П., Микельсаар М.Э. и др. Лактофлора и колонизационная резистентность // *Антибиотики и химиотерапия.* – 1987. – № 3. – С. 173-177.
11. Новокшенов А.А., Соколова Н.В. Физиологические функции лактобактерий в организме и эффективность их применения в составе пробиотиков в педиатрической практике // *Эффективная фармакотерапия.* – 2012. – № 53. – С. 52-57.
12. Першина Е.В. Молекулярная идентификация микробиомов // *Сельскохозяйственная биология.* – 2013. – № 4. – С. 76-87.
13. Потаскурина – Нестерова Н.И., Фалова О.Е., Немцова И.С., Онищенко Н.С. Микробиота кожи в норме и при патологии. Монография. – М, 2014. – 113 с.
14. Пушкарев А.М. Профилактика и лечение гнойно-воспалительных осложнений у урологических больных средствами микробного антагонизма и иммунологической коррекции: Автореф. дис. ... д.м.н. – М, 2007. – 58 с.
15. Ускова М.А. Изучение свойств пробиотических молочнокислых бактерий как биологически активных компонентов пищи: Дисс. ... к.б.н. – Москва, 2010. – 178 с.
16. Хромова С.С., Савина М.И., Ефимов Б.А. и др. Микрофлора кишечника и механизмы иммунорегуляции // *Вопросы детской диетологии.* – 2005. – Том 3, № 1. – С. 92-96.
17. Чистохина Л.П. Иммунобиологическая характеристика препарата "Микростим" на основе метаболитов лактобактерий: Дисс. ... к.м.н. – М, 2004. – 164 с.
18. Шендеров Б.А. Медицинская микробная экология и функциональное питание // *Грантъ.* – 1998. – Том 2. – С. 416.
19. Шендеров Б.А. Микрофлора человека и животных и ее функции // *Медицинская и микробная экология и функциональное питание.* – 1998. – Том 1. – С. 110-142.
20. Baek S.-H., Park M., Suh J.-H. et al. // *Biosci. Biotechnol. Biochem.* – 2008. – Vol. 72. – P. 1176-1182.
21. Beloborodova N.V., Bairamov I.T., Olenin A.Y., Khabib O.N., Fedotchev N.I. Anaerobic Microorganisms from Human Microbiota Produce Species-Specific Exometabolites Important in Health and Disease // *Global Journal of Pathology and Microbiology.* – 2015. – Vol. 6. – P. 43-53.
22. Beloborodova Natalia et al. Effect of Phenolic Acids of Microbial Origin on Production of Reactive Oxygen Species in Mitochondria and Neutrophils // *Journal of Biomedical Science.* – 2012. – Vol. 3. – P. 89.
23. Kekkonen R.A., Lummela N., Karjalainen H. et al. Probiotic intervention has strain-specific anti-inflammatory effects in healthy adults // *World J. Gastroenterol.* – 2008. – Vol. 14, № 13. – P. 2029–2036.
24. Ley R.E., Turnbaugh P.J., Klein S. et al. Microbial ecology: human gut microbes associated with obesity // *Nature.* – 2006. – Vol. 444 (7122). – P. 1022-1023.
25. Meyer A.L., Micksche M., Herbacek I. et al. Daily intake of probiotic as well as conventional yogurt has a stimulating effect on cellular immunity in young healthy women // *Ann. Nutr. Metab.* – 2006. – Vol. 50, № 3. – P. 282-289.
26. Oh J., Byrd A.L., Deming C., Conlan S. NISC Comparative Sequencing Program, Kong H.H., Serge J.A. Biogeography and individuality shape function in the human skin metagenome // *Nature.* – 2014. – № 514 (7520). – P. 59-64.
27. Peran L., Camuesco D., Comalada M. et al. *Lactobacillus fermentum*, a probiotic capable to release glutathione, prevents colonic inflammation in the TNBS model of rat colitis // *Int. J. Colorectal Dis.* – 2006. – Vol. 21, № 8. – P. 737-746.
28. Tazoe H., Otomo Y., Kaji I., Tanaka R., Karaki S.I., Kuwahara A.J. Roles of short-chain fatty acids receptors, GPR41 and GPR43 on colonic functions // *Physiol Pharmacol.* – 2008. – № 2. – P. 251-262.
29. Vakhitov T.Y., Petrov L.N. Regulatory functions of bacterial exometabolites // *Microbiology.* – 2006. – № 75. – С. 415.

