

Научный форум Сибирь

Scientific forum. Siberia

№ 4
Том 2
2016

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

С.И. Грачев

д.т.н., профессор,
академик РАЕН,
(ТюмИУ)

ОТВЕТСТВЕННЫЙ
СЕКРЕТАРЬ

А.А. Севастьянов
к.т.н., доцент,
(НИИЦ НГТ)

* * * * *

Интернет-ресурсы:
www.elibrary.ru

Журнал включен
в Российский индекс
научного цитирования
(РИНЦ)

При перепечатке материалов
ссылка на
"Научный форум. Сибирь"
обязательна

Учредитель и издатель:
ООО «Русарра»
Тюмень, Д.Бедного, 98-3-74

Адрес редакции:
г. Тюмень, ул. 30 лет Победы, 81А

E-mail: forum072@mail.ru

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

При перепечатке материалов
ссылка на журнал
"Научный форум. Сибирь"
обязательна

Редакция не всегда разделяет
мнение авторов
опубликованных работ

Редакция не несет
ответственности за содержание
рекламных материалов

Подписан в печать:
27.12.2016 г.

Отпечатан с готового набора
в издательстве «Вектор Бук»

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

Заказ № 122
Тираж 900 экз.
Цена свободная

16+

Содержание

Природопользование

- Т.К. Анасов, А.К. Култышев, Я.Н. Лагутин*
Опытно-промышленные испытания по закачке полимер-
дисперсных систем в Уренском месторождении 4
- Т.К. Анасов, И.А. Белых, И.А. Гашев*
Анализ текущего состояния фонда скважин
на Урманском месторождении 5
- Т.К. Анасов, С.В. Нестеров, В.И. Сагидуллин*
Основные методы освоения скважин при разработке
месторождений Западной Сибири 6
- Т.К. Анасов, Р.Т. Анасов, А.К. Култышев, И.А. Гашев*
Применение методов интенсификации добычи нефти и
повышения нефтеотдачи на Уренском месторождении .. 7
- Д.А. Бакин, А.А. Хайруллин*
Анализ эффективности малообъемного ГРП в условиях
неглубоко залегающего пласта 9
- М.С. Берняев, В.В. Рожкова*
Анализ эффективности проведенных ГРП на скважинах
Тямкинского месторождения 10
- О.О. Бурденюк, А.В. Кожевников*
Обзор эффективности использования низко-
минерализованного заводнения терригенных коллекторов . 11
- О.О. Бурденюк, А.А. Хайруллин*
Нестационарное заводнение как метод увеличения
нефтеотдачи 12
- Р.В. Вайсбек, А.А. Хайруллин*
Обоснование технико-технологических решений
по выработке остаточных запасов нефти боковыми
горизонтальными стволами 13
- А.Я. Валишин, А.С. Русских*
Особенности первичного вскрытия залежей,
приуроченных к коллекторам Бажено-Абалакского
нефтегазового комплекса 15
- А.В. Вареница*
Исследование нефтяной скважины на приток
Капитоновского месторождения 19
- Н.А. Гриценко*
Стеновые испытания УЭЦН-МИМ
с широким диапазоном подач 20
- Н.Н. Дежурова, И.Г. Тункив*
Технологии эксплуатации газовых скважин с наличием
жидкой фазы на забое скважины 22

Н.Н. Дежурова, И.Р. Тункиев Проблемы самозадавливания скважин газовых месторождений Западной Сибири ..	23	Р.Р. Сабирова, В.В. Паникаровский, А.С. Русских Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта в трудноизвлекаемых коллекторах на месторождениях Западной Сибири	43
Д.Р. Денисов Технологии сепарации, применяемые на газоконденсатных месторождениях Западной Сибири	24	М.Ю. Савастьин, А.А. Мулалиев Анализ повторных ГРП, проведенных на скважинах пласта ЮС ₂ Западно-Сургутского месторождения	47
Д.Р. Денисов Использование атмосферного холода для повышения эффективности работы установки низкотемпературной сепарации газа Бованенковского НГКМ	25	Е.И. Савченко, А.Н. Дудко, Д.М. Замалиев, М.И. Забоева Борьба с парофиноотложением при разработке Ачимовских залежей Уренгойского месторождения	51
А.Н. Дудко, Е.И. Савченко, Д.М. Замалиев, М.И. Забоева Перспектива утилизации водометанольного раствора на нефтегазоконденсатных месторождениях	26	К.В. Семешко Многозабойное бурение скважин на Восточно-Мессояхском месторождении (технология «Фишбон»)	52
И.Ю. Ермоленко, У.К. Садыхов Анализ текущего положения газоводяного контакта на сеноманских залежах месторождений Западной Сибири	28	А.А. Синельников, А.И. Синицкий, Н.В. Голуб Преимущества применения гликольных композиций	53
И.Ю. Ермоленко, У.К. Садыхов Анализ методов ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири	29	А.А. Синельников, А.И. Синицкий, Н.В. Голуб Анализ технологии сбора и подготовки Сеноманского газа на Губкинском месторождении	55
Г.В. Кузов Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвеьем месторождении	31	А.А. Соболев, И.П. Корбут Проблемы бурения горизонтальных скважин для добычи нефти и газа	56
Е.Е. Лыков Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении	34	А.В. Стрекалов, А.А. Пушкарев, С.С. Саввин Периодическое дренирование залежей нефти в условиях упруго-водонапорного режима и межфазного трения	56
М.А. Максимова Исследование PVT-свойств газоконденсатных систем на установках фазовых равновесий ..	36	А.В. Стрекалов, С.С. Саввин, А.А. Пушкарев Моделирование системы поддержания пластового давления для автогидропрослушивания и реверсивного заводнения	57
М.А. Максимова, М.В. Лескин, Е.В. Ваганов, С.В. Кузнецов Прогнозирование содержания конденсата в пластовом газе при разработке газоконденсатных месторождений	37	А.В. Стрекалов, А.Т. Хусаинов, С.С. Саввин, А.А. Пушкарев Принципы моделирования многофазного течения в системах сетевой гидравлики и продуктивных пластов	58
Е.В. Миронова, И.В. Захарчук, У.Э. Хасиев, Д.В. Медведев, В.В. Жирнов Оценка композиционного состава для изоляции пластовой воды в газовых скважинах	39	В.Е. Тесовский Одновременно-раздельная эксплуатация с применением электроуправляемого клапана на Ватъеганском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	65
А.А. Мулалиев, М.Ю. Савастьин Анализ влияния начальной обводненности скважинной продукции на результаты проведения гидравлического разрыва пласта БС ₁₀₋₁₁ Западно-Сургутского месторождения.	40	А.А. Хайруллин, М.С. Берняев Гидравлический разрыв пласта на Тямкинском месторождении	67
Е.В. Миронова, Б.С. Сыздыков, И.В. Захарчук, В.В. Жирнов, Д.В. Медведев Результаты мероприятий по ограничению водопритоков на скважинах, эксплуатирующих газовые залежи	42	А.А. Хайруллин, Е.И. Мамчистова, Р.Р. Чикиров Численное исследование процессов вытеснения нефти водой из пористой среды.	67

<i>А.Ю. Чуюнова</i>		Психология
Реконструкция очистных сооружений нефте-перерабатывающего завода в г. Комсомольск-на-Амуре	70	
<i>К.В. Шешукова</i>		
Применение горизонтальных скважин на сеноманской залежи Ямбургского месторождения	71	
<i>К.В. Шешукова, А.А. Хайруллин</i>		
Зарезка боковых стволов как метод увеличения нефтеотдачи	73	
Экономика		
<i>Т.Л. Краснова, В.И. Макаров</i>		Медицина
Процесс глобализации и особенности её развития в мировой экономике	74	
<i>Т.Л. Краснова, О.А. Бутова</i>		
Значение экспорта нефти и нефтепродуктов для формирования государственного бюджета	75	
ИТ-технологии. Математика		
<i>Ф.А. Казаков, Е.А. Колотовкин, М.Ф. Казаков</i>		
Влияние маршрутизации на энергоэффективность в сенсорных сетях	76	
<i>Д.А. Тырышкин, С.Е. Молоков</i>		
Применение информационных технологий к модернизации котельных установок для использования различных видов топлива	77	
<i>Д.А. Васильева, Т.С. Челобитчикова, Т.А. Павлова</i>		
Математика вокруг нас	79	
Педагогика		
<i>В.В. Грызунов, И.В. Грызунова, С.С. Акбулатов, К.И. Коновалов</i>		
Развитие компетентности командного стиля работы у студентов технического ВУЗА	80	
<i>А.А. Гусаров</i>		
Особенности языка интернет-общения	81	
<i>Т.Н. Иванова</i>		
Повышение квалификации преподавателей ВУЗа как составная часть системы непрерывного образования	82	
<i>А.И. Мунтеану</i>		
Тематическая программа психолого-педагогического сопровождения детей "Сказания об истории родного края"	83	
<i>Е.И. Спирина, Т.А. Прищепа</i>		
Некоторые аспекты реализации дистанционного обучения	84	
<i>Г.А. Шинкарева</i>		
Формирование компетенций с помощью содержания программ по художественной обработке металла	86	
<i>О.А. Барсукова</i>		
Эмпирическое исследование психологических особенностей лиц, перенесших острое нарушение мозгового кровообращения	87	
<i>С.В. Клёнова</i>		
Влияние уровня интеллекта на взаимоотношения в супружеской паре	88	
<i>А.Ю. Семёнова</i>		
Особенности самооценки студентов-психологов	89	
<i>А.И. Блюм, В.А. Ряднова</i>		
Особенности учебной мотивации у студентов, обучающихся на факультете медико-профилактического дела с первого по шестой курс	90	
<i>Ю.М. Иващенко</i>		
Специфика развития атеросклероза аорты, как причины сердечно-сосудистых заболеваний	91	
<i>О.В. Краля, Я.Ю. Ломова</i>		
Психосоматические проявления синдрома Кехрера в связи с возрастными особенностями у женщин	92	
<i>Р.О. Мухамадиев, Х.М. Рахмонов, А.А. Юсупов, А.М. Кадилова</i>		
Отдаленные результаты ксеносклеропластики при прогрессирующей миопии	93	
<i>В.П. Окроян, Р.Р. Сайфуллин, О.В. Галимов, В.О. Ханов, Т.Р. Ибрагимов</i>		
Особенности комплексного лечения больных с синдромом диабетической стопы	94	
<i>А.Б. Приленский</i>		
Характер средств, выбранных пациентами для преднамеренного отравления с суицидальной целью (на примере Тюменской области)	95	
<i>Д.Б. Сабирова, М.А. Юсупова, Д.С. Эргашева</i>		
Совершенствование лечения герпетических конъюнктивитов с использованием озона в виде газа через очки аппарата «ОРИОН-СИ» .	97	
Разное		
<i>И.В. Неупокоева</i>		
Пространственная глагольная метафора на материале английских глаголов sit, stand, lie	98	
<i>О.С. Устименко, Е.В. Еня</i>		
О проблеме определения сторон в корпоративном договоре	100	
На 1-й странице обложки: «Императрица Екатерина II у Ломоносова» И.К. Фёдоров (1884)		

ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПО ЗАКАЧКЕ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ В УРЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Т.К. Апасов, А.К. Култышев, Я.Н. Лагутин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: apasov-timur@mail.ru

Одной из основных проблем Уренского месторождения является высокая неоднородность по вертикали пласта Ю-1, как следствие наличие остаточных запасов нефти в низкопроницаемых пропластках не охваченных вытеснением закачиваемой водой [3]. Для решения проблемы на участке пласта Ю-1 проведены опытно-промышленные испытания по закачке полимер-дисперсных систем, оценена эффективность по результатам снижения обводненности реагирующих добывающих скважин. Работы по закачке полимер-дисперсных систем проведены в нагнетательные скважины №№1046, 1050, 1040, 1027 (рис. 1).

Закачка проводилась согласно техническому заданию с целью увеличения нефтеотдачи пластов, повышения текущего и конечного коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением, перераспределением закачиваемой во-

ды с высокопроницаемых промытых зон на низкопроницаемые пропластки [2]. Закачанные гелеобразующие составы представляют собой композиции на основе полимера акриламида (ПАА), сшивателя и наполнителя. В качестве ПАА применялись полимеры марки FP-107. В качестве сшивающего агента использовался уксуснокислый хром (ацетат хрома), применение которого дает возможность варьировать диапазон времен гелеобразования. В качестве наполнителя для технологии использовалась бентонитовая глина. В качестве растворителя для приготовления композиций использовались воды, применяемые в системе ППД [1]. Осложнений во время работ не возникло. Объем закачанных химических реагента составил 1000 м³ на каждую скважину, 500 м³ полиакриламид, 500 м³ глинопопорошок. Оптимальные параметры данных составов подбирались на основе результатов лабораторных экспериментов исходя из требуемых прочностных характеристик гелеобразующих составов. Мониторинг эффекта осуществлялся с момента окончания закачки и до конца 2015 года.

Эффект оценивался сравнением показателей до и после проведения работ по реагирующим скважинам.

Для выравнивания вертикальной неоднородности и подключения к разработке низкопроницаемых пропластков использовалась технология воздействия с применением гелеобразующих составов (табл. 1).

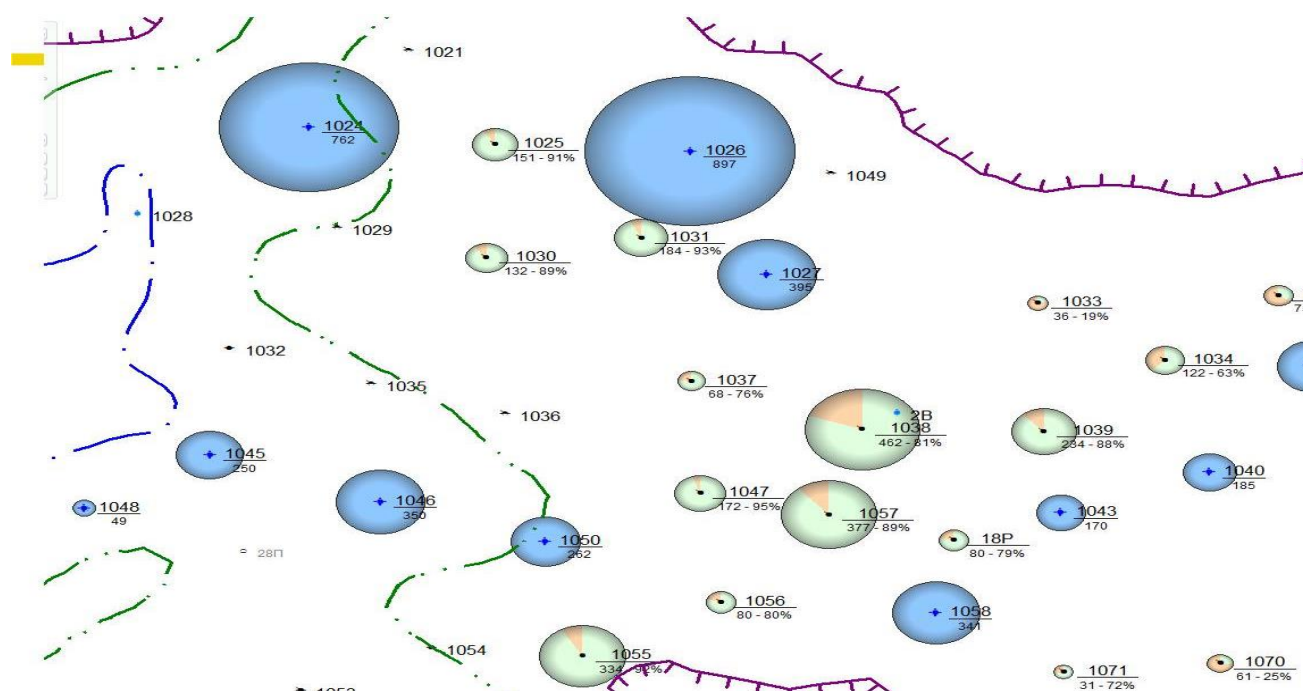


Рис. 1. Карта разработки объекта.

Таблица 1
Технологии проведения работ по скважинам

№ сква- сква- жины	Закачиваемый агент	Интервалы	Объем композиций на опера- цию, м ³
1046	МПДС (гель- сшиватель- активированная глина) либо аналоги	Изоляция Ю1-1 до ВПП с пере- стрелом после ВПП / текущий вскрытый	1350
1050	ПДНС / аналоги	текущий вскрытый	300
1040	МПДС (гель- сшиватель- активированная глина) либо ана- логи	текущий вскрытый	1000
1027	МПДС (гель- сшиватель- активированная глина) либо ана- логи	текущий вскрытый	1350

В результате опытно-промышленные испытания за период с 18.07.2015 по 31.08.2015 г. закачке полимер-дисперсных систем обеспечили прирост добычи нефти по участку на уровне 3032 т, что составляет 43% запланированного по техническому заданию прироста.

Выводы и рекомендации:

1. Технологическая эффективность опытно-промышленных испытаний достигнута, профиль приемистости нагнетательной скважины выровнялся, снижен процент обводненности, затраты составили 6202 тыс. руб. (без НДС), экономический эффект NPV составил 5533 тыс. руб.

2. Технология рекомендована к внедрению, в 2016 году запланировано проведение выравнивания профиля приемистости в 7 скважинах Усть-Тегусского и Уренского месторождений.

3. Проведение операций ВПП так же позволило увеличить закачку воды – повысить компенсацию участка. Скважины 1040, 1046 переведены из режима циклической закачки в постоянный режим.

Литература:

- Антипин Ю.В., Гумеров Р.Р., Исаков И.А., Ягафаров Ю.Н. Развитие газовых методов увеличения нефтеотдачи месторождений рифогенного типа // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 45-56.
- Кристиан М., Сокол С., Константиnescу А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / Пер. с румынского. – Москва, 1985.
- Отчет «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Уренского месторождения», «ТННЦ». – Тюмень, 2006.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ФОНДА СКВАЖИН НА УРМАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Т.К. Анасов, И.А. Белых, И.А. Гашев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Е-mail авторов: apasov-timur@mail.ru

Урманское месторождение открыто в 1974 году, в 1997 – введено в разработку. В 2014 г. эксплуатационном добывающем фонде числятся 61 скважина, из них действующих 40 скважин. Всего 12% скважин действующего фонда эксплуатируются фонтанным способом, 88% скважин - механизированным способом, ЭЦН [1, 2]. Основные характеристики УЭЦН при эксплуатации скважин в целом по месторождению приведено в таблице 1.

Таблица 1

Основные параметры эксплуатации УЭЦН

Показатели	Способ эксплуатации УЭЦН	
	М+М1	Ю14-15
Пласт		
Средняя глубина спуска насоса, м	3130	2981
Среднесуточный дебит по жидкости, м ³ /сут	153,5	26,5
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут	10,1	11
Средняя обводненность, %	81,1	47
Динамический уровень, м	2613	2777
Затрубное давление, МПа	0,13-0,33	0,13-0,25
Забойное давление, МПа	6,9-18,0	6,1-7,0
Пластовое давление, МПа	17,0-27,0	24,6-27,4
Депрессия на пласт, МПа	9-10,1	20,3-20,4
Действующий фонд, скв.	31	2

Эксплуатируются УЭЦН как отечественного производства (Новомет, Борец), так и импортные (REDA Pump Company). Все установки укомплектованы газосепараторами ЗМНГБ5А (Борец), ГН5 (Новомет) или диспергаторами ДН5 (Новомет). Все отечественные установки оборудованы блоками погружной телеметрии, REDA оборудовано погружным блоком телеметрии Phoenix.

Скважины эксплуатируются с забойным давлением ниже давления насыщения, среднее забойное давление на пласте М+М1-13,0 МПа при давлении насыщения 32,7 МПа; среднее забойное давление на пласте Ю14-15-6,6 МПа при давлении насыщения 13,3 МПа. При снижении забойного давления ниже давления насыщения происходит выделение свободного газа из нефти. Наличие свободного газа в ПЗП ухудшает фазовую проницаемость по нефти, приводит к нарушению термодинамического равновесия, что может стать причиной кристаллизации и выпадения парафина и солей, повышения вязкости нефти.

Динамика МРП за 2013 год

Наименование	ск. го)	октябрь. 2013		ск. год	ноябрь. 2013		ск. год)	декабрь. 2013		ск. год
	к-во рем.	МРП	фонд	к-во рем.	МРП	фонд	к-во рем.	МРП	фонд	к-во рем.
1.Фонтан	0	1731	5	0	1761	5	0	1795	5	0
2.ЭЦН, всего	46	263	36	46	288	35	42	320	35	38
А) Отечественный, всего	7	214	3	6	208	2	6	234	2	5
В) Импордный, всего	39	271	33	40	302	33	36	333	33	33
в т.ч. Centrlift	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в т.ч. REDA	3	319	5	3	366	6	3	398	6	3
в т.ч. прочие	36	267	28	37	297	27	33	327	27	30
4. Механизированный, всего	46	263	36	46	288	35	42	320	35	38
3. Нефтяной фонд, всего	46	301	41	46	330	40	42	367	40	38

В случае снижения пластовых давлений ограничением будет являться только влияние свободного газа. В табл. 2 представлена динамика МРП за 2013 год.

МРП фонтанных скважин за 2013 г. составил – 1795 суток, что обусловлено преимуществом данного способа эксплуатации и простотой используемого оборудования. МРП, оборудованных УЭЦН за 2013 год составил – 320 суток. Низкий МРП можно объяснить несоблюдением технологических условий и правил, что обуславливает осложненный вывод скважин на режим (срывы подачи, и т.д.). За 2013 год по скважинам, оборудованным, УЭЦН произошло 41 отказ. Основная доля отказов на Урманском месторождении связана с негерметичностью НКТ в результате коррозии, износом рабочих органов и влиянием газа [2, 3]. В данных скважинах рекомендуется помимо традиционных технологий защиты, использовать НКТ с защитным полимерным покрытием, устанавливать в скважинах ПЭД с защитным покрытием. Возникновение коррозии оборудования способствует росту обводненности, проявление высокого газового фактора.

Выводы и рекомендации:

1. По технологическим режимам эксплуатации, глубина спуска УЭЦН составляет 2981 м, величина динамического уровня колеблется в пределах 2617 м и 2777 м соответственно. Среднесуточный дебит по жидкости скважин, оборудованных УЭЦН, составил 153,5 м³/сут., по нефти- 10,1 т/сут. средняя обводненность добываемой продукции – 81,1%.

2. Фонтанные скважины Урманского месторождения на дату анализа эксплуатировались с низкими дебитами (жидкость – 2,0-27,03 м³/сут и 1-5,45 т/сут по нефти).

3. В перспективе, все нефтяные скважины должны оборудоваться под механизированную добычу, с использованием УЭЦН.

Литература:

1. Нагаева И. Отчет «Обработка и интерпретация данных и построение цифровой модели объёмной геологической модели Урман-Арчинского месторождения». – Халибуртон Интернешнл Инк, Москва, 2007.
2. «Дополнение к проекту пробной эксплуатации Урманского месторождения» 2003 г. (протокол ЦКР РФ № 2994 от 29.04.2003 г.).
3. Проект пробной эксплуатации юрских отложений Урманского месторождения, 2008 (протокол ЦКР РФ №4552 от 01.04.2009 г.).

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Т.К. Апасов, С.В. Нестеров, В.И. Сагидуллин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: apasov-timur@mail.ru

Для восстановления естественной проницаемости коллектора, рассмотрены основные способы освоения: компрессирование с использованием азота, струйные насосы и свабирование.

Цель интенсификации притока – восстановление естественной проницаемости коллектора. При разных технических и технологических условиях, все способы основаны на создании депрессии на пласт со снижением забойного давления.

Вызов притока по технологии компрессирования позволяет уверенно испытывать высокопроницаемые пласты. Увеличение глубины продуктивного пласта ограничивает использование способа по техническим причинам, так как требуются мощные компрессоры. Негативный характер компрессирования проявляется на начальном этапе снижения уровня под действием избыточного давления (до срабатывания пусковых муфт) происходит поглощение пластом скважинной жидкости, снижается проницаемость для углеводородной фазы и регули-

рование депрессии в этот момент компрессором невозможно. При компрессорном способе вызова притока в ПЗП могут создаваться высокие градиенты давления из-за депрессий, возникающих во время интенсивного газирования и выброса задавочного раствора, которым заполнена скважина. Высокие по величине депрессии способствуют очистке перфорационных каналов от загрязняющего материала и восстановлению продуктивности скважин.

В практике интенсификации притока применяют устройства для геофизических исследований скважин (УГИС). При освоении скважины со струйным насосом заданное забойное давление может создаваться в течение от одной до десяти минут, что по сравнению с аналогичной операцией с компрессором или сваби́рованием экономит от 12 до 20-ти часов. Одним из достоинств применения струйного аппарата является возможность закрытия скважины на забое, что позволяет исследовать ее методом восстановления давления (КВД). Струйный насос в настоящее время является единственным способом мгновенного, циклического создания депрессий на ПЗП достигающих до 15 МПа, непрерывного поддержания, регулирования их с вызовом притока. Это наиболее эффективный метод освоения и исследования малодебитных скважин [2].

Сваби́рование заключается в поинтервальном понижении уровня жидкости в скважине с помощью поршня (сваба), который движется внутри насосно-компрессорной трубы, и в сочетании с канатным подъемом это обеспечивает возможность сверхдлинноходовой откачки жидкости [3]. За один раз сваб может поднять столб жидкости высотой до 300 м, при этом полностью исключается возможность проникновения скважинных жидкостей в продуктивные пласты, по сравнению с остальными [1]. Снижение уровня жидкости после каждого цикла сваби́рования изменяет состояние призабойной зоны пласта. После определенного количества циклов сваби́рования наступает квазиустановившийся режим, когда при заданной интенсивности отбора объем жидкости, извлеченный из скважины за время цикла, будет равен объему жидкости, поступающему из пласта

При сваби́ровании в скважине создается равномерная циклическая депрессия низкой частоты, с амплитудой, не превышающей 3,0 МПа, которая не действует отрицательно на цементный камень за эксплуатационной колонной, что является щадящей технологией. Сваби́рование – надежный способ интенсификации притока по сравнению с остальными с наибольшим КПД.

Выводы:

1. Компрессирование самый простой способ освоения, нет ограничений по конструкции скважин, низкий по стоимости, с достаточно высоким КПД. Компрессирование не эффективно в скважи-

нах с низкими пластовыми давлениями, в связи поглощением скважинной жидкости пластом.

2. Струйный насос является единственным способом мгновенного, циклического создания депрессий на ПЗП, достигающий до 15 МПа, возможностью поддержания и регулирования их с вызовом притока. Это наиболее эффективный метод освоения и исследования малодебитных скважин, в то же время самый сложный по технологии и дорогой, не исключается поглощение скважинной жидкости пластом.

3. При сваби́ровании в скважине создается ограниченная, циклическая депрессия низкой частоты с амплитудой, не превышающей 3,0 МПа, не действует отрицательно на цементный камень за эксплуатационной колонной, является щадящей технологией. Способ полностью исключает при освоении поглощение скважинной жидкости в пласт, с высоким КПД.

Литература:

1. Инструкция (временная) по сваби́рованию скважин. ОАО НПФ «Геофизика» (Соавторы Ситдыков Г. А., Золотов В. В., Коптяева В. М., Исмагилова В.Ф.)
2. Пособие «Методические рекомендации по исследованиям и интерпретации геофизических исследований в обсаженном стволе скважин для условий месторождений» // Стрежевой. ОАО «Томскнефть». БГУ. – 2007. – Часть 6. – С. 2-9.
3. Шлейн Г.А., Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Клещенко И.И. Освоение и исследование нефтяных скважин струйными аппаратами. – Тюмень: Вектор Бук, 2011. – 192 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА УРЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Т.К. Апасов, Р.Т. Апасов,
А.К. Култышев, И.А. Гашев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: apasov-timur@mail.ru

Уренское месторождение открыто в 1970 году, промышленная разработка осуществляется с 2009 года, недропользователем месторождения является ООО «ТНК-Уват». В рамках опытно - промышленных работ на месторождении проведены операции гидроразрыва пласта и ремонтно - изоляционные работы, ниже рассмотрены основные результаты данных работ и даны рекомендации их дальнейшему применению. Всего на месторождении с начала разработки 01.06.2010 г. проведено 17 операций ГРП на скважинах кустов №1, 3, что составляет 32% от действующего фонда скважин [1]. Карта охвата фонда скважин операциями ГРП приведена на рисунке 1.

Практически весь выполненный объем ГРП проведен в чисто-нефтяной зоне, за исключением скважин №1251, 1234, которые находятся в водо-нефтяной зоне.

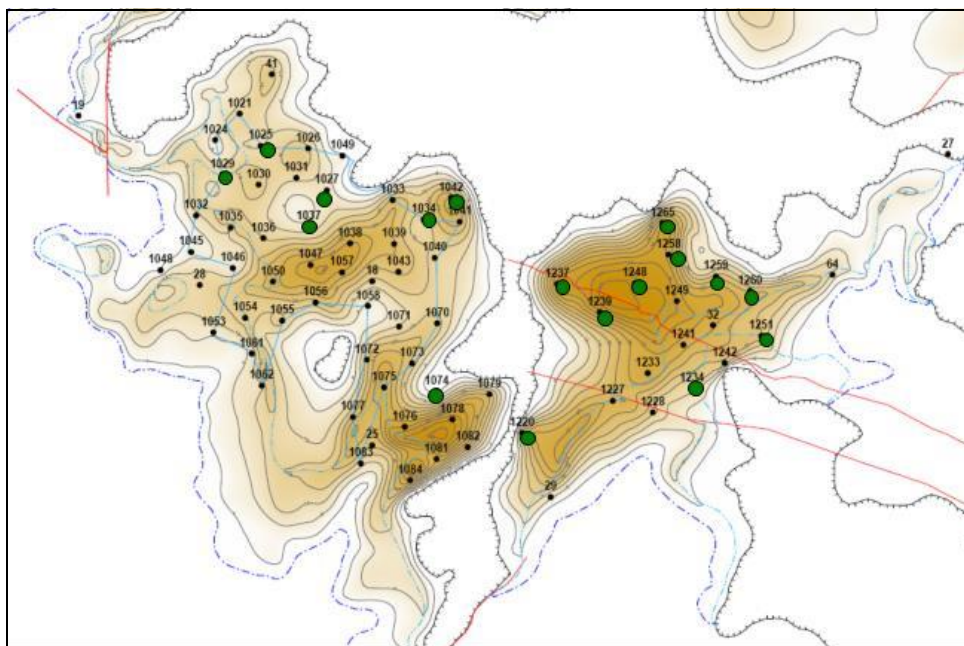


Рис. 1. Охват фонда скважин операциями ГРП.

Таблица 1

Характеристики скважин с ГРП

Скв	Qн без ГРП, т/сут	Qн (факт) после ГРП, т/сут	Прирост по нефти, т/сут	Qж (факт) после ГРП, т/сут	Рпл- Рзаб, атм	Дата запуска после ГРП	Объем проппанта
1239	103	122	18,6	148	88,3	07.05.2010	120
1258	78,7	160	81,1	195	117,5	10.03.2010	160
1042	73	98	24,8	133	21,5	06.05.2010	81
1248	100	157	57,3	186	107,1	06.05.2010	165
1260	79	140	61,3	160	71,2	07.05.2010	63
1237	52	127	74,8	156	87,9	08.05.2010	126
1220	23,4	72	48,6	87	143,0	18.05.2010	99
1259	34	75	41,0	93	136,8	07.05.2010	22
1251	10	13	3,0	110	48,3	06.05.2010	80
1265	12	77	64,6	78	171,7	14.05.2010	37
1029	работа под нагнетание	25	-	40	-	24.05.2010	40
1027	35	50	15,0	62	81,0	02.05.2010	58
1025	40	77	37,0	108	52,0	1 1.05.2010	41
1034	32,3	75	43	76	55,7	21.04.2009	-
1037	34,7	82	48	85,6	42,3	1 1.04.2009	-
1074	13	19	6	23	97	06.05.2010	20
1234	59	64	5	75	85,1	05.05.2010	21 т

Эффективные нефтенасыщенные толщины для скважин с ГРП изменяются в диапазоне от 2,7 м (скв. №1073) до 41,2 м (скв. №1248). Среднее давление разрыва пласта составляет 38 МПа. При проведении ГРП на скважинах закаченный объем проппанта меняется от 20 т до 165 т, что указывает на

различие параметров полученных трещин. Прирост дебита нефти по скважинам меняется в диапазоне от 3 до 81 т/сут и в среднем составляет 39,3 т/сут (табл. 1). Таким образом, в среднем эффект от проведения ГРП на скважинах позволяет увеличить дебит в 2,2 раза [2].

По скважинам с ГРП, находящимся в чисто-нефтяной зоне, средняя обводненность продукции на 01.06.2010 г. составляет 3%. По скважине №1234 (ВНЗ) в течение 11 дней наблюдается увеличение обводненности с 5 до 10%, что указывает на подтягивание воды из водоносной части разреза. По скв. №1251 (ВНЗ) обводненность на текущий момент составляет 77%, т.е., по скважинам, находящимся в ВНЗ, наблюдается быстрое увеличение обводненности за счет подтягивания подошвенной воды, что подтверждает неэффективность проведения операций в водонефтяной зоне пласта [3].

С начала разработки на месторождении проведено 6 операций РИР на скважинах. Причинами изоляционных работ стали подтягивание воды с подошвенной части пласта, а также прорывы по высокопроницаемому песчаннику в результате высоких отборов жидкости (свыше 300 т/сут). Все проведенные РИР выполнены в скважинах, находящихся вблизи контура нефтеносности. Результаты проведения РИР представлены в табл. 2.

Таблица 2
Результаты ремонтно-изоляционных работ

Скважина	Qж до изоляции, м ³ /сут	Обвод-ть до изоляции, %	Qж после изоляции, т/сут	Обвод-ть после изоляции, %	Уменьшение обвод-ти, %
1033	40	100	136	1,5	98,5
1036	348	86	43	1	85
1046	240	100	46	48	52
1050	331	90	88	4,5	95,5
1075	339	85	134	18	67
1083	106	75	56	2	73

Проведение РИР на скважинах позволяет существенно снизить обводненность продукции, однако приводит к снижению дебитов жидкости, обусловленное переходом на менее продуктивную и более расчлененную кровельную часть разреза.

Выводы и рекомендации:

1. По результатам анализа предлагается ГРП только в нефтяной зоне.

2. Применение геолого-технических мероприятий при разработке месторождения обеспечивает дополнительную добычу нефти и обеспечивает повышения нефтеотдачи.

Литература:

- Батурин Ю.Е., Бродский П.А., Лисовский Н.Н., Цой В.Е. и др. «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений». – М., 2007.
- Кристиан М., Сокол С., Константиnescу А. «Увеличение продуктивности и приемистости скважин» Пер. с румынского. – Москва, 1985.

- Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по залежи в районе скважин 45 и 58 пласт Ю1 Уренского месторождения», «ТННЦ». – Тюмень 2009.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАЛООБЪЕМНОГО ГРП В УСЛОВИЯХ НЕГЛУБОКО ЗАЛЕГАЮЩЕГО ПЛАСТА

Д.А. Бакин, А.А. Хайруллин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: didimba@inbox.ru

Гидравлический разрыв пласта – это метод увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, заключающийся в образовании новых трещин или расширении некоторых уже существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. ГРП является одним из наиболее эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих низкопроницаемые, слабодреннруемые коллектора [1, 2] и в настоящее время получил широкое повсеместное распространение.

Пласт-коллектор на глубине находится в механически напряженном состоянии, которое можно охарактеризовать тремя главными напряжениями: одно вертикальное, которое почти во всех случаях глубоких пластов (на глубинах свыше 500 м) является наибольшим из этих трех, и двух горизонтальных, одно минимальное и другое максимальное. Гидро-разрывная трещина будет направлена по нормали к наименьшему напряжению, вследствие чего практически во всех случаях, встречающихся в нефтяной промышленности, трещины вертикальные [3].

Однако, как уже было сказано, в случае, если пласт залегает на небольшой глубине, вертикальное напряжение может оказаться меньше, чем горизонтальное. Это приводит к горизонтальному характеру распространения трещины.

Опыт и анализ применения малообъемного ГРП.

В представленной работе была проанализирована эффективность ГРП для тиманских отложений одного из месторождений республики Коми, которые можно охарактеризовать как нетрадиционные для применения ГРП, по нескольким причинам:

- средняя глубина залегания пласта 80 м;
- вязкость нефти 27 сП;
- коэффициент расчлененности 9,5 д.ед.

На рассматриваемом месторождении было проведено 8 мероприятий ГРП на 6 скважинах. В качестве жидкости разрыва использовалась нефть, в качестве продажной – техническая вода с добавкой КСІ. В ходе подготовительных мероприятий производился спуск НКТ до нижнего интервала перфорации, закрытие запорной арматуры, обвязка скважины с насосным агрегатом (ЦА-320), приго-

товление закачиваемой жидкости (нефть+проппант) и продавочной жидкости (вода+КСИ), опрессовка нагнетательной линии под давлением 60 кгс/см², заполнение скважины технической водой. Количество необходимых для закачки реагентов рассчитывалось индивидуально для каждой скважины в зависимости от мощности вскрытого коллектора.

Далее производилась заправка технической воды в пласт до момента резкого снижения давления, свидетельствующего о достижении давления разрыва и начале роста трещины. После этого производилась закачка через НКТ подготовленного объема нефти с проппантом, продавка технической водой с КСИ. В ходе мероприятия происходила непрерывная регистрация затрубного давления, давления закачки и давления в НКТ, регистрация расхода агента.

Затем производился демонтаж обвязки устьевого оборудования с насосным агрегатом, после чего скважина оставалась на пропитке от 12 до 96 часов. По истечении времени пропитки производился замер давления, стравливание, спуск НКТ до искусственного забоя, промывка через НКТ до полного прекращения выноса твердых частиц.

В скважине № 2 в 2013 г. был проведен ГРП в интервале 59,7-101,3 м. В скважину было закачено 4 м³ воды, 30 кг КСИ, 2 тонны проппанта фракции 16/30, 5 м³ нефти.

В результате проведения ГРП дебит скважины по жидкости увеличился с 1,9 т/сут до 3,3 т/сут. Дебит скважины по нефти вырос с 0,04 т/сут до 0,29 т/сут, таким образом, прирост составил 0,25 т/сут. Обводненность снизилась с 96,7 до 91,5%. Эффект от мероприятия длился 14 мес., и дополнительная добыча составила 119 тонн нефти. Все 8 операций можно считать примерами малообъемного ГРП, т.к. количество проппанта, использованного при каждой из них, варьировало от 1,5 до 2,5 т, удельная масса проппанта составляла 0,11–0,71 т/м. В 6 из 8 мероприятий был получен положительный эффект от применения ГРП, в среднем по эффективным мероприятиям коэффициент продуктивности увеличился в 2 раза, произошло снижение обводнённости, средняя дополнительная добыча нефти составила 38 т/опер., что позволяет рекомендовать применение ГРП на месторождении в дальнейшем.

В результате анализа проведённых мероприятий малообъёмного гидроразрыва пласта была установлена его эффективность в части увеличения коэффициента продуктивности скважин и снижения обводнённости. Получаемый положительный эффект может быть вызван горизонтальным характером распространения трещины ввиду неглубокого залегания пласта.

Литература:

1. Алвардо В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: ООО «Премиум-инжиниринг», 2011. – 244 с.

2. Кац Р., Каневская Р. Руководящий документ по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий (первая редакция). – М.: НИПТ «ИНПЕТРО», 1997.
3. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ГРП НА СКВАЖИНАХ ТЯМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.С. Берняев, В.В. Рожкова

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Е-mail авторов: bernyaev4647@mail.ru

Одним из наиболее эффективных методов воздействия на продуктивные пласты является гидравлический разрыв пласта. На Тямкинском месторождении нефти реализуется программа геолого-технических мероприятий, цель которых – повышение продуктивности скважин и интенсификация отборов нефти. С 01.01.2015 г. по 01.01.2016 г. в общей сложности было проведено 7 ГРП.

Проведенные на Тямкинском месторождении мероприятия по гидроразрыву пласта показали увеличение дебита нефти в скважинах в среднем на 5,6 тыс.т. Не по всем операциям ГРП, в полной мере, удалось достичь ожидаемого эффекта в силу того, что фактический дебит нефти после мероприятия ниже расчетного. Тем не менее, фактические показатели гидроразрыва позволяют рекомендовать данную технологию к дальнейшему использованию для интенсификации добычи и повышения темпов разработки объекта Ю₃₋₄ [3].