ВЗАИМОСВЯЗЬ СИСТЕМЫ АНТИРАДИКАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ С СОСТОЯНИЕМ ЭМОЦИОНАЛЬНОЙ СФЕРЫ БОЛЬНЫХ РАССЕЯНЫМ СКЛЕРОЗОМ

А.И. Рейхерт, О.А. Кичерова, А.А. Соколова

Тюменский ГМУ, г. Тюмень, Россия

Изучены изменения в эмоционально-личностной сфере при различных вариантах течения рассеянного склероза во взаимосвязи с уровнем оксида азота, кальция и активностью супероксиддисмутазы.

Ключевые слова: рассеянный склероз, оксид азота, кальций, супероксиддисмутаза, изменения в эмоциональной сфере.

В настоящее время известно, что патогенез рассеянного склероза (РС) складывается из комплекса иммунопатологических и патохимических реакций. В патохимическом комплексе центральное место отводится угнетению антиоксидантных систем [1-4].

Открытие свойств оксида азота (NO*) – нейротрансмиттера и нейротоксина – позволило предположить его роль в гибели олигодендроцитов при демиелинизирующем процессе [6-10]. В связи с этим вполне закономерно участие оксида азота в реализации клинических проявлений при рассеянном склерозе.

NO* вступает в реакцию с супероксидным анион-радикалом с образованием пероксинитрита. Пероксинитрит вызывает деградацию белков, блокирует ряд нейрональных рецепторов, инактивирует фермент супероксиддисмутаза (СОД), что ведет к усилению свободнорадикального окисления и гибели клетки. Интенсивность синтеза оксида азота увеличивается при увеличении концентрации внутриклеточного кальция.

Таким образом, изучение роли оксида азота во взаимосвязи с уровнем кальция и активностью супероксиддисмутазы в патогенезе рассеянного склероза представляет несомненный интерес.

Цель исследования: изучить особенности клинических эмоционально-личностных изменений при рассеянном склерозе во взаимосвязи с активностью супероксиддисмутазы и содержанием нитритов и кальция в эритроцитах для детализации отдельных звеньев патогенеза данного заболевания.

Материал и методы. Обследовано 60 больных с различными формами РС (табл. 1). У всех больных был изучен неврологический статус, данные МРТ головного и спинного мозга. Исследованы уровень тревожности по шкале Спилбергера-Ханина, уровень депрессии по шкале Бэка, особенности личности с помощью теста Mini-Mult (сокращенный вариант MMPI) [5, 11].

Результаты и обсуждение.

При исследовании общего интеллекта дефицит различной степени выявлен у 21,7% больных рассеянным склерозом, более 2/3 из них имеют легкие интеллектуальные нарушения, соответствующие сниженной норме.

При обследовании больных РС с помощью шкалы депрессии Бэка нами установлены депрессивные нарушения у 50% обследованных. Согласно данным, представленным в таблице 1, наибольшее число депрессивных нарушений выявлено у больных ВПРС (71,4%), наименьшее – у больных РРС (31,8%). В структуре депрессивных нарушений у больных вторично-прогредиентным РС и первично-прогредиентным РС преобладает легкая депрессия. У больных ремитирующей формой РС тяжелая и легкая степень депрессии отмечены с одинаковой частотой (13,6%).

Оценку уровня тревожности мы проводили по шкале Спилбергера-Ханина (табл. 2). Из данных таблицы 2 следует, что тревожные нарушения различной степени характерны для всех обследованных нами больных рассеянным склерозом. Высокий уровень тревоги преобладает при всех вариантах течения рассеянного склероза. Низкий уровень тревожности выявлен всего у 3,3% больных.