Возможные причины не достижения потенциальных дебитов скважин после ГРП:

1. Проведенные в ООО РН-УфаНипинефть исследования по изучению влияния полимерной жидкости ГРП на проницаемость системы «пласт – трещина» показали, что размер и проницаемость загрязненной зоны низкопроницаемого пласта оказывают слабый эффект на дебит скважины. Основной причиной недостижения потенциального дебита добывающих скважин после ГРП является снижение за счет остаточной жидкости разрыва значение проводимости проппантовой пачки. Эффект снижения тем больше, чем выше средняя проницаемость пласта, и достигает 25–35% [1].

Закачиваемые в пласт под высоким давлением жидкости гидроразрыва готовятся на основе широко используемых гелей гуаровой смолы с добавлением сшивателя и брейкера-деструктора полимеров. Если после размещения проппантной пачки полимер остается неразрушенным, то образуется сверхвязкая, трудно удаляемая гелеобразная масса, блокирующая не только пространство трещины, но и поровое пространство призабойной зоны. Одним из основных требований к жидкостям ГРП является

разрушение жидкости разрыва до значения вязкости, сравнимого с вязкостью воды для последующей фильтрации геля из трещины. При неполной деструкции геля понижается относительная проницаемость трещины и остаточный гель может создавать препятствия на пути притока жидкостей, что вызывает необходимость применения дополнительной очистки при освоении скважины. Наиболее перспективным направлением увеличения конечной проницаемости трещины ГРП представляется кислотное воздействие [2].

2. Основная возможная причина, усложняющая данный вид ГТМ – это близость водонефтяного контакта с соответствующими рисками прорыва трещины в водонасыщенный пласт. По мере разбуривания Тямкинской площади и перехода на периферийные зоны месторождения (ВНЗ), следует более тщательно подходить к выбору кандидатов под ГРП, местами вовсе исключить проведение ГРП по причине риска в недостижении проектного дебита [4].

Литература:

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135.
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 37-44.
4. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 64-69.

ОБЗОР ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

О.О. Бурденюк, А.В. Кожевников

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: 742639@mail.ru, iscoffer@gmail.com

В статье рассматривается опыт использования вод различной минерализации для заводнения пластов коллекторов. Рассмотрен возможный положительный эффект от набухания частиц глин в терригеновых коллекторах.

Ключевые слова: Низкоминерализованное заводнение, ППД, коэффициент охвата.

В современном мире устаревающий принцип использования для заводнения только схожую по физико-химическим параметрам с пластовой водой жидкость не дает полноценного решения для оптимального проекта разработки. При реализации систем заводнения чаще всего пользуются подтовар-

ной водой, водой из сеноманского горизонта или поверхностных источников. Наиболее экономически выгодной является попутно добываемая (подтоварная) вода. В то же время стоимость строительства «сеноманской» скважины составляет порядка 23 млн. руб, а бурение скважины на горизонты с пресной водой – около 5 млн. руб.

Давно определено, что при снижении минерализации фильтрующей жидкости происходит снижение проницаемости породы. В первую очередь набухает глинистый материал, суживая сечение фильтрующих каналов. Более того, из-за высокой дисперсности и удельной поверхности глинистые частицы могут быть оторваны от обломочных зерен и вовлечены в поток, закупоривая поровые каналы [3, 5, 6, 11]. Так же к сужению поровых каналов ведет увеличение пленки связанной воды на поверхности зерен, зависящей от степени минерализации фильтруемой жидкости и её состава. В процессе физико-химических взаимодействий на основе воды с глинистой составляющей породы коллектора протекают ионообменные реакции, приводящие к гидратации, набуханию и изменению устойчивости глинистых компонентов. Однако В.Е. Ступоченко указал в своей работе [1] о возможном положительном эффекте набухания глинистого материала, так как внутри пласта происходит перестроение структуры порового пространства.

Можно предположить, что к моменту начала обводнения продукции коэффициент охвата составляет порядка 0,5-0,6. Закачка низкоминерализованной воды приводит к снижению электростатической силы, в результате чего глинистая частица срывается с поверхности и мигрирует до тех пор, пока не будет удержана в поровом канале меньшего размера. В результате коагуляции частицами поровых каналов происходит снижение проницаемости коллектора. Количество сорвавшихся частиц в определенной точке пласта увеличивается с повышением доли закачиваемой низкоминерализованной воды в потоке. Ввиду того, что срыв частиц происходит именно в промытых зонах пласта, т.к. закачиваемая вода в первую очередь идет именно в эти зоны, происходит снижение фазовой проницаемости по воде, при той же фазовой проницаемости по нефти [2, 4, 9, 10]. В результате обводненность добывающих скважин снижается. Закачиваемая вода начинает «обходить» забитую частицами зону, тем самым повышая коэффициент охвата пласта заводнением [8, 12].

В работах [7, 13, 15] было показано, что в большинстве песчаников, большей степенью состоящих из SiO_2 с элементами глинистой породы, молекулы нефти удерживаются на поверхности отрицательно заряженных глинистых частиц, в основном двухвалентными катионами (Ca^{2+} и Mg^{2+}), которые удерживают молекулы нефти на поверхности пород. Когда происходит заводнение пласта водой с

минерализацией меньшей, чем минерализация пластовой воды, свободные катионы в нагнетаемой воде, например, ионы Na^+ , замещают двухвалентные катионы Ca^{2+} и Mg^{2+} , удерживающие нефть и высвобождают молекулы нефти, позволяя им быть извлеченными из пор породы.

В работе [13] была проведена оценка прироста нефтеотдачи за счет закачки низкоминерализованной воды в терригенные коллекторах кыновско-пашийских отложений Первомайского и основную залежь тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождений. На данных месторождениях во многие нагнетательные скважины с самого начала велась закачка низкоминерализованной воды, однако ее воздействие с точки зрения влияния на нефтеотдачу не изучалось. Последовательность работ состояла в проведении лабораторных керновых исследований по определению срыва и миграции мелкодисперсных частиц под действием низкоминерализованной воды и снижению ОФП по воде.

Лабораторные исследования показали, что ОФП по воде в среднем снижается при закачке низкоминерализованной воды по сравнению с закачкой высокоминерализованной в 2,6 раза для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения и в 4,7 раза для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения. Основная причина снижения ОФП по воде – миграция глинистых частиц в породе под действием низкоминерализованной воды. Эффект прироста нефтеотдачи за счет низкоминерализованного заводнения и миграции частиц состоит в повышении коэффициента охвата, который в свою очередь зависит от соотношения подвижностей фаз. Для Первомайского месторождения подвижность воды по отношению к подвижности нефти выше в 4,6 раза при закачке высокоминерализованной воды и в 3,2 раза при закачке низкоминерализованной воды, для Бастрыкского месторождения соответственно в 25,3 и 9,4 раза.

Стоит учитывать, что выявление возможности использования метода закачки низкоминерализованной воды в каждом конкретном случае проводится в результате лабораторных и полевых исследований.

Литература:

1. Вода в дисперсных системах: учебник / Б. В. Дерягин и др. – Москва: Химия, 1989. – 288 с.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Исследования каналов сверхпроводимостей межскважинного пространства // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 46-56.
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.
4. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 52-60.
5. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского

- государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135.
6. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4 – С. 37-44.
 7. Грачева С.К., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Моделирование образования сети трещин ГРП // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2013. – № 2. – С. 168-183. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/GrachevaSK/GrachevaSK_1.pdf
 8. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Формализация задачи оптимизации систем поддержания пластового давления // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 237-255. Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p237-255_StrekalovAV_ru.pdf
 9. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Метод обращения геометрических фигур // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014 – № 2. – С. 438-450. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_2.pdf
 10. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Метод управления технической гидросистемой посредством анализа регулировочных кривых // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 2. – С. 14-32. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_1.pdf
 11. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 64-69.
 12. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Модель течения несжимаемой и сжимаемой жидкости // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 54-63.
 13. Ступоченко В.А. Научное обоснование методов интенсификации разработки глинистых коллекторов и усовершенствованных полимерных технологий с целью повышения нефтеотдачи пласта: Автореф. дис... на соиск. учен. степ. д.т.н. – Москва, 2001. – 438 с.
 14. Хусаинов А.Т. Методика оперативного прогнозирования показателей нефтедобычи средствами программного комплекса с аналитическим модулем искусственных нейронных сетей // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – Том 11, № 3. – С. 44-51.
 15. Хусаинов А.Т. Применение инструментария искусственных нейронных сетей для оперативного расчета нефтедобычи // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2013. – Том 11, № 2. – С. 22-25.

НЕСТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

О.О. Бурденюк, А.А. Хайруллин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: 742639@mail.ru, khayrullin.azat@mail.ru

В статье приводится анализ эффективности нестационарного заводнения. Применение данной технологии показано на примере Дружного месторождения.

Ключевые слова: нестационарное заводнение, МУН.

Анализ применения нестационарного заводнения (НЗ) пласта проводился по объектам БС₁₀¹ и БС₁₁¹. Эффективность применения нестационарного заводнения исследовалась за период с января по декабрь 2009 г. В течение этого времени на рассмотренных объектах было проведено 17 скважино-операций.

Анализировалась дополнительная добыча нефти за последующие полгода после остановки нагнетательных скважин более чем на 10 суток, которые можно рассматривать как нестационарное заводнение [1].

Таблица 1

Эффективность применения НЗ на объектах БС₁₀¹ и БС₁₁¹ Дружного месторождения, ТПП «Когалымнефтегаз»

№ п/п	Объект	Участок	Дата остановки	Дата расчета	Скважино-операций	Эффективность воздействия (доп. добыча нефти), тыс.т			
						доп. добыча жидкости	по нефтеотдаче	по интенсификации	общая
1	БС10/1	209	28.08.2009	28.02.2010	10	18,12	1,16	0,57	1,72
2	БС10/1	4548	29.01.2009	28.07.2009	1	4,07	0,82	0,55	1,37
3	БС10/1	4564	28.08.2009	28.02.2010	1	0,69	0,55	0,03	0,58
4	БС11/1	7527	29.07.2009	28.01.2010	2	-0,29	-0,58	0,05	-0,53
5	БС11/1	2485	29.02.2009	28.08.2009	1	0,89	0,78	0,13	0,91
6	БС11/1	2486	29.11.2009	28.02.2010	1	0,63	0,16	0,11	0,27
7	БС11/1	1329	29.07.2009	28.01.2010	1	5,11	0,38	0,47	0,85
Итого:						29,22	3,27	1,902	5,17

В районах скважин, на которых проводились НЗ выделено 7 участков с добывающими скважинами, отреагировавшими на проведённые мероприятия. Если мероприятия проводились на скважинах в близком промежутке времени (1–5 месяцев) и находящихся на близких расстояниях друг от друга, то участки этих скважин объединялись в один участок (или в блок скважин, если количество мероприятий было более двух), и расчёт дополнительной добычи нефти проводился от их совместного воздействия. Одновременно с НЗ, на некоторых исследуемых участках, проводились и другие ГТМ. Если наблюдалось их заведомо явное влияние на дополнительную добычу нефти от проводимых на участке ГТМ, то такие скважины исключались из расчёта дополнительно добытой нефти по участку.

Эффект рассчитывался через полгода после начала проведения НЗ по всем скважинам расположенным на участке (в некоторых случаях эффект рассчитывался через полгода от последнего из совместно проведенного на одном и том же участке НЗ). Общий эффект делился при расчетах на две составляющие: по нефтеотдаче пласта и по интенсификации разработки, и рассчитывался по характеристике вытеснения Медведского. Под положительным эффектом по нефтеотдаче понимается дополнительно добытая, за счёт НЗ нефть, которая при базовом варианте разработки не была бы извлечена (т.к. применение НЗ привело к улучшению характеристики вытеснения нефти из пласта). Под положительным эффектом по интенсификации понимается дополнительно добытая нефть в данный промежуток времени (при расчётах на период 6 месяцев), которая при базовом варианте разработки была бы извлечена из пласта за более длительный промежуток времени [2].

Результаты расчётов дополнительно добытой нефти представлены в таблице. Общий эффект от применения нестационарного заводнения на объектах БС₁₀¹ и БС₁₁¹ Дружного месторождения, за рассматриваемый период времени, составил 5,17 тыс. т дополнительно добытой нефти, из которых 3,27

тыс. т получено за счёт эффекта по нефтеотдаче пласта [3]. Средняя удельная добыча нефти на одну скважино-операцию в среднем составила 300 т. Получен только один отрицательный эффект на участке 7527, который был обусловлен небольшим снижением темпа разработки участка после остановки нагнетательной скважины.

Заключение. В данной статье приведён Анализ применения нестационарного заводнения на Дружном месторождении, ТПП «Когалымнефтегаз» на объектах БС₁₀¹ и БС₁₁¹ за период с января по декабрь 2009 г. В течение указанного периода времени за счёт применения НЗ дополнительно было добыто 5,17 тыс. т нефти. Средняя удельная добыча нефти на одну скважино-операцию в среднем составила 300 т. Большая часть (3,27 тыс. т) дополнительно добытой нефти получена за счёт улучшения характеристики вытеснения нефти из пласта.

Литература:

1. Расчет параметров проведения технологии нестационарного заводнения на примере конкретно выбранного участка воздействия / Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков, И. И. Минаков, А. В. Билинчук // Сб. науч. тр. / ВНИИнефть. – 2006.
2. Руководство по гидродинамическим методам контроля текущей нефтенасыщенности пластов, разрабатываемых при режиме вытеснения нефти водой. – М.: ВНИИ, 1968.
3. Технологический проект разработки Дружного месторождения / ТФ КогалымНИПИнефть.

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ВЫРАБОТКЕ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ БОКОВЫМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ

Р.В. Вайсбек, А.А. Хайруллин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: khayrullin.azat@mail.ru

Как известно, эксплуатационные затраты на высокообводненный фонд скважин зачастую превышают доходы от реализации добываемой нефти. В этой связи оценка экономической составляющей

должна выполняться на достоверные прогнозируемые технологические показатели. Оперативность выполнения этой оценки также влияет на экономическую эффективность. Действующий фонд (ДФ) нефтяных скважин компании ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» на конец 2013 г. составил более 1700 скважин. В 2013 г. было введено 94 новых скважины, 57 боковых стволов (БС) и углублений. Даже при таких объемах ввода новых скважин и проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ), от эффективной работы с существующим фондом нефтяных скважин зависят ключевые экономические показатели предприятия. Количество нерентабельных скважин в 2013 г. по параметрам низкого дебита нефти и высокой обводненности оценивалось на уровне 700 скважин, что составляло порядка 40% от всего ДФ.

В настоящее время остаточные извлекаемые запасы компании ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» составляют более 300 млн.т. нефти из них в категории АВС1 порядка 80%, в подгруппах – «разбуренные» и «не разбуренные» 60% и 40% соответственно. При структуризации подгруппы «разбуренные» выделенные запасы под действующим и бездействующим фондом соотносятся как 50/50, при этом в подгруппе бездействующих суммарные запасы под аварийным фондом и обводненным около 70%, что составляет чуть более 50 млн.т. остаточных извлекаемых запасов. Поддержание уровней добычи нефти на месторождениях с высоким значением выработки начальных извлекаемых запасов, высокой обводненностью в основном обеспечено адресной работой с фондом скважин. Однако, результаты работ по эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных скважин и проведение таких геолого-технических мероприятий, как оптимизация работы погружного оборудования, ремонтно - изоляционные работы, методы интенсификации добычи нефти и др., должны соответствовать показателям проектирования, основанным на детализации особенностей геологического строения залежей и анализе опыта применения технологии горизонтального вскрытия.

Главной задачей многих нефтегазодобывающих предприятий в настоящее время является стабилизация или снижение темпа падения добычи углеводородного сырья на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Общеизвестно, что наиболее эффективный способ повышения нефтегазодобычи – бурение боковых наклонных или горизонтальных стволов.

Бурение боковых стволов и столбов с горизонтальным участком из старых обсаженных эксплуатационных скважин позволяет на конечных стадиях разработки месторождения повысить нефтеотдачу пластов за счет направленного разбуривания «целиковых» зон с высокой нефтенасыщенностью невыработанных скоплений углеводородов, а при буре-

нии боковых стволов горизонтальных скважин – увеличить охват пласта за счет роста зоны дренирования из расчета на одну скважину. При этом снижаются капитальные затраты на разбуривание и обустройство нефтяного месторождения при одновременном увеличении коэффициента извлечения нефти.

С целью вовлечения в активную разработку запасов нефти, блокируемых водными или газовыми конусами, а также создания в межскважинных зонах дополнительных воронок депрессий для создания обратных потоков флюидов, перешедших из нефтяной части в газовую или водяную зоны пласта, предлагается бурение боковых стволов.

Основными требованиями к проходке горизонтальных боковых стволов являются [1-8]:

- 1) вскрытие кровли пласта в 90-110 м от основного ствола;
- 2) проходка по горизонтали 50-100 м с колебанием по вертикали;
- 3) горизонтальная часть ствола должна проходить не менее чем в 2-4 м от ГНК и ВНК;
- 4) качество цементирования заколонного пространства второго ствола в интервале от устья зарезки – 2 м ниже кровли пласта, цементирование горизонтальной части ствола с последующей перфорацией или спуском фильтров решается перед началом бурения;
- 5) направление горизонтальной части ствола определяется в процессе проектирования бурения с учетом текущего состояния выработки пласта;
- 6) отсечение первого ствола цементным мостом от эксплуатации определяется либо непосредственно перед началом бурения второго ствола, либо после его испытания.

Выбор скважины для забуривания второго ствола определяется состоянием эксплуатации скважины (обводненность продукции, причина обводнения или дебитами по жидкости), остаточными запасами, технологической эффективностью применяемых методов воздействия, текущей нефтенасыщенностью пласта и его строением. При выборе варианта расстановки скважин с ответвляющимися стволами необходимо исходить из того, чтобы при эксплуатации второго ствола скважины добыча нефти достигла не менее 10-12 тыс. тонн до обводненности продукции 95%.

Основными критериями выбора скважин со вторыми стволами являются:

- текущая нефтенасыщенность на дату бурения не менее 46,2%;
- текущие балансовые запасы нефти на неконтактных участках не менее 65 тыс. тонн, на контактных участках — не менее 98 тыс. тонн;
- нефтенасыщенная, контактная с газом, толщина пласта не менее 7 м;
- нефтенасыщенная, контактная с водой, толщина пласта не менее 6 м;

– нефтенасыщенная, контактная одновременно с водой и нефтью, толщина не менее 9 м и бесконтактная нефтенасыщенная толщина – не менее 4 м.

На сегодняшний день боковые стволы скважин, пробуренные на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» имеют различные типы профилей, их классифицируют по следующим признакам:

1. Горизонтальные стволы – максимальный угол превышает 65°;
2. Пологие стволы – максимальный угол в пределах 48-65°;
3. Наклонно-направленные стволы – менее 48°, пробуренные по заданной траектории с использованием телеметрических систем;
4. Не ориентируемые стволы навигационного сопровождения системами.

Результаты и обсуждение.

Наибольший эффект ожидается при бурении многоствольных и разветвленно - горизонтальных скважин, так как устройство и технология будут применяться не только при бурении, но также при избирательном проведении геофизических исследований и воздействии в процессе эксплуатации.

Особо следует отметить возможности при бурении разветвленно-горизонтальных скважин с установок непрерывных труб. В этом случае каждый дополнительный ствол может быть пробурен одним спуском, в то время как при бурении обычными бурильными колоннами потребуются как минимум два спуска инструмента.

Точно также упрощается обслуживание многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин в процессе эксплуатации и проведении геофизических исследований при помощи установок непрерывных труб, а именно, за один спуск можно избирательно провести требуемые работы на любом отвлении или основном стволе.

Такой вид ремонта как резка и бурение боковых стволов применяется на обводненных и бездействующих скважинах с целью интенсификации системы разработки месторождения и вовлечения недраемых запасов нефти. Работы ведутся силами Федоровского УПНПиКРС. Для бурения боковых направленных и горизонтальных стволов привлекается ИТС УПНПиКРС.

Основные выводы:

1. Выполненный анализ бурения боковых стволов в регионах Урало-Поволжья и Западной Сибири показал, что несмотря на несовершенство основных технологий ориентированного бурения, крепления ствола и освоения скважин окупаемость затрат на их строительство в среднем составляет 2...3 года.
2. Разработаны методики расчетов осевых нагрузок трения при бурении боковых стволов различного профиля, а также гидравлических сопротивлений в скважинах с учетом утечек жидкости через резьбовые соединения бурильной колонны.

Литература:

1. Анализ разработки Конитлорского месторождения. – Сургутский научно-исследовательский и проектный институт «СургутНИПИнефть», Тюменское отделение. – Тюмень, 2004.
2. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 352с.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Конитлорского месторождения, составленное Тюменским отделением «СургутНИПИнефть» в 2012 году (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 12.07.2012 №5391).
4. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. Изд-во ТГУ, 2006.
5. Инновации в бурении. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://inbug.ru/>
6. Инструкция по охране труда и окружающей среды при резке второго ствола в обсаженной эксплуатационной колонне ОАО «Сургутнефтегаз», 2003. – 276 с.
7. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Госгортехнадзор, 2013.
8. Справочное руководство мастеров буровых бригад. Справочное издание. – Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья», 2002.

ОСОБЕННОСТИ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КОЛЛЕКТОРАМ БАЖЕНО-АБАЛАКСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

А.Я. Валишин, А.С. Русских

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ФГБУ «Западно-Сибирский Научно-исследовательский Институт Геологии и Геофизики», г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: avalishin86@mail.ru

Введение в разработку месторождений и залежей, приуроченных к сложнопостроенным коллекторам, не рассматриваемых ранее, в виду малой изученности процессов, происходящих в них, связано в первую очередь со значительной выработкой и ухудшением запасов, так называемых традиционных коллекторов.

В настоящее время особый интерес разработчиков вызывают залежи углеводородов, приуроченные к залежам бажено-абалакского комплекса, в виду их значительного добычного потенциала и распространённости на территории Западной Сибири (рис. 1). Однако до сих пор в полной мере не изучены процессы, происходящие в них, что приводит к значительным экономическим рискам при бурении и разработке бажено-абалакского комплекса нефтегазового комплекса.

Для залежей абалакской свиты характерны следующие особенности с позиции геологического строения, это прослеживание карбонатизированных сложнопостроенных прослоев с вторичной пористостью, представленной кавернами и трещинами, с высокими фильтрационными свойствами. Общая толщина свиты колеблется в пределах 21,8-34 м, суммарная эффективная толщина (толщина плотных прослоев) достигает 6 м, составляя в среднем 3-4 м. При этом количество плотных прослоев изменяется от 3 до 10, в среднем составляя 4. Толщина единичных прослоев-коллекторов изменяется от 0,4 до 2 м и, как правило, редко превышает 1 м.

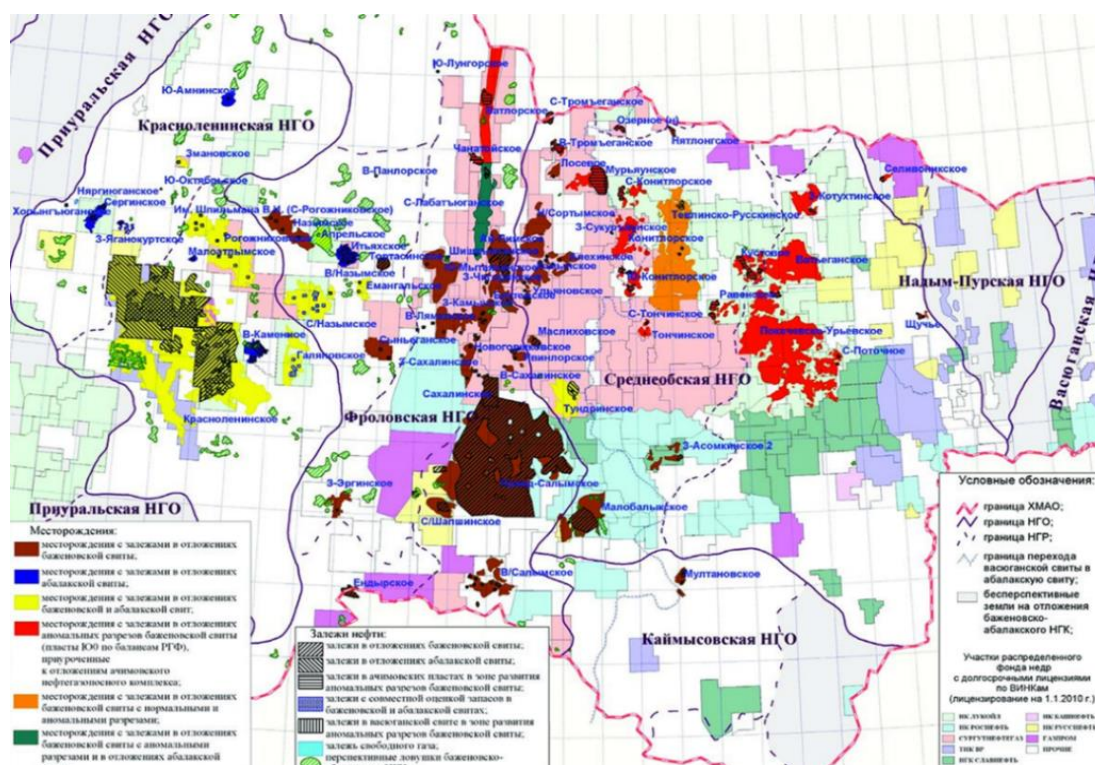


Рис. 1. Распространение бажено-абалакского нефтегазового комплекса в Западной Сибири.

Основной тип пород в разрезе баженовской свиты – микрослоистые битуминозные аргиллиты, представленные твёрдыми, неразмозающимися, малопористыми породами преимущественно глинистого состава с различным содержанием органического вещества. Отличительной чертой баженовских аргиллитов является наличие трещин, заполненных карбонатным и углефицированным материалом, иногда с выпотами нефти. Толщина пласта колеблется от 15 до 44 м, пластовая температура – от 88 до 116°C, пластовое давление – 28 до 52,6 МПа. При этом коэффициент аномальности пластового давления достигает 1,82. Газовый фактор по отдельным скважинам составляет 100 м³/м³ и более [3].

Неоднородное сложное строение разреза, аномально высокие значения пластовых давлений и температур провоцируют ряд проблем при вскрытии продуктивных отложений баженово - абалакского комплекса: поглощение фильтрата бурового раствора и нарушение устойчивости стенок скважины.

Воздействовать на геологические факторы, обуславливающие нарушение устойчивости стенок скважины и поглощение технических жидкостей, невозможно, но управление технико - технологическими и физико-химическими факторами позволяет существенно уменьшить их негативное влияние. Основными принципами такого управления, то есть мерами предупреждения, являются:

1. Правильный выбор конструкции скважины, когда интервалы, склонные к нарушению устойчивости, перекрываются обсадной колонной как можно быстрее.

2. Оптимизация профиля ствола скважины с исключением резких изменений зенитного и азимутального углов.

3. Правильный выбор типа и состава бурового раствора, который должен быть химически нейтральным к разбуриваемым породам.

4. Оперативное регулирование и управление свойствами буровых растворов при бурении транспортного ствола.

5. Применение специальных способов упрочнения стенок скважины при бурении.

6. Долота, КНБК, режим бурения должны быть оптимизированы по критерию максимума рейсовой скорости или минимума времени бурения интервала опасного с точки зрения нарушения устойчивости ствола.

7. Геофизический контроль за состоянием ствола: инклинометрия, кавернометрия, профилометрия.

Обобщая опыт разбуривания залежей бажено-абалакского НГК, стоит отметить, что наибольшие трудности по обеспечению устойчивости стенок скважины возникают при прохождении ствола через неустойчивые породы под зенитными углами выше 30. Предварительные расчеты показали, что наиболее минимальный зенитный угол при прохождении ачимовских глин равен 70° , который позволит произвести набор параметров до проектных баженово-абалакских отложений с интенсивностью не более $1,5^{\circ}/10$ м, что позволит произвести спуск оснастки хвостовика для МСГРП.

Таблица 1

Параметры проводки стволов скважин по пласту и результаты освоения скважин Ульяновского месторождения

№ скважины	Проходка по пласту, м		Дебит нефти, т/сут		Текущее состояние скважины
	Горизонт.	Вертик.	При освоении	Текущий	
1000Гр	140	31	30,1	3,3	скв. работает через осадок обрушения
1001Гр	290	30	17,6	4,3	скв. работает через осадок обрушения
1002Гр	116	16,1	2,5	б/д	новый ствол
1003Гр	75,3	5,3	16,7	5,1	С 11. 2010 г. новый ствол с фильтром
1004Гр	84,9	12,3	1,0	б/д	ствол обрушен

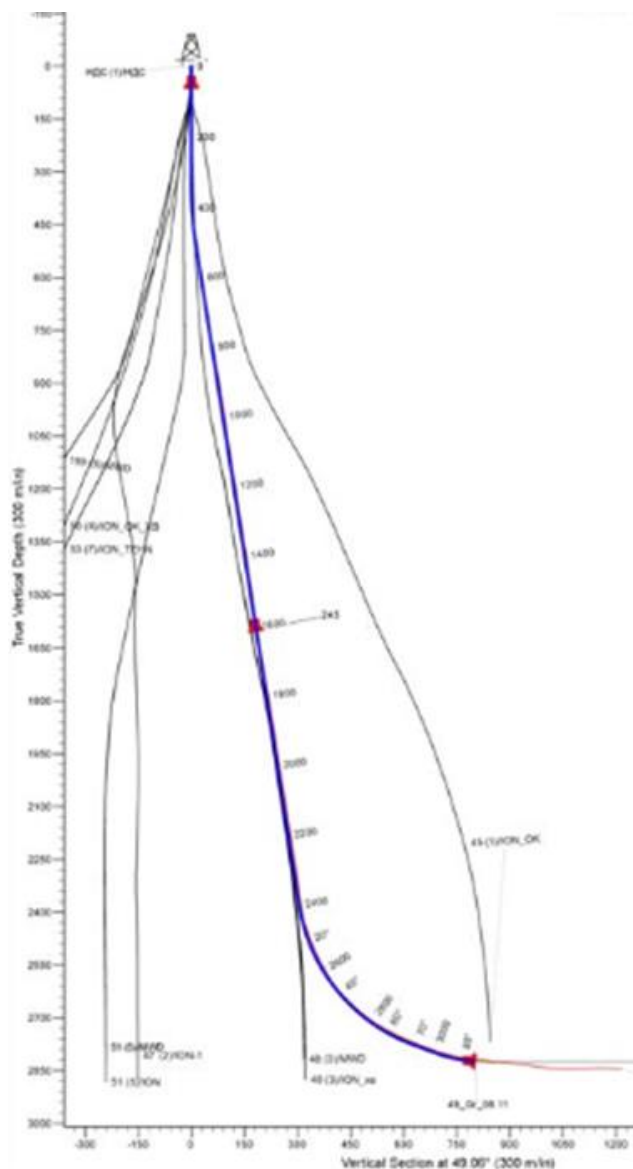


Рис. 2. Вертикальная проекция профиля скважины.

Чем меньше зенитный угол вскрытия проблемных интервалов юрских отложений, тем менее вероятно получение осложнения, для этого башмак технической колонны необходимо установить на 2–3 м ниже кровли баженово-абалакского комплекса с зенитным углом не менее 85° , для дальнейшей проводки хвостовика в продуктивной части пласта в коридоре от 12 до 20 метров ниже кровли пласта (рис. 2) [2].

Несоблюдение проектных параметров профиля основного ствола повлечет за собой усложнение параметров забуривания «удлинения» ствола и достижения до проектного забоя «хвостовика» со специальным оснащением для проведения многосекционного гидроразрыва пласта вплоть до невозможности выполнения мероприятий по МСГРП.

Исходя из обобщенного опыта строительства скважин, на баженовскую свиту следует, что бурение горизонтальных скважин с открытым забоем является не эффективным. Примером является Ульяновское месторождение (табл. 1).

Опытные данные по Ульяновскому месторождению говорят о неэффективности окончания ствола скважины в виде открытого забоя, вследствие обрушения его незакрепленной части. В процессе эксплуатации во всех скважинах произошло обрушение незакрепленной горизонтальной части ствола. Скважины работают через осадок обрушения, как изначально с потерей продуктивности, так и с постепенной в результате заиливания осадка обрушения, представленного крупными обломками. Таким образом, на данном объекте целесообразнее и экономически эффективнее строительство горизонтальных скважин со стволом, обсаженным щелевым фильтром, так как снижается риск обрушения стенок скважины и невозможности дальнейшего освоения [4]. Стоит отметить, что для предотвращения поглощения бурового раствора в условиях АВПД и повышения стабильности стенок скважины при вскрытии пластов бажено-абалакского НГКМ возникает необходимость увеличения плотности бурового раствора.

При АВПД давления поглощения и ГРП приближаются к пластовому, что существенно осложняет процесс бурения и ремонта скважин в этих условиях.

Вследствие того, при бурении бажено - абалакских отложений возникает необходимость поддержания высокой плотности бурового раствора необходимо проводить анализ риска возникновения поглощений, по результатам такого анализа можно выявить потенциальные риски и пласты, на которых может возникнуть риск возникновения поглощений, поэтому, чтобы исключить такой вид осложнений на Пальяновском месторождении специалистами был разработан комплекс мероприятий по искусственному повышению градиента гидро-

разрыва (Stress Cage), основанный на установке специальных смесевых составов на основе графита и фракционированного карбоната кальция.

Гидравлическая программа бурения предъявляет к буровым промывочным жидкостям жесткие требования. Например, для снижения потерь при передаче мощности к забою раствор должен иметь минимальное гидравлическое сопротивление (пониженную вязкость), а в кольцевом пространстве для эффективного выноса шлама или в пристволенной зоне – повышенную вязкость. И здесь на передний план выходят безглинистые буровые растворы (ББР), содержащие природные органические полимеры – биополимеры и природные модифицированные полимеры.

Безглинистые полимерные системы наиболее полно отвечают требованиям промывки скважин, в том числе и с горизонтальными стволами, находя все большее применение в буровой практике. Данным системам свойственно изменение в широком диапазоне реологических свойств, что обеспечивает эффективную работу породоразрушающего инструмента за счет резкого снижения вязкости при высоких скоростях сдвига и высокой мгновенной фильтрации и в тоже время хорошую выносящую способность бурового раствора за счет тиксотропного восстановлению структуры в режиме низких скоростей сдвига [5, 6].

Для безаварийного разбуривания и обеспечения длительной устойчивости стенок скважин, особенно

при их прохождении под большими зенитными углами, рекомендуются растворы на углеводородной основе (РУО).

Стоит так же сделать акцент на том, что одним из важных аспектов при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях немало важную роль играет телеметрическое сопровождение скважины с целью определения кровли пласта. С целью сокращения сроков строительства горизонтальных скважин, сокращения времени влияния фильтрата бурового раствора на продуктивный пласт и, как следствие, искажения данных геофизических исследований ГИС предлагается привязку и выделение кровли пласта баженовской свиты осуществлять по данным телеметрической системы LWD-650, в состав которой входит датчик гамма-излучения (DGR) и модуль EWR, измеряющий удельное электрическое сопротивление пород, значения которых совпадают со значениями модуля ВИКИЗ при в составе комплекса АМАК «Обь». Так как эксплуатационная колонна спускается в кровлю продуктивного пласта, то с помощью параметров LWD-650 можно оперативно оценить насыщение пласта и принять решение о спуске технической колонны (рис. 3) [6].

Предлагаемая технология позволит сократить сроки строительства скважины за счет исключения промежуточного каротажа и снизить затраты на геофизические работы без потери информации.

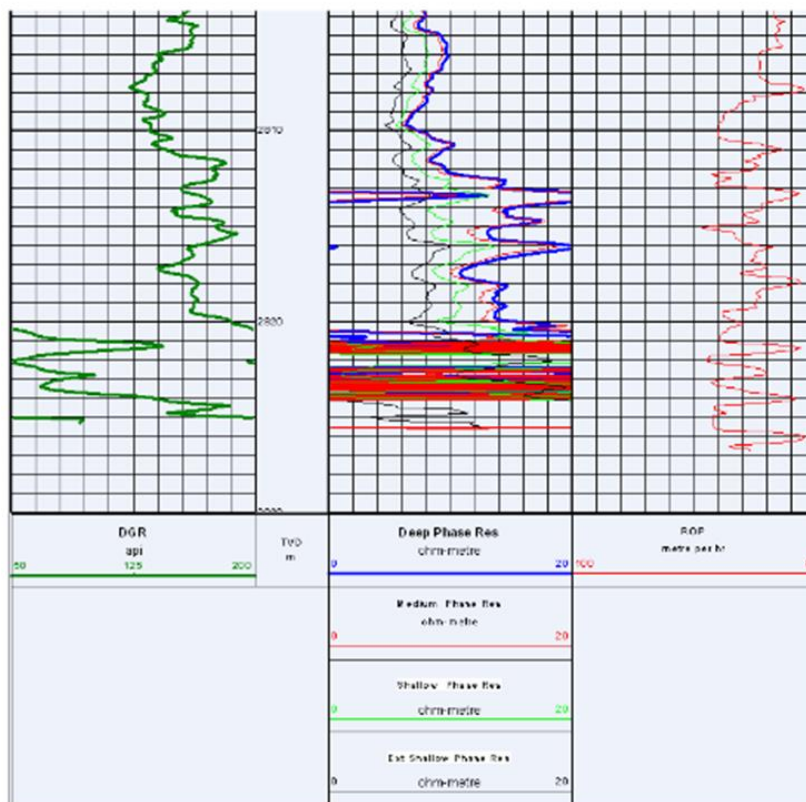


Рис. 3. Определение кровли пласта по данным телеметрической системы LWD-650.

Резюмируя, можно сказать, что на основании анализа имеющейся информации о строительстве скважин на отложения бажено-абалакского НГК в несовместимых горно-геологических условиях, для эффективного строительства скважин на репрессии необходимо:

- формирование оптимальных профилей стволов скважин с целью исключения потери проходимости бурильной и обсадной колонн в неустойчивых породах, а также соблюдение всех рекомендаций и ограничений для спуска оснастки под проведение многосекционного ГРП;
- проводку горизонтального участка по траектории, близкой к проектной;
- устойчивости горизонтальных участков скважин по каждой отдельно взятой разбуриваемой залежи конкретного месторождения;
- совершенствование промывочных жидкостей и гидравлических программ, обеспечивающих снижение размеров блокирующих зон проникновения фильтратов и очистку ствола скважины от шлама.

Литература:

1. Абдрахимов Ю.Р., Федосов А.В., Апликаева В.М. Перспективы освоения аномальных зон Баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского Автономного округа – Югры // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 4. – С. 6-7.
2. Горгоц В.Д. Новые способы и технологии проектирования процессов строительства скважин в сложных горно-геологических условиях // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 16.
3. Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гураи Ф.Г. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2006. – № 4. – С. 131-148.
4. Саранча А.В., Гарина В.В., Митрофанов Д.А., Саранча И.С. Разработка баженовской свиты на Ульяновском месторождении // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-11. – С. 2356-2359.
5. Фазылов В. Р. Совершенствование технологии строительства скважин со вскрытием баженовской свиты с АВПД в несовместимых горно-геологических условиях / Нефть и газ Западной Сибири // Материалы конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института – 2015. – С. 71-76.
6. Яхшибеков Ф.Р., Горгоц В.Д. Исследования строительства скважин на баженовскую свиту // Нефтяное хозяйство – 2008. – № 6. – С. 90.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ НА ПРИТОК КАПИТОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Вареница

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: Varenica.av@yandex.ru

Исследование скважин – один из основных источников получения достоверной информации, используемой не только для установления оптимальных режимов работы скважин и оборудования, но также для постоянного и повсеместного (в пределах месторождения) контроля разработки.

В данном курсовом проекте по результатам исследования нефтяной скважины на приток необхо-

димо рассчитать коэффициенты А и В в уравнении притока жидкости в скважину. Данное уравнение используется для установления режима работы скважины: для расчета забойного давления при заданном дебите и, наоборот, для расчета дебита для заданного забойного давления.

Для расчета выбрана скважина № 3 на Капитоновском месторождении нефти в Оренбургской области. Эксплуатация ведется механизированным способом с помощью установки УЭЦН.

Основной целью исследования на установившихся отборах является построение индикаторной диаграммы (индикаторной линии) скважины. Индикаторной диаграммой скважины называется графическая зависимость установившегося дебита от депрессии (забойного давления), т.е. $Q=f(\Delta P)$, $Q=f(P_{\text{заб}})$.