Таблица 1

Зависимость степени депрессии от варианта течения РС

Степень депрессии	РРС, n=22		ВПРС, n=21		ППРС, n=17		Итого, n=60	
	n	%	n	%	n	%	n	%
Легкая	3	13,6	9	42,9	4	23,5	16	26,7
Умеренная	1	4,5	1	4,8	3	17,6	5	8,3
Тяжелая	3	13,6	5	23,8	1	5,9	9	15,0
Всего:	7	31,8	15	71,4	8	47,1	30	50,0
Норма	15	68,2	6	28,6	9	52,9	30	50,0

Таблица 2

Зависимость уровня тревожности от варианта течения рассеянного склероза

Уровень тревожности	РРС, n=22		ВПРС, n=21		ППРС, n=17		Итого, n=60	
	n	%	n	%	n	%	n	%
Низкий	1	4,5	-	-	1	5,9	2	3,3
Средний	6	27,3	2	9,5	6	35,3	14	23,3
Высокий	15	68,2	19	90,5	10	58,8	44	73,3
Всего:	22	100,0	21	100,0	17	100,0	60	100,0

Согласно проведенным нами исследованиям с помощью теста Mini-Mult наиболее частыми личностными изменениями являются: ипохондрия (65%) психастения (48,3%), депрессия (46,7%) и истерия (31,7%). Наиболее редко у больных рассеянным склерозом отмечена гипомания (1,7%), а психопатии и эйфории не выявлены.

На основании данных, полученных при проведении тестов, отражающих состояние эмоционально-личностной сферы можно сделать следующее заключение: для больных рассеянным склерозом характерны депрессивные, тревожные, ипохондрические и психастенические расстройства и не характерна эйфория. В структуре депрессивных расстройств при всех вариантах течения преобладает легкий уровень депрессии, в структуре тревожных расстройств – высокий уровень тревоги.

В группе больных вторично-прогредиентным рассеянным склерозом наиболее часто установлены депрессия, тревога, ипохондрия и истерия. В этой группе больных РС не было ни одного пациента со склонностью к эйфории. Также, согласно вышеизложенному, при ВПРС наиболее выраженные когнитивные нарушения.

В группе больных ремиттирующим рассеянным склерозом, в отличие от ВПРС, депрессия, тревога, ипохондрия и истерия выявлены наиболее редко. В этой группе наибольшее число больных со склонностью к эйфории. Частота и выраженность эмоционально-личностных изменений у больных первично-прогредиентным РС занимает промежуточное положение между РРС и ВПРС.

Таким образом, вторично-прогредиентное течение рассеянного склероза сопровождается наиболее выраженными нарушениями в эмоционально-личностной сфере по сравнению с больными ремиттирующим и первично - прогредиентным течением РС.

Наряду с анализом эмоционально - личностных изменений у больных рассеянным склерозом,

нами проанализировано содержание нитритов, кальция и активности СОД в эритроцитах обследованных больных РС.

Установлено повышение содержания нитритов в эритроцитах больных РС по сравнению с контрольной группой (табл. 3).

Таблица 3

Показатели уровня нитритов в эритроцитах здоровых и больных РС (M±m)

Показатель	Группы	
	У здоровых, n=20	У больных РС, n=20
Нитриты, нмоль/мл	6,63±0,91	8,18±1,14*

Примечание: * – достоверность статистических различий между показателями у здоровых и больных (p=0,05)

Установлено повышение содержания кальция и снижение активности СОД в эритроцитах больных РС по сравнению с контрольной группой.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что в реализации пускового механизма перекисидации липидов нитриты и кальций играют значительную роль: увеличение концентрации ионов кальция ведет к активации NO-синтаз и выработке избыточных количеств оксида азота. Оксид азота в этой ситуации оказывает прямое апоптогенное действие, а также запускает каскад перекисидации липидов мембран с образованием токсичного для клеток пероксинитрита.

Снижение активности СОД свидетельствует о том, что при рассеянном склерозе система антиоксидантной защиты испытывает определенное напряжение. Низкий уровень СОД при РС является результатом ее активного потребления в условиях оксидантного стресса. Известно, что под действием пероксинитрита происходит инактивация СОД, что также может являться значимым фактором в патогенезе рассеянного склероза.