На рис. 1 представлены типичные индикаторные диаграммы. Как видно из рисунка 1, индикаторные диаграммы могут быть прямолинейными (1 – рис. 1а), выпуклыми (2) и вогнутыми (3) к оси дебита. Форма индикаторной линии зависит от режима дренирования пласта, режима фильтрации, от природы фильтрующихся флюидов, от переходных неустановившихся процессов в пласте, от фильтрационных сопротивлений, от строения области дренирования (однородный, неоднородный, слоисто-неоднородный пласт) и др.

По мере возрастания депрессии прямая может начать искривляться (после точки А), что связано с нарушением закона Дарси вследствие роста скорости фильтрации и влияния на процесс сил инерции. Искривление может быть связано и с неустановившимся процессом фильтрации (переходным процессом) в связи с появлением свободного газа.

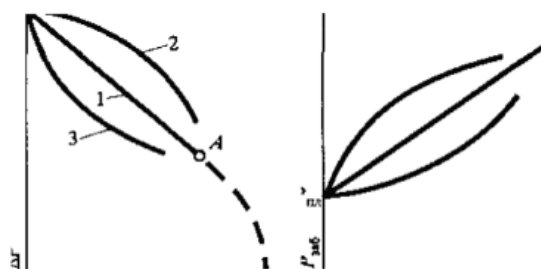


Рис. 1. Типичные индикаторные диаграммы скважин: а – в координатах $Q = f(\Delta P)$; б – в координатах $Q = f(P_{\text{заб}})$.

Прямолинейная индикаторная диаграмма до точки А (1 – рис. 1а) может быть получена в том случае, когда режим дренирования есть режим вытеснения при фильтрации однофазной жидкости по закону Дарси, т.е. в этом случае справедливо уравнение Дюпюи.

По результатам исследования строим индикаторную линию скважины (рис. 2).

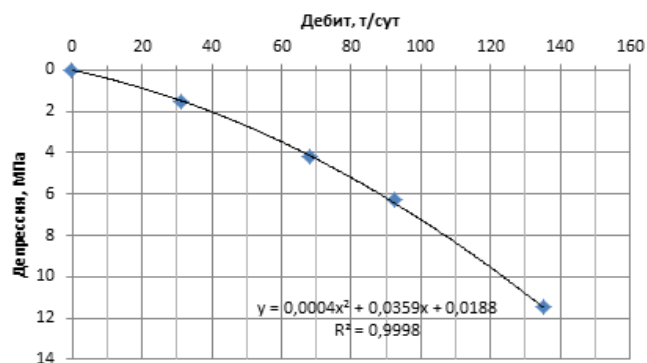


Рис. 2. Нелинейная индикаторная линия скважины.

Индикаторная линия нелинейна и выпукла к оси дебитов. Такая индикаторная линия получается:

- в случае фильтрации однофазной жидкости, когда нарушается закон Дарси;
- в случае двухфазной фильтрации (фильтрации жидкости со свободным газом).

Сопоставляя замеренные забойные давления на различных режимах работы скважины и сравнивая их с давлением насыщения $p_{\text{нас}} = 8,29$ МПа, делаем вывод, что в процессе исследования забойные давления выше давления насыщения. Это свидетельствует о том, что фильтрация нефти в пласте однофазная (отсутствует газовая фаза в свободном состоянии).

Литература:

1. Краткий электронный справочник по основным нефтегазовым терминам с системой перекрестных ссылок. – М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. М.А. Мохов, Л.В. Игrevский, Е.С. Новик. 2004./neft.academic.ru
2. Научно-технический «ВЕСТНИК» ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» Отпечатано в ООО «Август Борг» Научное редактирование статей и prpress ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство» 117997, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1 Ответственные за выпуск: Э.Я. Муслимов, Б.А. Аюпьян / orb.gazprom-neft.ru; www.oilandgaseurasia.co; teknoblog.ru.
3. Официальный сайт ЗАО «Газпром нефть Оренбург» // [Электронный ресурс] www.orb.gazprom-neft.ru

СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ УЭЦН-МИМ С ШИРОКИМ ДИАПАЗОНОМ ПОДАЧ

Н.А. Гриценко

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: gna164@mail.ru

При введении в разработку новых скважин и скважин после ГТМ, через определенное количество времени большие стабильные дебиты начинают стремительно падать, в результате чего приходится либо останавливать скважину и менять насос на менее производительный, либо переводить скважину на периодический газлифт, что не всегда рентабельно и технически надежно.

В результате этого, появилась задача создания оборудования, которое могло бы работать в широ-

ком диапазоне подач, исключив при этом вышеупомянутые отклонения от границы диапазона, как в правую, так и в левую зону, что позволило бы исключить отказы или многократные смены оборудования в первые полгода эксплуатации скважины [1].

С этой целью была создана установка электроцентробежного насоса УЭЦН-МИМ, работающая с широким диапазоном подач.

По созданной и внедренной в ПАО «НК «Роснефть» методике на базе РГУ им. И.М. Губкина были осуществлены стендовые испытания УЭЦН-МИМ, которые были проведены в два этапа: 1). проверка работоспособности насоса при различном газосодержании на входе; 2) проверка конструкции на износостойкость.

Целью первого испытания были проверка работоспособности ЭЦН-МИМ без газосепаратора при различном газосодержании в рабочей среде (вода – ПАВ – воздух) и сравнительная оценка с другими отечественными и импортными ЭЦН.

Задачи второго испытания состояли в сравнительной оценке работоспособности ЭЦН в условиях повышенного содержания механических примесей (проппант – кварцевый песок в массовом соотношении 50/50% до 40 000 мг/л) и в проверка заявленных напорно-расходных и энергетических характеристик.

В ходе испытаний необходимо было определить максимально возможное допустимое содержание газа в приемном устройстве насоса. Для этого была произведена закачка воздуха от компрессора при следующих частотах вращения вала: 40, 45, 50, 55 Гц. При давлении на приеме 0,2 МПа работа насоса осуществлялась без срыва подачи при объеме свободного газа 40-52 %, при давлении 0,4 МПа этот объем возрастал до 50-62%. Также было отмечено, что в процессе испытаний была выявлена зависимость наступления срыва подачи ЭЦН от давления на приеме насоса при одинаковых газосодержании и дебите жидкости. Так, при увеличении давления на 0,2 МПа объем свободного газа, при котором возникает срыв подачи, возрастает примерно на 10% [3].

При повышении частоты вращения вала, соответствующей опорной частоте тока от 40 до 55 Гц, наблюдалось увеличение предельно допустимого входного газосодержания от 2 до 4,5 %. Помимо этого, в ходе тестирования была выявлена следующая особенность ЭЦН-МИМ: при наступлении срыва подачи снижение газосодержания на входе позволяет восстановить стабильный режим работы насоса. При испытании традиционных ЭЦН после достижения срыва подачи приходится полностью останавливать испытания и выполнять продувку системы, в противном случае достичь возобновления подачи не удастся. Учитывая, что среднее газосодержание на приеме на скважинах Мало-Балыкского месторождения при дебите около 200

м³/сут составляет порядка 38-42%, а на испытаниях это значение составило 52%, то можно сказать, что в условиях данного месторождения с точки зрения газоустойчивости УЭЦН-МИМ может эксплуатироваться без особых проблем.

Ресурсные испытания ЭЦН-МИМ были проведены при КВЧ до 40 г/л. По завершению стендовых испытаний было установлено, износ рабочих колес составил порядка 1,22 %, что в 7,2 раза меньше, чем у ранее испытанных традиционных ЭЦН компрессионного типа, износ направляющих аппаратов составил около 0,47 %, что в 8,2 раза меньше, чем у ранее испытанного оборудования. При сравнении напорно-расходных характеристик до и после испытаний было зафиксировано изменение напора в допустимых пределах (около 5,3 %). Максимальное значение КПД установки после ресурсных испытаний снизилось с 68,3 до 67,9 %. У лучшего насоса, испытанного ранее, снижение КПД составляло 35 %, в данном же случае было зафиксировано падению на 0,4 % [2].

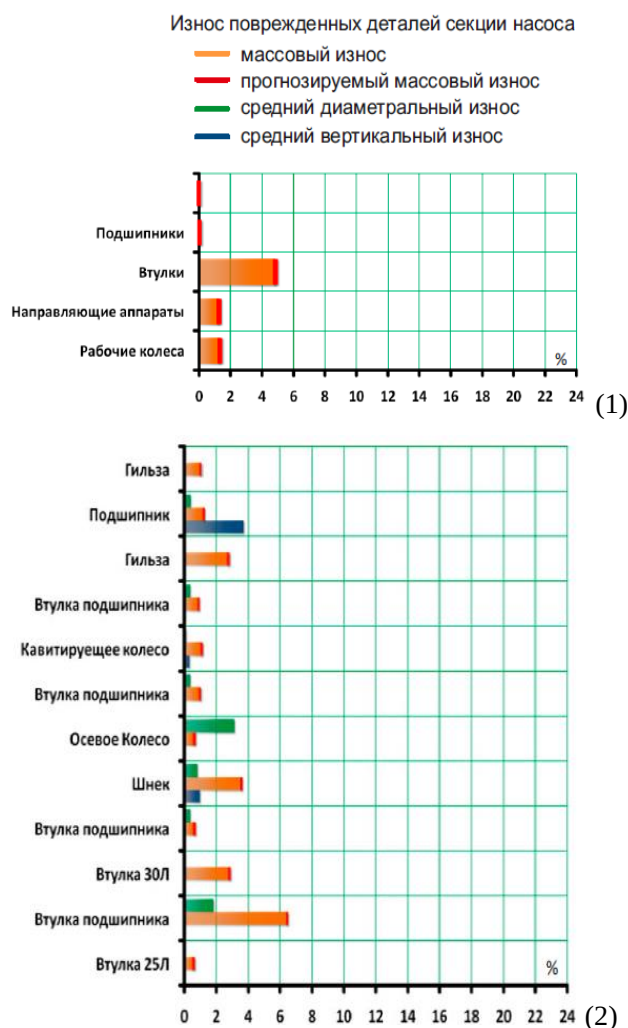


Рис. 1. Износ повреждённых деталей секций насоса (1) и газосепаратора (2).

Насос успешно прошел 20-часовой цикл испытаний на износ. Вращение вала – свободное. Твердосплавные втулки в подшипниковых узлах головки и основания, все твердосплавные втулки в радиально-упорных промежуточных подшипниках без явного износа со следами приработки, втулки каждого первого направляющего аппарата пакетов имеют конический износ, некоторые колеса имеют характерный конический износ ступиц, особенно это отмечается у предпоследних и последних колес каждого пакета. Практически все нижние опорные шайбы рабочих колес имеют износ не более 30%, верхние шайбы рабочих колес износа не имеют.

В результате, можно подвести итоги проделанных испытаний на газоустойчивость:

- при входном давлении 4 атм (0,4 Мпа) в зависимости от Qж, срыв подачи происходил в диапазоне от 50 до 62%;

- при Qж свыше 300 м³/сутки, срыв подачи достигнуть не удалось (ограничения по стенду, максимальная производительность компрессора 1000 м³/сутки);

- при наступлении срыва подачи, после уменьшения газосодержания, зафиксировано возобновление подачи насоса (во время аналогичных испытаний, как отечественных, так и импортных УЭЦН, возобновление подачи происходило только после полной остановки и прокачки системы).

- итог испытаний на износостойкость:

- износ рабочих колес составил 1,2% (у лучшего ранее испытанного ЭЦН этот износ был порядка 8,64 %);

- износ направляющих аппаратов составил 0,47% (что в 8,2 раза меньше, чем у ранее испытанного аналогичного ЭЦН компрессионного типа);

- падение напорной характеристики составило 5,3% (что в 10 раз меньше, чем у ранее испытанного аналогичного ЭЦН компрессионного типа);

- уменьшение max КПД составило 0,4% (у ЭЦН компрессионного типа этот показатель составил 35%);

- гидроабразивный износ рабочих ступеней ЭЦН незначительный;

- отсутствуют изменения в размерах на сопрягаемых поверхностях цилиндрических радиальных уплотнений между рабочим колесом, направляющим аппаратом и защитной втулкой;

- отсутствуют какие-либо следы износа на твердосплавном опорном и радиальном подшипниках.

Графически результаты тестов на износостойкость приведены на рис. 2.

Таким образом, стендовые испытания УЭЦН-МИМ показали и подтвердили возможность надежной, стабильной и эффективной работы данных насосов, показав их значительное преимущество над оборудованием, применяемым на месторождениях сегодня.

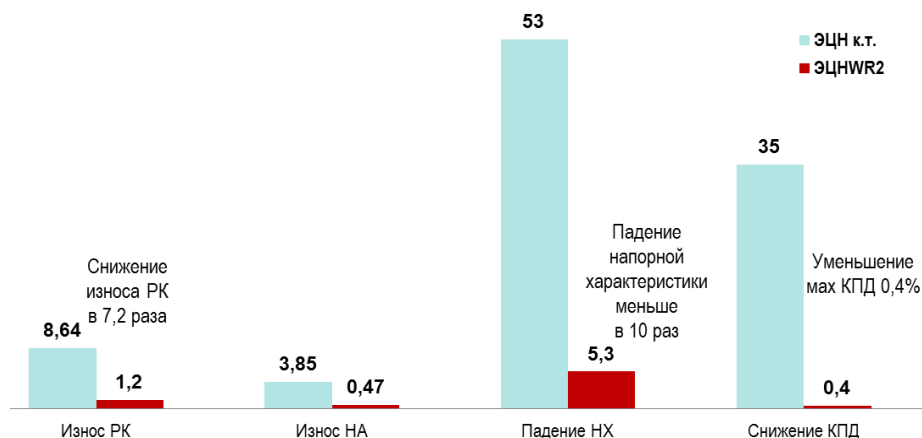


Рис. 2. Результаты стендовых испытаний УЭЦН-МИМ.

Литература:

1. Абужаков А.З. Энергоэффективный дизайн ЭЦН на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Инженерная практика. – 2011. – Вып. 6. – С. 36-41.
2. Электроцентробежные насосы с рабочими органами, изготовленными МИМ-технологией (ЭЦННWR2). Руководство по эксплуатации. – 2014. – С. 22.
3. Электроцентробежные насосы с рабочими органами, изготовленными МИМ-технологией (ЭЦННWR2). Технические условия. – 2014. – С. 31.

ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С НАЛИЧИЕМ ЖИДКОЙ ФАЗЫ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

Н.Н. Дежурова, И.Г. Тункив

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: parhy@mail.ru, surgut-b24@yandex.ru

Эксплуатация газовых месторождений на позднем этапе разработки сопровождается снижением пластового давления и поступлением пластовой воды, скорость газа в эксплуатационной колонне со временем начинает падать. В результате изменяется характер течения жидкости у стенок труб, происходит образование в трубах жидкостных пробок и, в конечном счете, на забое накапливается жидкость.

В настоящее время, становятся актуальными проблемы, которые возникают в данной ситуации а именно такие как:

- обводнение скважин пластовой водой;
- накопление жидкости в системе сбора продукции;
- разрушение пласта-коллектора;
- образование песчаных пробок;
- вынос песка на поверхность, что сопровождается абразивным износом оборудования; снижение эффективности капитальных ремонтов скважин в условиях аномально низких пластовых давлений.

В настоящее время существует ряд методов позволяющих эксплуатировать обводняющиеся скважины [1]:

- проведение капитального ремонта скважин, включающего крепление призабойной зоны пласта и водоизоляционные работы;
- периодическая продувка ствола скважины с выпуском газа в атмосферу;
- обработка забоя скважин твердыми и жидкими ПАВ;
- замена НКТ на трубы меньшего диаметра;
- плунжерный лифт;
- циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство.

Каждое из вышеперечисленных геолого - технических мероприятий имеет свои преимущества и недостатки, а в случае применения какой либо из них, на месторождении, должен проводиться анализ, возможность и эффективность ее использования на конкретной скважине.

Продувка ствола скважин является наиболее простым с точки зрения используемого оборудования, техники и материалов мероприятием. К недостаткам продувок относятся: резкое повышение депрессии на пласт, что приводит к разрушению слабосцементированного коллектора; безвозвратные потери газа; отсутствие продолжительного эффекта.

Технология обработки забоя скважин твердыми и жидкими ПАВ является наиболее технологичным и простым методом. Необходимым условием эффективного удаления жидкости с помощью ПАВ является образование на забое скважины стабильной пены, представляющей собой дисперсные системы, состоящие из ячеек-пузырьков газа. Однако, эти процессы значительно усложняются из-за наличия пластовой воды различной минерализации. Высокая минерализация резко снижает пенообразующие способности ПАВ. На процесс пенообразования влияние в основном оказывают соли кальция и магния. В таком случае перед применением необходимо определить какие ПАВ применять (катио-

ноактивные, анионоактивные или амфотерные ПАВ). В данном случае при высокой минерализации воды целесообразнее применять катионоактивные ПАВ поскольку они являются эффективными пенообразующими агентами, зачастую работающими в минерализованной воде более эффективно, чем в пресной воде. Низкомолекулярные соединения этого типа находятся в числе наиболее эффективных агентов для вспенивания смесей углеводородов и соляных растворов. С другой стороны высокомолекулярные четвертичные соединения менее эффективны в соляных растворах, слишком высокая концентрация может привести избыточной стойкости пены, ее высокой структурной вязкости и к чрезмерному образованию жидкостной эмульсии и вследствие увеличения расходов на обработку скважины. Выводом в данной проблеме является грамотный подход к выбору применяемого ПАВ, поскольку от этого напрямую зависит конечный результат.

Технология эксплуатации скважин с использованием плунжерного лифта в настоящее время массового распространения не получила из-за периодически повторяющихся сбоев в работе по технологическим причинам и разрушения оборудования в результате больших ударных нагрузок. Основной проблемой при переводе скважин на эксплуатацию с помощью плунжерного лифта являются сужения, овальность и несоосность элементов фонтанных арматур. Эта проблема может решаться заменой ствольных задвижек фонтанных арматур.

Преимущества технологии: сокращение количества продувок скважин с выпуском газа в атмосферу; возможность применения в лифтовых колоннах $D_y=168$ мм без снижения дебита скважины; установка оборудования плунжерного лифта проводится без глушения скважины и продолжается не более 30 минут; низкая стоимость оборудования.

Недостатки технологии: большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами; частичное обледенение внутренней полости НКТ и ФА, препятствующее прохождению клапана; невозможность применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства.

Технология эксплуатации скважин с закачкой газа в межтрубное пространство приемлема в качестве альтернативного способа для обеспечения стабильной работы низкодебитных скважин, оборудованных парными шлейфами.

Замена колонны насосно-компрессорных труб на меньший диаметр широко применяемая в мире технология и в отличие от продувок и применения ПАВ – очень дорогостоящая операция. В качестве недостатка данной технологии можно отнести значительную потерю в дебите скважины и то, что в среднем в 25% случаев не происходит выхода на режим из-за значительно увеличивающихся потерь

давления в лифтовой колонне. Преимущество технологии заключается в более стабильном и продолжительном режиме эксплуатации скважин, что в случае успешно проведенной операции приводит к увеличению газоотдачи.

Основными критериями применения технологий, связанных с креплением призабойной зоны пласта (ПЗП) и водоизоляционными работами (ВИР) являются такие факторы: подтягивание подошвенных вод к нижним отверстиям интервала перфорации; интенсивный вынос воды и песка при малых дебитах скважины, при условии, что скважина при этом обладает достаточными продуктивными характеристиками для обеспечения дебита намного превышающего значение допустимые технологические параметры.

Таким образом, все перечисленные технологии не универсальны и имеют свои ограничения. И только проведение достаточно длительных испытаний и детальный анализ их результатов позволит более точно определить области применения и эффективность каждой технологии.

Литература:

1. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин (Технологические решения по удалению жидкости из скважины / Джейм Ли, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс, 2010.

ПРОБЛЕМЫ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Н.Н. Дежурова, И.Р. Тункиев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: parhy@mail.ru, surgut-b24@yandex.ru

Эксплуатация газовых месторождений на позднем этапе разработки сопровождается снижением пластового давления и поступлением пластовой воды, скорость газа в эксплуатационной колонне со временем начинает падать. В результате изменяется характер течения жидкости у стенок труб, происходит образование в трубах жидкостных пробок и, в конечном счете, на забое накапливается жидкость. Увеличение объема жидкости в эксплуатационной колонне действующей скважины может уменьшить ее производительность либо полностью остановить добычу газа.

В немногих газовых скважинах добывается совершенно сухой газ. В определенных условиях жидкость может образовываться непосредственно в стволе газовой скважины. При снижении температуры и давления потока газа к поверхности из него могут конденсироваться как углеводороды (конденсат), так и вода. В некоторых случаях жидкость может попадать в ствол скважины в результате притока воды из подстилающего водоносного горизонта

или других источников. В дальнейшем из-за скопления воды на забое слабосцементированные пласты увлажняются, и песок с газом начинает поступать в скважину.

Образующиеся на забое скважины песчано-глинистые пробки, постепенно накапливаясь, перекрывают интервал перфорации и уменьшают вскрываемую эффективную толщину пласта, что существенно влияет на дебит газа. Эксплуатация скважин в таких условиях сопровождается увеличением содержания механических примесей в наземном оборудовании. Преждевременно выходят из строя штуцера, задвижки, насосно-компрессорные трубы и другое оборудование. После неоднократного проведения ремонтов по удалению из скважины песчаных пробок в призабойной зоне образуются каверны, из-за чего ускоряется разрушение призабойной зоны с интенсивным выносом песка в скважину, в результате чего газовые скважины выбывают из действующего фонда. Такое положение характерно для большинства разрабатываемых сеноманских газовых залежей Западной Сибири, считающихся приоритетными по объему добываемого природного газа.

Снижение пластового давления и дебита ухудшают условия выноса жидкости и мех. примесей с забоя скважин. Накопление воды в стволе скважины приводит к росту гидростатического противодавления на пласт и в итоге – к остановке (самозадавлению) скважин.

Минимальный дебит, необходимый для выноса жидкости с забоя скважины определяется по формуле 1:

$$Q_{\min} = 3,3 \cdot \left[\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_1^2}{\rho_2^2 \cdot (\rho_1 - \rho_2)} \right]^{0,25} \cdot \left[\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{z \cdot T} \cdot 86,4 \right] \quad (1)$$

где $Q_{\min}$ – минимально допустимый дебит газа, тыс.м³/сут; ρ_1 и ρ_2 – плотность жидкости и газа соответственно, σ – коэффициент поверхностного натяжения для воды при P и T ; D – диаметр канала (НКТ и ЭК), м; P , T – рабочие давление и температура, МПа и К соответственно; P_0 , T_0 – давление и температура при стандартных условиях, МПа и К соответственно; z – коэффициент сжимаемости при P и T ; g – ускорение свободного падения, м/с².

Для расчета минимального дебита могут применяться имперические коэффициенты:

Плотность газа можно рассчитать по зависимости от давления:

$$\rho_2 = 7.49P - 1.642 \quad (2)$$

Поверхностное натяжение жидкости:

$$\sigma = 0.001 \cdot (0.0007P^2 - 0.2708P + 71.154) \quad (3)$$

Объемный коэффициент в зависимости от давления:

$$\frac{PT_0}{P_0Tz} = \frac{1}{\beta} = \frac{1}{0.0888P^{-1.069}} \quad (4)$$

Плотность воды можно принять:

$$\rho_1 = 998 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (5)$$

После применения данного расчета можно будет подобрать технологию для эффективной эксплуатации скважин без образования песчано-жидкостной пробки [1, 2].

Литература:

1. Епрынцев А.С. Разработка технико-технологических решений по эксплуатации скважин газовых месторождений на стадии падающей добычи // Диссертация. – Тюмень. – 2012.
2. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин (Технологические решения по удалению жидкости из скважины) / Дж. Ли, Г.В. Никенс, М.Уэллс, 2010.

ТЕХНОЛОГИИ СЕПАРАЦИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.Р. Денисов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: prof332010@yandex.ru

Технология подготовки газа должна обеспечить выполнение следующих требований, каждое из которых является приоритетным для отдельных участков газотранспортной системы [1, 2]:

1. Обеспечение требований ОСТ 51.40-93 для северной и умеренной климатических зон. Для района с холодным климатом точка росы по воде не должна превышать минус 20°C, а по углеводородам – минус 10°C (в зимний период).

2. Обеспечение требуемой температуры газа на входе в магистральный газопровод (МГ).

3. Однофазный транспорт газа по всей протяженности МГ.

В работе были рассмотрены следующие варианты технологий промышленной подготовки газа:

1. Вариант – низкотемпературная сепарация газа с турбодетандерным агрегатом (НТС с ТДА);

2. Вариант – адсорбционная осушка газа с последующим охлаждением на станции охлаждения газа (адсорбция + СОГ);

3. Вариант – низкотемпературная сепарация газа с парокомпрессионной холодильной машиной (НТС с ПКХМ).

Все сравниваемые технологии способны обеспечить «сухой» транспорт газа по магистральному газопроводу, но характеризуются различными технологическими показателями [2].

Технология НТС с турбодетандерным агрегатом (ТДА) среднего давления (НТС СД) разработана институтами ВНИИГАЗ и ЮНГГ. Особенностью технологии является совмещение в ТДА

двух функций: одновременное достижение требуемой температуры НТС (холодопроизводящая функция) и требуемого давления газа после турбокомпрессора (барическая функция).

Технология НТС СД рекомендуется при давлении в начале МГ 7,5 МПа, что позволяет централизовать компрессорные мощности в одном цехе. Указанное давление в начале МГ обеспечивает компрессор ТДА. Давление НТС поддерживается на уровне 6 МПа при температуре от минус 25 °С (летом) до минус 30 °С и ниже (зимой). ДКС с давлением нагнетания 11,2 МПа вводится в конце 4-го года, когда давление входного газа снизится до 11 МПа. На 15-ом году, когда давление входного газа снизится до 4,2 МПа, а степень сжатия возрастет до 2,67, вводится вторая ступень ДКС. Максимальная мощность компримирования приходится на 29-й год и составит 168 МВт.

Адсорбционная осушка в сочетании с СОГ и применением комбинированного адсорбента способна обеспечить выполнение всех требований. Осушка и очистка газа от тяжёлых углеводородов производится адсорбцией на силикагеле марки КС-Трокенперлен Н производства фирмы ЭНГЕЛЬХАРД. Этот адсорбент, по заявлению фирмы, обладает высокой адсорбционной активностью по воде и углеводородам, не требует высокой температуры нагрева адсорбента при регенерации ($T \leq 290^\circ\text{C}$), имеет высокую прочность и длительный срок службы. В России отсутствует опыт использования такого адсорбента на газах, аналогичных аптским.

Технология НТС с парокомпрессионной холодильной машиной (ПКХМ). Технология НТС ПД с ПКХМ реализует полное охлаждение газа на УКПГ до температуры минус 25...30 °С без применения турбохолодильной техники. В период эксплуатации ГП без ДКС ГКС и АВО будут работать на осушенном газе, т.е. максимально надёжно. ПКХМ сопоставима с СОГ как по энергозатратам, так и по капвложениям и, вместе с тем, способна обеспечить качество газа без громоздкого узла адсорбции. Это возможно за счёт более эффективного использования холода ПКХМ – для обеспечения требуемой температуры как НТС, так и товарного газа. Технология НТС с ПКХМ является двухрегентной – метанол и хладагент.

Технология НТС с ПКХМ обладает хорошими показателями по дожимному комплексу и вследствие разграничения холодопроизводящей и барической функции обладает высокой технологической надёжностью.

Все описанные технологии являются лишь частью технологий применяемые на месторождениях Западной Сибири, но они являются наиболее эффективными и актуальными для условий Крайнего севера.

Литература:

1. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО "Издательства Недр", 1999. – 473 с.
2. Зиберт Г.К., Седых А.Д., Кашицких Ю.А., Михайлов Н.В., Демин В.М. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование. – М.: ОАО "Недра Бизнесцентр", 2001. – 316 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АТМОСФЕРНОГО ХОЛОДА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ

Д.Р. Денисов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: prof332010@yandex.ru

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение – гигантское газовое месторождение на полуострове Ямал в России расположено в 40 километрах от побережья Карского моря, в нижнем течении рек Сё-Яха, Мордыяха и Надуй-Яха. Бованенковское месторождение расположено в области сплошного развития вечной мерзлоты, мощностью до 200-250 м. Деятельный слой на заболоченных участках достигает 0,3-0,5 м и на песчаных – 1,0 м. В настоящее время месторождение только вступило в разработку, поэтому показатели разработки будет возможно оценить только через несколько лет. При проектировании разработки в сеноман-аптских отложениях выделено 2 эксплуатационных объекта [2]:

1. – I эксплуатационный объект – сеноманская газовая залежь (ПК₁);
2. – II эксплуатационный объект – залежи ПК₉, 10, ХМ₁₋₂, ТП₁₋₆ (базовая), ТП₇₋₁₁.

В 2011 году введено в разработку УКПГ-2, в 2013 г. вводится УКПГ-1, а в 2014 г. – УКПГ-3.

Разработка месторождения начинается с эксплуатации аптских пластов (базовой залежи ТП₁₋₆ и ТП₇₋₁₁), имеющих высокое начальное пластовое давление, низконапорная сеноманская залежь подключается в разработку при выравнивании устьевых давлений для компенсации падающей добычи газа из аптских отложений – предусмотрена реализация однонапорной лучевой системы сбора.

Каждый из объектов: сеноман (ПК₁), ПК₉₋₁₀, ХМ₁₋₂, ТП₁₋₆, ТП₇₋₁₁ дренируется самостоятельной сеткой наклонно-направленных скважин. На основе анализа динамики производительности скважин, устьевых давлений предложена лучевая система сбора газа. Рекомендована технология подготовки газа к дальнему транспорту по методу НТС среднего давления с турбодетандерным агрегатом.

Для повышения эффективности работы УНТС Бованенковского НГКМ, применяется охлажденный атмосферный воздух. На протяжении

9 холодных месяцев воздух в условиях крайнего севера находится при низких температурах, что делает более производительной УНТС [2].

В действительности на Бованенковском НГКМ УКПГ ГП-2, охлаждение газа происходит за счет теплообменных аппаратов, аппаратов воздушного охлаждения (АВО), и основное понижение температуры газа при помощи Турбодетандерного агрегата.

Блок 20ТД-1 включает турбодетандерный агрегат (ТДА), который состоит из корпуса, в котором установлена сменная проточная часть с турбиной и компрессором.

Турбодетандерные агрегаты оснащены активным магнитным подвесом (АМП), включающим в свой состав шкаф управления (ШУМП). Данное устройство обеспечивает поддержание ротора ТДА в магнитном поле, отслеживает текущее положение ротора и компенсирует его перемещения путем воздействия (увеличения /уменьшения значения протекающего тока на электромagnиты).

Газ осушенный с давлением $6,0 \div 5,8$, $4,95 \div 4,75$ и температурой минус $4 \div 30$ °С подается в компрессор 20ТД-1, где дожимается до давления $8,0 \div 7,5$, нагреваясь при этом до $18 \div 64$ °С. Газ высокого давления из компрессоров с каждой технологической линии собирается в общий коллектор.

Из общего коллектора газ поступает на площадку аппаратов воздушного охлаждения, где охлаждается до температуры $2 \div 35$ °С.

Аппараты подключены к трубопроводам подвода и отвода газа параллельно через отключающие шаровые краны.

Аппараты воздушного охлаждения 20ВХ-1 оснащены системой регулирования оборотов привода вентиляторов для управления температурой охлаждаемого газа [3]. С каждой площадки АВО газ осушенный по трубопроводам Ду400 собирается в два коллектора Ду1200 и с температурой $2 \div 35$ °С направляется:

1. В 1 год эксплуатации (2011 г.) на площадку теплообменников, где газ осушенный охлаждается в межтрубном пространстве 20Т-2 встречным потоком газ до температуры минус $2 \div$ минус 7 °С;

2. В $2 \div 4$ годы эксплуатации на ДКС-1, где дожимается до 11,8 МПа. После чего газ через краны узла подключения подается на охлаждение в 20Т-2 до температуры минус $2 \div$ минус 7 °С.

3. Зимний период эксплуатации теплообменник 20Т-2 может отключаться, так как требуемая температура минус 2°С может быть достигнута в АВО ДКС-1.

Охлаждение газа после компримирования на ДКС 1 очереди в проекте предусмотрено в блочно-модульных аппаратах воздушного охлаждения (без рециркуляции нагретого воздуха) типа АВГБС-120. После АВО ДКС-1 газ возвращается на УКПГ (установку НТС) где происходит охлаждения газа в теплообменнике 20Т-2 до температуры минус 2°С

круглогодично, газ из технологических линий объединяется в общий коллектор и направляется на хозрасчётный узел замера газа и далее – в магистральный газопровод.

Включение в схему 20ВХ-1 позволяет значительно снизить потребляемую мощность ДКС-1.

На УКПГ ГП-2 Бованенковского НГКМ установлена партия, состоящая из 25 аппаратов воздушного охлаждения типа «Айсберг» на (1 модуль) в рамках стройки «Обустройство сеноман-аптских залежей Бованенковского НГКМ», входящей в мега-проект ОАО «Газпром» по комплексному освоению месторождений полуострова Ямал. В эти АВО внедрена новая система автоматизированного проектирования с использованием современного программного обеспечения: программы тепловых расчётов ХАСЕ [1].

После испытания аппарата воздушного охлаждения газа нового поколения типа «Айсберг», спроектированного силами конструкторской службы предприятия и изготовленного по техническим условиям, согласованным в ОАО «Газпром» и ООО «ВНИИГАЗ». По результатам проведенных испытаний «Айсберг» отвечает всем современным требованиям к аппаратам воздушного охлаждения. В ходе проведения установочных работ было отмечено удобство и простота монтажа этих аппаратов в сложных климатических условиях. Конструкция данного типа АВО была разработана с применением металлоконструкций с оцинкованным покрытием методом горячего оцинкования в повышенной заводской готовности. Аппарат состоит из двух модулей теплообменных секций и двух модулей опорных металлоконструкций, сборка которых в единый блок осуществляется по технологии штифтового соединения.

Литература:

1. Аксютин О.Е., Пятибрат А.А., Кубаров С.В., Прохоннов 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 реконструкции КС МГ // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 54-56.

ПЕРСПЕКТИВА УТИЛИЗАЦИИ ВОДОМЕТАНОЛЬНОГО РАСТВОРА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

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

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ОАО «АРКТИКГАЗ», г. Новый Уренгой, Россия

Сложившаяся за последние десятилетия тенденция роста доли природного газа и газового кон-

денсата в структуре топливно-энергетического баланса России привела к активному вовлечению в разработку месторождений Крайнего Севера, находящихся в экстремальных природно-климатических условиях [1, 3, 5]. В этих условиях необходимо решение целого комплекса научных, технических, технологических и организационных проблем. Одной из приоритетных задач Арктической газовой компании является разработка и внедрение ресурсосберегающих технологических процессов, обеспечивающих повышение качества добычи газа и конденсата, улучшение экологической обстановки [2, 4, 7].

На разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождениях ОАО "АРКТИКГАЗ" для подготовки углеводородного сырья к транспорту осуществляется методом низкотемпературной сепарации (НТС) с применением турбодетандерных агрегатов [6, 8, 9, 10]. При этом значительную часть эксплуатационных затрат составляют расходы, связанные с предотвращением гидратообразования в схеме установки подготовки газа [11, 13, 14, 23]. При суточной производительности УКПГ 35 млн. м³, подача промышленного метанола в схему НТС для поддержания безгидратного режима работы составляет до 5000 кг/ч.

Перспективным направлением утилизации метанола из водометанольного раствора (ВМР) является применение технологии рециркуляции и отдувки-испарения метанола в потоке природного газа [12, 15, 16, 22]. Для этого на Самбургском участке Уренгойского месторождения осуществляют подачу метанола из сепараторов установки подготовки газа низкотемпературной сепарации (НТС) в сепаратор-десорбер на УКПГ ачимовских отложений [17, 18, 20]. В десорберах, состоящих из трех отдувочных секций, производится отдувка газом метанола из водометанольного раствора при давлении 11 МПа и температуре 50°C, при этом метанол переходит в паровую фазу и по мере снижения температуры при охлаждении газа конденсируется, предотвращая гидратообразование в схеме НТС [19, 21, 24].

Такая схема позволит возвращать в цикл метанол из отходящих водометанольных растворов и значительно сократить затраты на подачу свежего метанола в установку подготовки газа. Внедряемая на УКПГ ачимовских отложений Самбургского лицензионного участка технология утилизации ВМР средней и низкой концентрации на модернизированном оборудовании позволяет снизить расход промышленного метанола в схеме НТС до 50%. Решением по более полному извлечению метанола из ВМР является применение последовательной двухступенчатой схемы подачи ВМР куба из первого десорбера на орошение второго.

Литература:

1. Абраев Н.С., Инякин В.В., Краснова Е.И. Анализ применения водогазового воздействия на продуктивные пласты // Академиче-

- ский журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 4 (53). – С. 11.
2. Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И., Мараков Д.А., Зотова О.П. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
3. Грачев С.И., Краснова Е.И., Инякин В.В., Лескин М.В. Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 6 (55). – С. 9-12.
4. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
5. 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.
6. Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 17-18.
7. Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.
8. Краснова Е.И., Грачев С.И., Краснов И.И., Лапутина Е.С. Особенности прогнозирования PVT-свойств в процессе разработки газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 1 (44). – С. 58-60.
9. Краснова Е.И., Островская Т.Д., Краснов И.И., Радченко В.В. Геолого-технические факторы, влияющие на текущие значения коэффициента конденсатоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 65-66.
10. Краснова Е.И., Мараков Д.А. Оценка воздействия на пласт углеводородными растворителями для увеличения компонентоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 103.
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. Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
13. Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122.
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 // Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
16. 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.
17. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
18. Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
19. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
20. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс... канд. техн. наук. – Тюмень, 1991. – 24 с.
21. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
22. Сивков Ю.В., Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Зотова О.П. Изучение механизма прорыва газа в скважины, экс-

- платирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 32-34.
23. 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.
24. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков 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.

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТА НА СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И.Ю. Ермоленко, У.К. Садыхов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: prof332010@yandex.ru

При разработке газовых месторождений имеется множество факторов, ограничивающих дебиты газовых скважин. Знание этих факторов и их учет позволяют правильно определить технологические режимы эксплуатации скважин, более обоснованно вести разработку, соблюдать требования охраны недр. Ограничения дебитов скважин могут быть обусловлены рядом факторов одним из них это прорыв воды в продуктивный объект.

Образование конусов подошвенной воды или преждевременный прорыв краевой воды в скважину может снизить проницаемость призабойной зоны и даже прекратить поступление газа в скважину. Существуют некоторый оптимальный режим и определенная степень вскрытия пласта, позволяющие обеспечить предельный безводный дебит скважины.

Прорвавшийся на забой конус подошвенной воды можно осадить путем закрытия скважины на определенное время и затем вести эксплуатацию скважины при дебитах, не допускающих образования конусов. Прорыв контурных вод не может быть устранен простым закрытием скважины, обычно в скважине проводят специальные работы по изоляции обводнившихся пропластков. в данном обстоя-

тельстве для контроля за продвижением контура ГВК на месторождениях проводят оценку объема внедрившейся воды для примера были рассмотрены некоторые месторождения.

С целью определения текущего положения газовой контакта в сеноманской залежи Комсомольского месторождения в первом полугодии 2010 г. проведены геофизические исследования в 43 скважинах [1].

Подъем ГВК достоверно установлен в 11 скважинах. На северном куполе наибольший подъем за первое полугодие зафиксирован в центральной части, в скважине № 440-р – на 8,0 м. Так же подъемы установлены в скважинах № 1261, №1291 на 0,3 м и 2,7 м соответственно. На восточном куполе изменения уровня ГВК также отмечены преимущественно в центральной части в скважинах № 103-Н на 1,6 м, №1030 на 0,75 м, № 153-р на 6,6 м, № 1090 на 0,8 м. На западном куполе в скважинах № 1350, № 1450 ГВК поднялся на 3,3 м и 1,0 м соответственно, а на центральном уровень изменился только в скважине № 141-р на 1,4 м.

По фактическим данным геофизических исследований выполнен расчет объема внедрившейся воды в залежь и построена карта подъема ГВК по состоянию на 01.07.2010 табл. 1. Средневзвешенная высота подъема контакта южного участка составляет 14,1 м. Объем внедрившейся пластовой воды, определенный объемным методом, составляет 1762 млн м³. На восточном куполе средневзвешенная высота подъема достигал 19,1 м, на западном – 15,1 м, на северном – 5,4 м, на центральном – 13,9 м. Объем внедрившейся воды по куполам составил: 868 млн м³ на восточном куполе, 479 млн м³ – на западном, 161 млн м³ – на северном, 255 млн м³ – на центральном.