Патогенетическая значимость выявленных изменений в полной мере подтверждается результатами корреляционного математического анализа. Мы установили статистически достоверную отрицательную корреляционную зависимость тяжести клинических проявлений рассеянного склероза и активности фермента антиоксидантной защиты – супероксиддисмутазы ($r_{xy} = -0,493$) и положительную корреляционную математическую связь тяжести клинических проявлений и накопления нитритов ($r_{xy} = 0,568$) и кальция ($r_{xy} = 0,426$).

Таким образом, нами установлено, что изученные нами биохимические параметры значимы в патогенезе РС, и имеют определяющее значение в его тяжести.

Поскольку, проведенные нами психометрические исследования позволили установить, что депрессивные нарушения характерны только для части обследованных нами больных РС, мы изучили особенности изменения биохимических параметров (СОД, кальций, нитриты) в зависимости от наличия или отсутствия депрессии у больных РС. Для этого все больные РС были нами разделены на две группы: группа больных РС с депрессивными нарушениями и группа больных РС без депрессивных нарушений.

Нами установлено, что активность СОД и содержание кальция в эритроцитах больных РС не имеют различия в группах больных с депрессивными и без депрессивных нарушений.

В то же время анализ содержания нитритов показал, что в группе больных с депрессивными нарушениями уровень нитритов достоверно выше, чем в группе больных без депрессивных нарушений. Следовательно, количество нитритов в эритроцитах взаимосвязано с наличием депрессивных расстройств.

Таким образом, проведенные в настоящей работе клинические, психометрические и биохимические исследования позволили провести новые параллели между биохимическими изменениями и нарушениями в эмоционально - личностной сфере у больных рассеянным склерозом и установить роль оксида азота в формировании депрессивных нарушений при рассеянном склерозе.

Выводы:

1. Установлено, что депрессия (50% наблюдений) и тревожность (100%) характерны для РС, а их частота и тяжесть определяются вариантом течения заболевания: частота и тяжесть депрессии наибольшая при ВПРС и наименьшая при

РРС. Установлено, что эйфория не характерна для рассеянного склероза.

2. Установлено и подтверждено корреляционным математическим анализом, что тяжесть клинических проявлений РС положительно коррелирует с содержанием нитритов и кальция, отрицательно коррелирует с активностью СОД в эритроцитах больных РС.

3. Установлена взаимосвязь уровня нитритов в эритроцитах больных РС с изменениями в эмоционально-личностной сфере: депрессивным нарушениям соответствует более высокий уровень нитритов в эритроцитах больных РС.

Литература:

1. Быченко С.М., Кичерова О.А., Маркина О.Л. Роль нарушений метаболизма в механизмах формирования демиелинизирующего процесса при рассеянном склерозе // Медицинская наука и образование Урала. – 2012. – Том 13, № 1. – С. 15-18.
2. Быченко С.М., Кичерова О.А., Рейхерт Л.И. Роль антиоксидантной системы в патогенезе рассеянного склероза // Медицинская наука и образование Урала. – 2011. – Том 12, № 3-1. – С. 151-153.
3. Вейн А.М., Вознесенская Т.Г., Голубев В.Л. и др. Депрессия в неврологической практике. – М.: Медицинское информационное агентство, 2002. – 160 с.
4. Луцкий М.А., Есауленко И.Э. Оксидантный стресс в патогенезе рассеянного склероза // Рассеянный склероз: приложение к журналу неврологии и психиатрии имени С.С. Корсакова. – 2006. – Вып. 3. – С. 26-30.
5. Менделевич В.Д. Клиническая и медицинская психология: Практическое руководство. – М.: МЕДпресс, 2001. – 592 с.
6. Молчанова Ж.И., Соколова А.А., Кичерова О.А. Депрессивные нарушения при рассеянном склерозе в популяции больных, проживающих в ХМАО-Югра // Медицинская наука и образование Урала. – 2009. – Том 10, № 2-1 (58). – С. 24-25.
7. Раевский К.С. Оксид азота – новый физиологический мессенджер: возможная роль при патологии центральной нервной системы // Бюллетень экспериментальной биологии. – 1997. – Том 123, № 5. – С. 484-490.
8. Рассеянный склероз / Кичерова О.А., Рейхерт Л.И., Быченко С.М. Монография. – Тюмень, 2007.
9. Соколова А.А., Рейхерт Л.И., Кичерова О.А. Значимость мембрано-патологических процессов в тяжести клинических проявлений и прогнозе рассеянного склероза // Тюменский медицинский журнал. – 2015. – Том 17, № 4. – С. 47-51.
10. Сосунов А.А. Оксид азота как межклеточный посредник // Соросовский образовательный журнал. – 2000. – Том 6, № 12. – С. 27-34.
11. Ханин Ю.Л. Краткое руководство к применению шкалы реактивной и личностной тревожности Ч.Д. Спилберга. – Л., 1976. – 40 с.