Контроль за ГВК на Юбилейном месторождении проводится с 1997 г. [2].

С целью контроля за продвижением пластовых вод в 11 наблюдательных (51, 56, 57, 58, 59, 72, 74, 110, 150, 170, 200) и двух пьезометрических (1-П, 2-П) скважинах проводится ГИС-контроль (повторные временные замеры НГК).

Таблица 1

Комсомольское месторождение. Расчет объема воды, внедрившейся в залежь (по куполам) по состоянию на 01.07.2010 г.

Годы	Площадь, F, км ²	Средневзвешенная высота подъема ГВК, H, м	Коэффициент пористости, K _п , доли ед.	Коэффициент начальной газонасыщ., K _г ^{нач} , доли ед.	Коэффициент остаточной газонасыщ., K _г ^{ост} , доли ед.	Коэффициент песчаности, K _{песч} , доли ед.	Объем воды, V, млн м ³
Северный	214,35	5,4	0,346	0,768	0,276	0,82	161
Западный	224,43	15,1	0,346	0,768	0,276	0,83	479
Центральный	116,84	13,9	0,346	0,768	0,276	0,92	255
Восточный	325,30	19,1	0,346	0,768	0,276	0,82	868
Σ	880,92	-	-	-	-	-	1762

В связи с малым количеством точек наблюдения и неравномерностью их распределения по месторождению для улучшения качества мониторинга за динамикой продвижения ГВК были использованы данные ГИС в эксплуатационных скважинах (193, 241, 261, 273, 332, 343).

В 2012 г. промыслово-геофизическими методами исследовано 10 наблюдательных и шесть эксплуатационных скважин, проведено 20 скважино-исследований.

По результатам интерпретации НГК на 01.11.2012 г.:

– в скважинах 110, 200, 241, 273, 332 отметка текущего газоводяного контакта определяется однозначно;

– в скважинах 51, 150, 170, 193, 261, 343 текущий ГВК находится в интервале заглинизированных пластов;

– в скважинах 150, 193, 200, 273, 332, 343 отмечается подъем ГВК;

– в скважинах 170, 200 наблюдается снижение газонасыщенности в приконтактной зоне.

Скважина 51 одиночная, находится в восточной части, вне зоны отбора. По данным исследования от 07.02.2012 текущее положение ГВК не изменилось, находится в заглинизированном интервале 1169,8–1177,0 м, подъем составляет 1,4–8,6 м. Снижения газонасыщенности не отмечается.

Скважина 110 кустовая (скважины 111, 112, 113, 114), находится в северной части зоны отбора газа. За исследуемый год положение ГВК не изменилось и на 18.10.2012 г. текущий контакт находится на глубине 1129,6 м. Снижения газонасыщенности не наблюдается, высота подъема ГВК составляет 48,2 м.

В целом результаты промыслово - геофизических исследований по контролю за динамикой ГВК позволяют отметить, что внедрение подошвенной воды в продуктивную сеноманскую залежь происходит в куполе основной залежи, который осложнен двумя приподнятыми участками с максимальными отметками в северной части от 46,0 до 48,2 м (скважины 110, 58) и в южной части зоны отбора газа от 36,6 до 38,9 м (скважины 170, 273).

Средневзвешенная высота подъема контакта по месторождению составляет 11,3 м. Объем внедрившейся пластовой воды, определенный объемным методом, составляет 553,0 млн. м³.

Литература:

1. Кустышев А.В., Кононов А.В., Чижова Т.И., Дубровский Н.Д., Кряквин Д.А. Техническое состояние и капитальный ремонт газовых скважин месторождений ООО «Ноябрьскгаздобыча» // ИРЦ Газпром, 2004. – 53 с.
2. СТО ООО «Газпром добыча Надым» 009-2007 Технологический регламент по ведению ремонтных работ в скважинах месторождений ООО «Надымгазпром». – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2007.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И.Ю. Ермоленко, У.К. Садыхов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: prof332010@yandex.ru

Для анализа эффективности технологий водоизоляции скважин были рассмотрены технологии и технологические жидкости, применяемые на газовых месторождениях Западной Сибири, а также был проведен обзор технологий, предлагаемых сервисными компаниями, включая зарубежные.

На месторождениях Западной Сибири с целью повышения эффективности работ по проведению ГТМ к выполнению отдельных технологических операций по креплению ПЗП и водоизоляции привлекались специализированные предприятия с собственными разработками [1], такие как:

– ООО «НПП РосТЭКтехнологии» – ВИР с использованием состава на основе реагента «Акрон-РК»;

– ОАО «СевКавНИПИгаз» – ВИР с использованием состава на основе силикатного реагента «Монасил»;

– компания «Halliburton» – ограничение водопритока с использованием технологии «Water Web»;

Рассмотрим результаты применения вышеуказанных технологий и технологических жидкостей.

Реагент «Акрон-РК» разработки ООО «НПП РосТЭКтехнологии». Состав «Акрон-РК» применяется при различных видах обводнения: пропластковом, подошвенном, по пласту, заколонных перетоках, а также при различных их комбинациях.

Основные преимущества состава «Акрон-РК» и его технологические ограничения заключаются в следующем:

– селективность отверждения под действием воды и селективность проникновения в обводненный интервал пласта;

– вязкость водного раствора «Акрон-РК» близка к вязкости воды, что обеспечивает селективность проникновения их в обводненный участок пласта;

– отверждение под действием воды любого типа и любой величины минерализации.

– полнообъемное отверждение (полное перекрытие пор) и высокая химическая адгезия к породе обеспечивают высокий изолирующий эффект и способность выдерживать высокие депрессии на пласт (более 10 МПа);

– широкий температурный диапазон применения: от отрицательных температур до 150 °С и более (для паронагнетательных скважин). Температуры замерзания составов ниже минус 60 °С.

Отвержденный продукт устойчив к сероводородной агрессии и к солевым растворам.

Малая продолжительность ремонтных работ связана с легкостью заправки состава, отсутствием необходимости установки моста и повторной перфорацией (за исключением работ, требующих докрепления цементом, например, при нарушенном цементном камне за колонной или перекрытия спецотверстий).

Средняя успешность водоизоляционных работ по технологии ООО «НПП РосТЭКтехнология» в 2010 г. составила 93,3% (на скважинах ООО «Газпром добыча Надым» – 100%, ООО «Газпром добыча Уренгой» – 100%, ООО «Газпром добыча Ямбург» – 75%), а в 2011 г. – 80,1%. (на скважинах ООО «Газпром добыча Надым» – 100%, ООО «Газпром добыча Уренгой» – 64%, ООО «Газпром добыча Ямбург» – 92%). Таким образом, считаем, что данная технология достаточно успешна, и может быть рекомендована к дальнейшему применению на месторождениях.

Состав на основе силикатного реагента «Монасил» разработки ОАО «СевКавНИПИгаз». В настоящее время отечественной промышленностью освоен выпуск порошкообразных силикатных реагентов «Монасил» (сухой гидросиликат натрия – сухое жидкое натриевое стекло), применение которого по сравнению с водными растворами имеет ряд преимуществ при работе в условиях отрицательных температур.

Технология изоляции подошвенных вод в газовых скважинах с АНПД включает совместную установку водоизоляционного экрана в глубине пласта с использованием разработанного гелеобразующего состава на основе силикатного реагента «Монасил» и установку изоляционного цементного моста цементным раствором с добавками, которые позволят увеличить прочность цементного камня (ПВС-18/11, СП-1ВП, полипропиленовое волокно).

Высокая эффективность изоляционных работ, выполненных по технологии, достигается за счет использования изоляционных материалов, обладающих различной функциональной способностью по закупориванию водопроводящих каналов. В то время как крупные трещины заполняются цементным раствором, каналы и микротрещины тампонируются гелеобразующим составом на основе реагента «Монасил», обладающим высокой проникающей способностью.

Успешность применения рецептуры и технологии предложенной ОАО «СевКавНИПИгаз» в 2010 г. на скважинах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и ООО «Газпром добыча Надым» составила 91%.

В 2011 г. успешность данной технологии составила 92% (на скважинах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» – 100%, ООО «Газпром добыча Надым» – 100%, ООО «Газпром добыча Уренгой» – 100%, ООО «Газпром добыча Ямбург» – 71,4%).

Таким образом, считаем, что данная технология также достаточно успешна и может быть рекомендована к дальнейшему применению на месторождениях для водоизоляции.

Технология «Water Web» разработки компании «Halliburton».

Ремонтные работы по технологии компании «Halliburton» с использованием состава «Water Web» для изоляции водопритока на скважинах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и ООО «Газпром добыча Ямбург» не принесли положительного результата, работы с применением по технологии компании «Water Web» следует признать отрицательными, данная технология требует доработки.

Выводы:

В настоящей работе проведен анализ эффективности применяемых технологий ремонта скважин на газовых месторождениях Западной Сибири и даны рекомендации по совершенствованию технологий.

По результатам анализа сделаны основные выводы и рекомендации:

1. В настоящее время на месторождениях Западной Сибири успешно применяются технологии:

– ООО «НПП РосТЭКтехнологии» – ВИР с использованием состава на основе реагента «Акрон-РК»;

– ОАО «СевКавНИПИгаз» – ВИР с использованием состава на основе силикатного реагента «Монасил».

В результате проведенного анализа считаем целесообразным дальнейшее применение вышеуказанных технологий и технологических жидкостей на сеноманских скважинах на месторождениях Западной Сибири.

2. Применение остальных рассмотренных составов в настоящее время не рекомендуется из-за их не доработки и низкой успешности проведения работ.

В настоящее время применяемые технологии и технологические жидкости удовлетворяют условиям применения на газовых скважинах. Однако необходимо учитывать, что с каждым годом происходит снижение пластового давления и ухудшение ФЕС, что требует разработки, испытания и внедрения новых, эффективных технологий и технологических жидкостей для глушения, блокирования ПЗП, водоизоляции, более широкого внедрения технологий с использованием колтюбинговых технологий без глушения скважин;

Литература:

1. Кустышев А.В., Кононов А.В., Чинова Т.И., Дубровский Н.Д., Кряквин Д.А. Техническое состояние и капитальный ремонт газовых скважин месторождений ООО «Ноябрьскгаздобыча» // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 53 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЕДВЕЖЬЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Г.В. Кусов

Северо-Кавказский ФУ, г. Ставрополь, Россия

E-mail автора: de_france@mail.ru

Анализ эксплуатации системы сбора газа.

На Медвежьем месторождении сбор газа от скважин производится по линейно-лучевой схеме сбора с подключением на один шлейф от одной до пяти скважин.

От индивидуальных скважин осуществляется попутная врезка в один шлейф 2-3 скважин, от кустов через гребёнку подключаются 2-5 скважин, на один или два шлейфа. Шлейфы выполнены в основном из труб 273 мм от одиночных скважин и при групповом подключении до точки их врезки из труб 325 мм. Подключение скважин производится выкидными линиями в основном диаметрами 114-159 мм, длиной 0,05-0,1 км. От крупных кустов применены трубы диаметром 325-426 мм. Общая протяжённость шлейфов на одной УКПГ колеблется в широком диапазоне 45-140 км, минимальная на ГП-6 – 43,35 км, максимальная на ГП-9 – 137,4 км.

За начало каждого шлейфа принята точка врезки выкидной линии на расстоянии 50-100 м от устья скважины, конец шлейфа – забор УКПГ. Шлейфы запроектированы на максимальное начальное давление 11 МПа, поэтому в настоящее время при фактических давлениях около 3,0 МПа имеют значительный запас по прочности.

Лучевая схема сбора на ГП-4 выполнена отдельными шлейфами от отдельных скважин, групп скважин (2-3) диаметром 273-325 мм. От нескольких кустов по 2-3 скважины в каждом проложены две нитки шлейфов диаметром 273 мм, от кустов скважин №№ 446, 447, 448 и 449, 450, 451 проложен коллектор 426 мм. Длины шлейфов находятся в пределах 1,5-7,7 км, средняя длина составляет 4 км. Общая протяжённость системы сбора 93,4 км, металлоёмкость 7,1 тыс. тонн, удельная металлоёмкость 891 тонн/млрд м³.

Трассы шлейфов пересекают болота и заболоченные участки (до 30-40 % протяжённости), речки, ручьи. Грунты в основном суглинки, ниже – глины. Деятельный слой на участках многолетнемерзлых грунтов составляет 1,0-1,2 м на суглинках и 0,4- 0,8 м на торфяниках.

Прокладка шлейфов принята:

- подземная в суглинках, песках (на незаливаемых участках);
- надземная в насыпи на болотах;
- надземная на опорах при пересечении рек и ручьёв.

Подземная прокладка выполнялась в траншее с шириной по дну 1,2 м, откосы 1:0,67. Засыпка осуществляется бульдозером вынутым (талым) грунтом. Надземная прокладка осуществлялась в насыпи из среднезернистого песка. Высота насыпи с учетом подушки под шлейфом 0,2 м из песка составляет 1,5 м, откосы насыпи – 1:0,67. Ширина насыпи по верху принята 1,0 м на каждый укладываемый шлейф.

Надземная прокладка на переходах предусматривалась балочной системы с компенсаторами-стойками на рельсовых опорах из труб 325 мм. Длина переходов 15 м, пролёты по 5 м. Переходы через автодороги запроектированы подземные в металлических кожухах из труб 720 мм. Для поддержания температуры газа в шлейфах не ниже + 14 °С предусматривалось устройство теплогидроизоляции. Для предупреждения гидратов на устье скважин предусматривался проектом ввод ингибитора гидратообразования. Ингибиторопровод диаметром 57×5 мм укладывается сверху трубы шлейфа и крепится хомутами.

На шлейфах предусмотрена установка кранов Ду 200. Количество кранов принимается в зависимости от протяжённости шлейфа: до 1 км не устанавливаются, 1,5-2,5 км – один кран, 2,5-4,0 км и более – два крана. В местах установки кранов предусматривается устройство технологических перемычек между ингибиторопроводом и шлейфом.

На основе средних показателей по УКПГ проведены расчёты скоростей газового потока и коэффициентов гидравлического сопротивления, которые дают представление о гидравлическом состоянии системы сбора газа. Скорости газа в шлейфах находятся в пределах 2,0-3,5 м/с, что не в полной мере обеспечивает самоочистку шлейфов от жидких и механических примесей, которые могут поступать с продукцией скважин.

Коэффициент гидравлического сопротивления находится в пределах 0,034-0,17, что значительно превышает его теоретическое значение. Значения коэффициента гидравлического сопротивления в пределах 0,035-0,40, превышающие в 2 раза теоретические, допустимо для старых трубопроводов. Более высокие значения коэффициента 0,10-0,17 (УКПГ-4) свидетельствуют о большом загрязнении шлейфов, и требуют мероприятий по очистке труб, которые должны предусматриваться проектом реконструкции.

Потери давления в шлейфах в основном не превышают 5-6%. Более высокие потери давления имеют место в зимний период, т.к. термогидравлический режим не обеспечивает достаточную очистку труб.

В настоящее время производится передача части газа между УКПГ, что увеличивает длину шлейфов и, соответственно, потерю давления. На УКПГ-5 при передаче газа со скважин от УКПГ-4 потери давления составляют 0,6 МПа, в то время

как от скважин, относящихся к УКПГ-5, потери 0,04-0,07 МПа.

При уменьшении дебитов скважин для улучшения гидравлического и температурного режимов возможно сокращение ряда шлейфов с переключением скважин на соседние шлейфы.

Характерные климатические и инженерно-геокриологические условия данного района предопределили выбор типа системы сбора и способа прокладки шлейфов. В основном на месторождении применяется подземная прокладка на глубину 0,8-1,0 м с теплоизоляцией шлейфов. Однако, как показал опыт эксплуатации, потери тепла газом при данном способе прокладки значительно выше рассчитанных теоретически. Это происходит в результате того, что при таянии грунта в весенний период он уменьшается в объёме, разжижается и частично вымывается водой. Поэтому трубопроводы часто остаются оголёнными и омываются водой в весенне-осенний период.

В результате анализа температурного режима системы сбора газа путём статистической обработки фактических данных, было установлено действительное значение коэффициента теплопередачи для весенне-осеннего и зимнего периодов. Фактические значения коэффициента теплопередачи приведены в табл. 1.

Таблица 1

Сезонное изменение коэффициента теплопроводности на Медвежьем месторождении

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель
$K, \text{ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$	1,1	1,2	1,3	1,9
Месяц	Май	Июнь	Июль	Август
$K, \text{ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$	3,1	2,9	2,0	1,8
Месяц	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
$K, \text{ккал/м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$	1,9	2,0	2,4	1,1

Из таблицы видно, что действительные коэффициенты теплопередачи значительно выше расчётных, в то же время их значение в весенне-осенний период выше, чем в зимний. Это объясняется тем, что в зимнее время влажность грунта уменьшается, а также появляется дополнительный теплоизоляционный слой, образованный снежным покровом и воздушной прослойкой между трубой и снегом. В осенне-весенний период шлейфы находятся в переувлажнённом грунте, иногда омываются водой, что значительно повышает потери тепла газом.

Опыт эксплуатации шлейфов и термодинамические расчёты с учётом фактических коэффициентов теплопередачи свидетельствуют, что при работе шлейфов в стационарном режиме обеспечивается безгидратный режим как теплоизолированных, так и не теплоизолированных шлейфов длиной до 5 км.

На стационарных режимах в целом поддерживается безгидратный режим эксплуатации с запасом температур от 2-3°C до 12°C. На устье и в шлейфах некоторых скважин отмечаются аномально низкие температуры: на УКПГ-4 на устье скважины № 413 температура составляет 6°C, хотя по остальным всем скважинам не менее 12°C.

В период освоения газовой скважины или пуска её после длительной остановки зимой, в шлейфе и даже стволе скважин возможно гидратообразование. Это объясняется резким падением температуры потока при движении по стволу скважины или газопроводу вследствие больших потерь тепла на разогрев окружающего грунта. Особенно опасным в этом отношении является пуск в работу шлейфов большой протяжённости, так как прогрев их и вывод на безгидратный режим происходит длительное время – до нескольких суток. В теплоизолированном шлейфе в начальный период также возможно образование гидратов, но этот период обычно небольшой, от нескольких часов до суток.

Таким образом, в пусковой период зимой возможно образование гидратов в шлейфах и особенно не теплоизолированных. Поэтому при пуске необходим ввод ингибитора гидратообразования.

В целом опыт эксплуатации шлейфов Медвежьего месторождения свидетельствует, что предусмотренные технические решения по схеме сбора газа обеспечивают её надёжную эксплуатацию.

Анализ работы системы подготовки газа.

Рассматриваемая УКПГ работает по адсорбционной схеме осушки газа. УКПГ адсорбционного типа состоит из 4 технологических цехов. В каждом цехе имеется два адсорбера, один из которых находится в работе на стадии осушки. Второй адсорбер в это время может находиться на стадии регенерации, охлаждения или ожидания. Регенерация адсорбента (в настоящее время силикагеля КСМГ) осуществляется по открытому циклу газом регенерации, который нагревается в печах «Борн» до температуры 180-210 °C. Расход газа регенерации (8000 тыс. нм³/час). Газ регенерации отбирается из потока осушенного газа проходит печь «Борн» и подаётся в нижнюю часть адсорбера. После адсорбера газ проходит воздушный холодильник-конденсатор, а затем сепаратор газа регенерации С-2. Из сепаратора С-2 газ регенерации сбрасывается в поток газа перед ДКС. Ниже приведены проектные параметры работы адсорбционной УКПГ (табл. 2).

Рабочее давление в системе осушки в настоящее время поддерживается на уровне 30-35 атм., а температура от 13 до 25°C и выше в зависимости от температуры наружного воздуха и эффективности работы АВО газа. Качество осушки газа на установках гликолевой осушки при соблюдении технологии соответствует требованиям отраслевого стандарта.

Таблица 2

Проектные параметры работы адсорбционной УКПГ

Параметр	Адсорбция	Десорбция	Охлаждение
Номинальный расход газа, м ³ /ч	250·10 ³	8,1·10 ³	8,1·10 ³
Направление потока газа	сверху вниз	снизу вверх	сверху вниз
Давление, МПа	7,7	7,85	7,85
Температура газа, °С	14	180-210	до 50
Длительность процесса (начальный – конечный), ч	35-12	20-8	6-4

На УКПГ адсорбционного типа глубина осушки газа (точка росы) меняется в течение цикла адсорбции от минус 40-45°С в начале цикла до минус 5°С и выше в конце в зависимости от динамической ёмкости адсорбента, расхода газа и продолжительности цикла. Минимальная продолжительность цикла адсорбции определяется возможностями системы регенерации и составляет 10-12 часов.