СУИЦИДАЛЬНОЕ ПОВЕДЕНИЕ БОЛЬНЫХ АЛКОГОЛИЗМОМ: ОТНОШЕНИЕ ВРАЧЕЙ ПСИХИАТРОВ-НАРКОЛОГОВ

П.С. Уманская

ОНД, г. Тюмень, Россия

Алкоголь является одним из наиболее значимых факторов суицидального риска [2, 12, 14], а лиц злоупотребляющих алкоголем относят к наиболее суицидоопасной категории [5, 9, 15]. Своевременное выявление суицидальных тенденций, их регистрация и учет, составляют важнейшую медико-социальную задачу с целью разработки эффективных мер направленной профилактики [1, 10]. Активно развивающаяся в нашей стране система суицидальной превенции чаще всего обращает внимание на лиц, совершивших суицидальную попытку [4]. Клиницистами так же указывается на важность выявления суицидального поведения на более ранних этапах суицидальной динамики. Тем более, что большинство лиц при самых различных нозологиях до совершения покушения на самоубийство делают попытки обсудить сложившуюся ситуацию с близкими, и чаще не находят поддержки [3, 6]. Следующими из адресатов обращения являются врачи и средний медперсонал. При этом многими исследователями отмечается, в целом, негативное отношение медицинской среды к суицидентам, что вызывает стигматизацию этой категории больных и ограничивает возможность их качественной реабилитации [7, 11, 14].

Высокая значимость этой проблемы обуславливает необходимость дополнительных исследований в этой области.

Цель исследования: изучение отношения врачей-наркологов к суицидальному поведению больных алкоголизмом.

Материалы и методы.

Проведено очное анонимное сплошное аудиторное анкетирование 121 врача психиатра-

нарколога городов Курган, Тюмень, Салехард и Ханты-Мансийск и близлежащих районов на предмет их отношения к суицидальному поведению больных, перенесших алкогольный психоз. Среди специалистов: мужчины – 59,5%, женщины – 40,5%.

Для оценки выявляемости суицидальных тенденций у пациентов врачами психиатрами-наркологами нами был разработан анкетный опросник «Суицидальное поведение больных в практике врача психиатра-нарколога».

Для обработки использовались статистические функции программ «Excel» и «Statistica 6.0».

Результаты и обсуждение.

Как показали исследования из всех анкетированных врачей 51,2% в беседе с больным активно выявляют симптомы депрессии и тревоги, а 48,8% – только при наличии жалоб больного.

Врачи-женщины (56,3%), чаще врачей-мужчин (47,9%), активно выявляют симптомы депрессии и тревоги, а мужчины (52,1%), чаще женщин (43,7%) – при наличии жалоб больного. Врачи, работающие в стационаре, активнее выявляют симптомы депрессии и тревоги (58,5%), чем врачи других наркологических служб (47,8% в поликлинике и 45,5% в реабилитационных центрах).

В зависимости от стажа работы врача (табл. 1) заметны некоторые различия в выявлении симптомов депрессии и тревоги. Из всех анкетированных чаще активно выявляют данные симптомы врачи со стажем работы 6-10 лет (33,9%), при наличии жалоб больного – со стажем более 20 лет (32,2 %).

Таким образом, более активно выявляют симптомы депрессии и тревоги врачи с меньшим стажем работы, при наличии жалоб больного – врачи с большим стажем.

При выявлении депрессии и тревоги врачи в 58,4% случаев назначали пациентам психотропные средства и направляли к специалистам (психиатрам, психотерапевтам, медицинским психологам).

Таблица 1

Выявление симптомов депрессии и тревоги в зависимости от стажа работы

Выявление симптомов депрессии и тревоги	Стаж работы, лет				
	до 5	от 6 до 10	от 11 до 15	от 16 до 20	более 20
Активно выявляют (n=62)	21	33,9	14,5	9,6	21
Выявляют при наличии жалоб больного (n=59)	15,3	23,7	20,3	8,5	32,2

Врачи со стажем работы более 20 лет достоверно чаще (23,9%; $p < 0,05$) проводили психотерапевтические беседы с больными, чем врачи со стажем до 5 лет (3,8%). Женщины чаще проводят психотерапевтические беседы с больными (17,1%) или направляют их к психиатру (27,2%), а мужчины – назначают психотропные средства и направляют к специалистам (61,6%).

При общении с больными более половины врачей (53,7%) всегда учитывали возможность совершения пациентами самоубийства, и чаще всего это были женщины (60,4%); 42,1% всех анкетированных врачей (из них 45,3% мужчин) учитывали эту возможность только при сообщении самим больным психотравмирующей информации. Практически никогда возможности суицида у пациентов не предполагали 2,5% врачей и 1,7% врачей – предполагали, но в другой, более травмирующей ситуации. При этом активно выявляют суицидальные мысли у данных пациентов лишь 24% анкетированных врачей, 71,1% активно опрашивают больного при наличии признаков депрессии и тревоги, 4,9% совсем не выявляют признаков суицидального поведения.

Таким образом, более половины врачей (несколько чаще женщины) всегда учитывали возможность совершения суицида пациентами, особенно активно при наличии симптомов депрессии и тревоги; около 5% врачей не выявляют наличия суицидального поведения у пациентов, даже при наличии суицидоопасного настроения больных.

Возможно, такое малое число врачей, активно выявляющих суицидальные мысли, связано с тем, что более половины опрошенных считают, что активное их выявление может спровоцировать суицид (52,1%), отрицают такую возможность 45,5% респондентов, 2,4% не уверены в возможности совершения суицида при его активном выявлении. По полученным данным врачи со стажем работы более 20 лет достоверно чаще ($p < 0,05$) учитывают возможность совершения суицида больными только при сообщении самим больным психотравмирующей информации (56,3%), чем врачи со стажем работы 11-15 лет (27,3%, что, возможно, связано с большей настроенностью врачей с большим стажем работы).

При общении с врачом пациенты самостоятельно высказывали суицидальные мысли в 23,6% случаев, в 62,6% случаев – высказывали их при активном выявлении. Врачам-мужчинам (28,9%) пациенты чаще самостоятельно высказывали свои суицидальные намерения, чем женщинам (18,8%). Женщинам (68,7%) чаще, чем вра-

чам-мужчинам (56,6%), пациенты сообщали о суицидальных мыслях при активном опросе.

При высказывании больным суицидальных мыслей 62,5% врачей активно убеждают больного в нерациональности такого выхода. Женщины (16,7%) чаще мужчин (12%) не акцентируют внимание на теме суицидального поведения больного, а мужчины (18,7%) чаще женщин (16,7%) ограничиваются минимальными замечаниями.

Из всех респондентов у 71,9% в практике были случаи попыток или самоубийств больных. 54,8% пациентов не сообщали врачам о желании совершить самоубийство, 28,3% сообщали косвенно и только 15,1% сообщали открыто о своих намерениях. У 79,6% этих пациентов были признаки депрессии и тревоги.

Из мотивов, определяющих суицидальное поведение больных, в большинстве случаев врачи отмечали представление пациентов о бесцельности дальнейшего существования (19,9%) и утрату надежды на изменение к лучшему (14,4%). Реже всего у пациентов наблюдались мысли о неэффективности лечения (2,7%) и желание освободить родственников от заботы о себе (3,1%).

Из способов совершения суицида практически в равных количествах отмечались самопорезы (23,8%), самоповешение (22,5%) и суицид с использованием транспорта (22,5%), чуть меньше – отравления (20,1%). Самострел (5,8%), суицид с падением с высоты (3,3%) имели место крайне редко, как и другие способы совершения суицидальной попытки – отравление угарным газом, передозировка наркотиков и др. (по 2%). Для отравления чаще всего больными использовались психотропные препараты и другие лекарственные средства, а также отравление уксусной кислотой и продуктами бытовой химии. Отравления, как способ совершения суицидальных действий, достоверно чаще ($p < 0,05$) отмечали врачи со стажем работы 11-15 лет (40,6%), нежели врачи со стажем 16-20 лет (14,8%). Врачи-женщины чаще наблюдали среди суицидальных попыток своих пациентов самопорезы (28,8%) и отравления (25%), мужчины – самопорезы (29,9%) и самоповешение (29,1%). Врачи-женщины достаточно часто упоминали среди способов совершения суицида падение с высоты (6,3%).

В большинстве своем (96,5%) врачей не просили содействовать суициду. Если просили об этом, то чаще врачей-мужчин (5,8%), чем женщин (2,2%); в основном обращались к врачам со стажем работы более 20 лет.

Выводы:

Подход к выявлению суицидального поведения врачами психиатрами-наркологами у больных недостаточно активен, что следует принимать во внимание и учитывать основные мотивы суицидального поведения.

Литература:

1. Амбрумова А.Г. Психология самоубийства // Социальная и клиническая психиатрия. – 1996. – Том 6, № 4. – С. 14-20.
2. Ворошилин С.И. Алкогольный фактор среди причин роста самоубийств в СССР и в постсоветских государствах // Суицидология. – 2012. – № 2. – С. 24-33.
3. Зотов П.Б. Суицидальное поведение онкологических больных. Отношение врачей онкологов // Суицидология. – 2011. – № 4. – С. 18-25.
4. Зотов П.Б., Родяшин Е.В., Уманский С.М., Кузнецов П.В. Проблемы и задачи суицидологического учета (организация регистра) // Тюменский медицинский журнал. – 2011. – № 1. – С. 10-11.
5. Зотов П.Б., Уманский М.С. Суицидальное поведение больных алкоголизмом позднего возраста в условиях синдрома отмены алкоголя (на примере Юга Тюменской области) // Суицидология. – 2012. – № 3. – С. 41-48.
6. Куценко Н.И., Зотов П.Б. Адресность предъявления суицидальных тенденций больными рассеянным склерозом // Медицинская наука и образование Урала. – 2008. – № 6. – С. 67-69.
7. Любовь Е.Б. Опыт, осведомлённость и отношение больничного психиатрического персонала к суицидальному поведению // Суицидология. – 2015. – Том 6, № 2. – С. 18-30.
8. Меринов А.В., Меденцева Т.А. Потенциальное желание обращения к специалисту в области психического здоровья у юношей: значение для суицидологической практики // Суицидология. – 2016. – Том 7, № 2. – С. 29-34.
9. Немцов А.В., Шельгин К.В. Самоубийства и потребление алкоголя в России, 1956-2013 гг. // Суицидология. – 2016. – Том 7, № 3. – С. 3-12.
10. Положий Б.С. Концептуальная модель суицидального поведения // Суицидология. – 2015. – Том 6, № 1. – С. 3-7.
11. Положий Б.С., Руженкова В.В. Стигматизация и самостигматизация суицидентов с психическими расстройствами // Суицидология. – 2016. – Том 7, № 3. – С. 12-20.
12. Родяшин Е.В., Зотов П.Б., Габсалямов И.Н., Уманский М.С. Алкоголь среди факторов смертности от внешних причин // Суицидология. – 2010. – № 1. – С. 21-23.
13. Юрьева Л.Н. Суицид в психиатрической больнице: стратегии профилактики психической дезадаптации

у медицинского персонала // Суицидология. – 2014. – Том 5, № 4. – С. 32-37.

14. Huffor M.R. Alcohol and suicidal behavior // Clin. Psychol. Rev. – 2001. – Vol. 21. – P. 797-811.
 15. Kolves K., Varnik A., Tooding L., Wasserman D. The role of alcohol in suicide: a case-control psychological autopsy study // Psychological Medicine. – 2006. – № 4. – P. 1-8.
-