Адсорбционные установки подготовки газа при разрушении гранул адсорбента обладают повышенным гидравлическим сопротивлением в системе осушки. Поэтому при эксплуатации адсорбционных установок необходимо обеспечить эффективную сепарацию газа на блоке входных сепараторов-пылеуловителей от пластовой жидкости, чтобы предотвратить разрушение и засорение слоя адсорбента в процессе многократной регенерации. Другой проблемой при эксплуатации установок адсорбционной осушки газа может являться высокое гидравлическое сопротивление в системе регенерации адсорбента, которое при относительно низких степенях сжатия на ДКС может помешать циркуляции газа регенерации по принятой сейчас схеме (выход УКПГ – печь – адсорбер – холодильник – сепаратор газа регенерации – вход ДКС).

Для установок осушки газа является важным условием обеспечение по возможности более низкой температуры контакта. Оптимальной температурой контакта принято считать температуру 10-15°С, для чего необходимо обеспечить высокоэффективную работу АВО газа после ДКС.

Сосредоточение мощностей сжатия газа на ЦДКС обуславливает работу систем осушки газа на УКПГ при низких рабочих давлениях.

Для установок адсорбционной осушки газа существуют технологические ограничения. Основными характеристиками, определяющими работу системы адсорбционной осушки газа, являются гидравлические потери в процессе осушки и динамическая ёмкость адсорбента. Динамическая ёмкость адсорбента является основной характеристикой для обеспечения проектной производительности при заданном качестве подготовки газа. Динамическая ёмкость определяется комплексом факторов и зависит не только от срока службы и полноты регенерации адсорбента, но и условий проведения процесса, в частности, от температуры контакта и линейной скорости газа. В табл. 3 приведены результаты расчёта пропускной способности установки осушки газа при обычно принимаемой динамической ёмкости силикагеля 6,8% и 12-часовом цикле адсорбции при различном рабочем давлении и температуре 15°С.

Таблица 3

Расчёт пропускной способности УКПГ по динамической ёмкости

Давление адсорбции $P_{\text{ах}}$, атм.	30	25	20	15	10
Температура адсорбции $t_{\text{ах}}$, °С	15	15	15	15	15
Производительность Q , млн. м ³ /сут.	12,5	10,7	8,8	6,9	4,7

Результаты расчёта производительности УКПГ, произведённого по допускаемой линейной скорости газа в свободном сечении адсорбера (принята скорость 0,2 м/с), представлены в таблице 4.

Таблица 4

Расчёт пропускной способности УКПГ по допускаемой линейной скорости

Давление адсорбции $P_{\text{ах}}$, атм.	30	25	20	15	10
Температура адсорбции $t_{\text{ах}}$, °С	15	15	15	15	15
Производительность Q , млн. м ³ /сут.	11,6	9,7	7,6	5,7	3,7

Принятая линейная скорость газа определяет не только гидравлическое сопротивление в адсорбере, но в определённой мере и динамическую ёмкость адсорбента, поскольку эти параметры взаимосвязаны.

Таблица 5

Газотурбинные аппараты, применяемые на Медвежьем месторождении

ДКС	№ агрегата	Тип привода	Нагнетатель		
			Тип	Е	Q, млн. м ³ /сут.
4	1	ГТН-6	Н6-41	1,23	20,0
	2		Н6-41	1,23	20,0
	3		Н6-41	1,23	20,0
ЦДКС	I очередь	ГПА-Ц-16	НЦ-16-56	1,44	30,9
	II очередь	ГПА-Ц-16	НЦ-16-76	1,50	28,6

Результаты расчёта по двум определяющим критериям (динамической ёмкости и линейной скорости газа) достаточно близки, и позволяют обеспечить планируемую добычу газа. На ДКС применяются следующие газотурбинные аппараты (табл. 5).

Литература:

1. Анализ показателей разработки месторождения «Медвежье» на примере УКПГ-4 [Электронный ресурс].
2. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // Сб. науч. Тр. по мат. Всеросс. научно-практ. Конф. «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84-95.
3. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – № 3. – С. 40-51.
4. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – № 3. – С. 52-72.
5. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВПО «КубГУ», 2016. – 135 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ВЫНГАПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.Е. Лыков

Тюменский ИУ, г. Тюмень

E-mail автора: pereczzzz@gmail.com

Гидравлический разрыв пласта (основная технологическая составляющая метода Фрекинга) -

один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин.

Технология заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины.

Технологическая эффективность ГРП определяется: эффективной толщиной пласта; количеством проницаемых прослоев в интервале перфорации; начальной и текущей нефтенасыщенностью коллекторов пласта; толщиной перекрывающих и подстилающих глинистых экранов; степенью истощения пластовой энергии; расположением фронта заводнения, обводненностью продукции близлежащих добывающих скважин; удаленностью от нагнетательных скважин и рядом других факторов.

На Вынгапуровском месторождении гидравлический разрыв пласта начал внедряться с 1991 г. на объекте БВ8. Наибольшая активность применения данной технологии отмечается в период с 2000 по 2010 годы (рис. 1). Успешность выполнения ГРП за все годы применения достаточно высока, за все годы этот показатель выше 92%. С учетом переходящего эффекта за 16 лет проведения ГРП (с 1995–2010 гг.) получено порядка 16 млн т, или 38,4% всей добычи нефти по месторождению за этот период. При этом по основному объекту разработки БВ8 проведено 1335 операций гидроразрыва пласта на 962 скважинах и добыто 91,7% дополнительной добычи нефти.

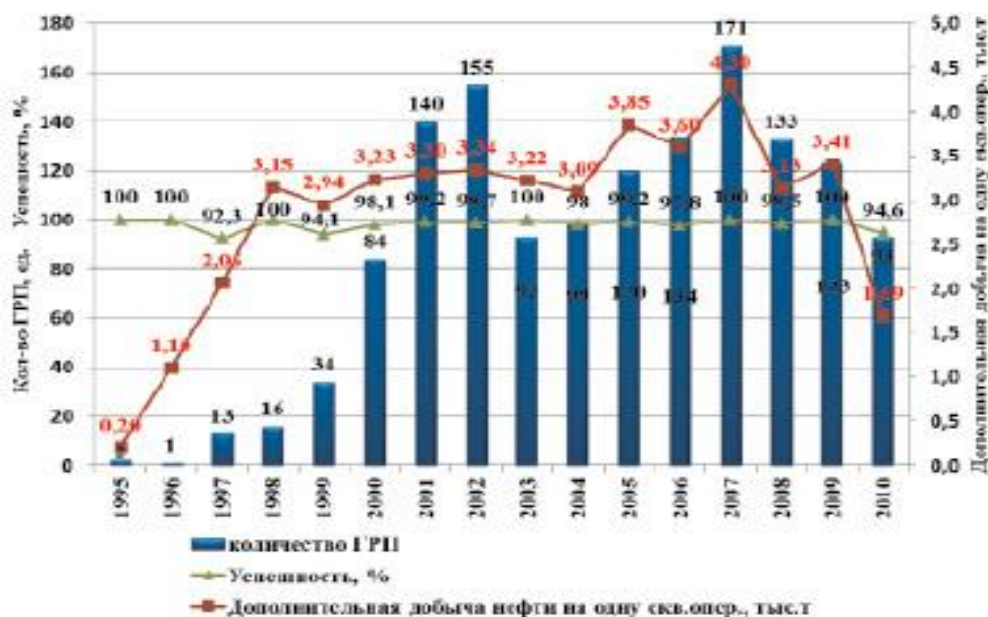


Рис. 1. Динамика проведения ГРП и дополнительной добычи на одну скважино-операцию.

Средняя продолжительность эффекта от ГРП за период с 1995–2010 гг. составила 21 месяц, максимальная по залежи объекта ЮВ1 (район скв. 5186) – 28 месяцев и по объекту БВ8 – 22 месяца.

Максимальное количество ГРП приходится на 2007 г., когда была выполнена 171 операция при 100 % успешности, из них 165, или 96,5 %, на объект БВ8, по 3 операции – на объектах БВ81 и ЮВ1 (на западной залежи объекта). В 2007 г. более половины ГРП проведено на новых скважинах (89 операций, или 52,0 %) и 82 обработки на переходящем фонде. При среднем приросте дебита нефти от ГРП в 2007 г. – 26,5 т/сут, по объекту ЮВ1 (западная залежь) получено максимальное приращение дебита нефти 73,9 т/сут.

В 2008 г. ГРП был реализован на объектах БВ8, БВ5, ЮВ1 (в районе скв. № 131Р, 318ПО и на западной залежи объекта). Всего было проведено 133 операции ГРП, из них на переходящем фонде – 67 ед. Наибольшее количество ГРП было проведено на объекте БВ8 (116 операций, или 87,2 %) и дополнительно добыто 351,4 тыс. т нефти с приростом дебита 17,2 т/сут. По объекту ЮВ1 (западная залежь) ГРП выполнен на пяти скважинах с дополнительной добычей нефти 43,6 тыс. т, получен максимальный прирост дебита нефти (62,8 т/сут). После ГРП на трех скважинах объекта БВ5 получено дополнительно 7,0 тыс. т с приростом дебита 15,5 т/сут нефти. Успешно проведен ГРП в скв. № 131Р (объект ЮВ1) с эффектом 5,0 тыс. т, прирост дебита нефти составил 20,4 т/сут. Всего от проведенных в 2008 году ГРП дополнительная добыча составила 416,5 тыс. т с приростом дебита нефти 18,6 т/сут при полной успешности работ.

В 2009 г. выполнено 123 операции ГРП. Гидроразрывы проводились в основном на новых скважинах, а также при углублениях скважин на нижележащие объекты, бурении боковых стволов, при выводе скважин из консервации и на базовом фонде. Дополнительная добыча при углублениях (18 скважин), при резках (4 скважины) и при расконсервации (две операции) с ГРП отнесена на основные мероприятия.

Анализ ГРП проводился по 123 добывающим скважинам, в том числе по 51 скважине нового фонда, по 11 скважинам, находящимся в консервации, по двум скважинам пьезометрического фонда и по 59 переходящим скважинам. Технологическая эффективность проведения гидравлического разрыва пласта оценивалась по скважинам путем сопоставления базовых дебитов нефти до мероприятия с фактическими после проведения мероприятия.

Максимальный прирост дополнительной добычи дали скважины, введенные из бурения – 276,0 тыс. т нефти, или 65,8 % от дополнительной добычи (удельная добыча нефти составила 5,4 тыс. т/скв), из переходящих скважин дополнительно добыто 103,9 тыс. т (24,7 %) или 1,8 тыс. т/скв, из раскон-

сервированных скважин получено 35,6 тыс. т или 8,5 % (3,2 тыс. т/скв) и из пьезометрических скважин дополнительная нефть составила 1,0 % или 4,3 тыс. т (2,1 тыс. т/скв).

В 2009 г. на объекте БВ8 реализовано ГРП на 117 скважинах, из них 13 углублений, 4 резки с приростом дебита 23,6 т/сут и дополнительной добычей 396,0 тыс. т. На объекте БВ81 ГРП выполнены на 4 скважинах (одна из бурения, одна переходящая и две из консервации), дополнительно добыто 6,3 тыс. т, с приростом дебита 7,8 т/сут. На юрских залежах в 2009 г. было проведено два гидроразрыва пласта в новых скважинах (на скв. № 8245 в районе скв. № 417ПО с дебитом 25,3 т/сут и на скв. № 4330 в районе западной залежи объекта с дебитом 53,2 т/сут).

В 2010 г. выполнено всего 93 операции по гидроразрыву пласта. После ГРП в работу запущена 91 скважина, кроме двух неудачных ГРП на скв. № 6385 (объект БВ2) и на скв. № 8369 (объект ЮВ1 в р-не скв. 417ПО). Гидроразрывы проведены на 15 новых скважинах, введенных из бурения на низкопроницаемые пласты: БВ8 – 13, БВ81 – 1 и ЮВ1 в р-не скв. № 417ПО – одна операция, а также при углублениях скважин, бурении вторых стволов и при выводе скважин из консервации.

На рис. 2 представлена динамика среднего объема расклинивающего агента. Отметим, что при проведении ГРП в период с 2006 по 2010 гг. наблюдается увеличение количества закачиваемого проппанта на одну обработку с 64 до 80 т, при этом удельная эффективность проводимых операций с 2007 по 2010 год неуклонно снижается с 4,3 до 1,69 т на скважино-операцию (рис. 1).

В 2010 г. средний процент обводненности после проведения ГРП увеличился на 39,7 %, в т.ч. по объекту БВ8 на 26,5%, БВ81 – на 53,3%, по объекту ЮВ1 (в районе скв. № 318ПО) на 28,0 % и по ЮВ1 (в районе скв. № 417ПО) – на 51,0%.

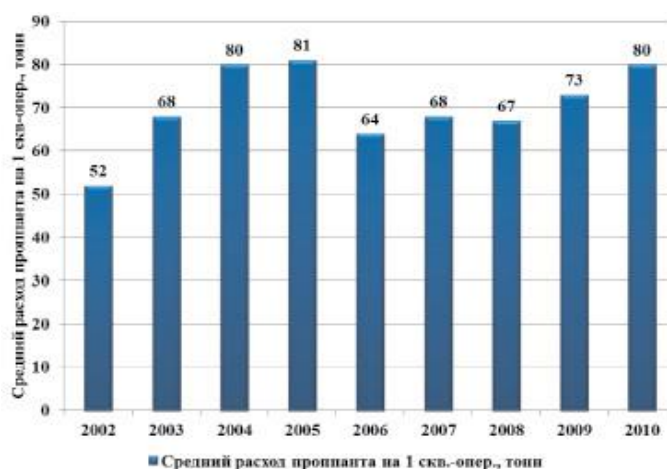


Рис. 2. Динамика среднего объема проппанта на одну скв.-операцию ГРП.

При оценке процента воды после ГРП на действующем фоне необходимо принимать во внимание, что если идет процесс обводнения скважины (скважина до ГТМ находится в зоне влияния фронта заводнения), то после проведения ГРП низка вероятность, что процесс обводнения продукции останется прежним. Поскольку при ГРП дополнительно подключаются пропластки на длину трещины до 150 м от ствола, где уже присутствует нагнетаемая вода. Практика показывает, что процент обводненности увеличивается более чем на 25%.

Выводы:

Зачастую эффективность работ при проведении ГРП на объектах БВ5, ЮВ1 обусловлена залеганием нижележащих водонасыщенных пропластков, и при проникновении трещины ГРП они становятся основным источником притока, при этом в незначительной мере работают нефтенасыщенные части пласта. Поэтому рекомендуется применять технологии сдерживания вертикального распространения трещины. Для этого могут быть использованы технологии «J-фрак» с применением растворимого волокна в системе рабочей жидкости ГРП для снижения ее вязкости с одновременным сохранением транспортных свойств, а для объекта БВ5 – применение в случаях с высокой эффективностью рабочей жидкости буфера на основе линейного геля. Также рекомендуется контроль проведения мини-ГРП путем применения термометрии для исследования распространения трещины по высоте и точной калибровки физической модели объекта.

Литература:

1. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи: пер. с англ. / под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
2. Гриценко А.И., Методы повышения продуктивности скважин. – М.: ОАО Изд-во «Недра», 1997. – 364 с.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – 1999.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет, ООО «Газпромнефть Научно-технический центр». – Тюмень, 2011.

ИССЛЕДОВАНИЕ PVT-СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ НА УСТАНОВКАХ ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ

М.А. Максимова

ООО «Газпром ВНИИгаз», г. Москва, Россия

Исследование PVT-свойств газоконденсатных смесей осуществляют на установках фазовых равновесий отечественного и зарубежного производства. Изучение фазовых процессов необходимо проводить как на начальной стадии разработки, так и в процессе эксплуатации газоконденсатных залежей с учетом изменений термодинамических условий месторождения [1, 2].

Эти исследования выполняют на установках моделей установки УГК-3 и УФР-2. Они состоят из термостатируемой ячейки PVT – соотношений различного объема; внешнего насоса для создания необходимого давления в газоконденсатной ячейке; датчика высокого давления для контроля термодинамических условий; газометра для измерения объема отбираемого из ячейки газа. Ячейки высокого давления оборудованы смотровым окном для визуального наблюдения процессов фазовых превращений с целью определения давления начала конденсаций и замера уровня выпавшего насыщенного конденсата. В газоконденсатной ячейке находится смеситель для создания гомогенной пластовой системы [3, 4, 5]. Также нашли широкое применение зарубежные установки фазовых равновесий моделей Ruska модель 2370, Oilphase-DBR, Vinchi Technologies, Chandler Engineering [6, 7, 8].

Результаты исследований используются как при изучении новых явлений и закономерностей, так и при создании данных о термодинамических явлениях в залежи, которые еще не обобщены теоретически. К определяемым параметрам относятся:

- давление начала конденсации пластовой системы;
- фазовое состояние газоконденсатной системы;
- пластовые потери конденсата в процессе разработки залежи;
- вязкость и плотность конденсата в пластовых условиях и др.

Определенные показатели при исследовании газоконденсатных систем являются исходной информацией при составлении технологических проектов разработки и обустройства месторождений. В настоящее время для изучения фазового поведения пластовых флюидов широкое распространение получили отечественные установки моделей УГК-3 [9, 10].

Конструктивные особенности в том, что она состоит из камеры PVT – соотношений объемом до 3100 см³ рассчитанная на максимальное давление 40 МПа и температуру 80⁰С. В комплект входит насос с постоянной подачей масла, поршневой разделитель, сепаратор и два напорных масляных бачка. Ячейка PVT – соотношений предназначена для изучения фазового поведения рекомбинированной пробы и визуального определения объема конденсирующихся углеводородов из пластового газа при изотермическом снижении давления. Для поддержания температуры в ячейке PVT-соотношений она термостатируется, контроль осуществляется ртутным термометром, расположенным в нижней крышке цилиндра. С помощью термостатируемого сепаратора установки определяются конденсатогазовые факторы отбираемой пластовой пробы и др. Основной частью сепаратора является цилиндр, в котором помещен поршень, перемещающийся при помощи ходового винта, который приводится во

вращение через коническую пару шестерен либо от ручного маховика, либо от мотора с червячным редуктором. Сепаратор предназначен для отделения конденсата от пластового газа при проведении исследований методом дифференциальной конденсации [11, 12].

Газовая фаза и конденсат исследуется на компонентный состав хроматографическим методом. Для создания более высокого давления газа сепарации в термостатируемой бомбе PVT-соотношений используется поршневой разделитель. Электроконтактный манометр позволяет предохранять газоконденсатную ячейку от превышения максимального рабочего давления.

Таким образом, установки модели УГК-3 рассчитанные на максимальное рабочее давление 40 МПа и температуру до 80⁰С. Недостатком является то, что для выполнения исследований газоконденсатных смесей, отобранных при более высокой температуре и пластовом давлении, конструктивные особенности установки не позволяют их изучать.

Литература:

1. 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.
2. Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 17-18.
3. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
4. 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.
5. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
6. Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
7. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
8. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс... канд. техн. наук. – Тюмень, 1991. – 24 с.
9. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки газоконденсатных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
10. Сивков Ю.В., Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Зотова О.П. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 32-34.
11. 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.
12. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков 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.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ПЛАСТОВОМ ГАЗЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.А. Максимова, М.В. Лескин,
Е.В. Ваганов, С.В. Кузнецов

ООО «Газпром ВНИИГаз», г. Москва, Россия
ООО «Севернефть-Уренгой», г. Новый Уренгой, Россия
АО «Геотрансгаз», пос. Уренгой, Россия

Прогнозирование содержания конденсата в пластовом газе является важным при решении контроля за разработкой газоконденсатных месторождений. Поэтому для экспериментальных PVT-исследований необходимо отбирать пробы газа сепарации и насыщенного конденсата при начальном пластовом давлении в залежи [1, 3, 5]. Важным условием представительности исходных данных для прогнозирования конденсатоотдачи является нахождение газоконденсатной системы при начальных пластовых условиях, т.е. когда газоконденсатная система находится в однофазном газовом состоянии [2, 4, 8].

При условии если текущее пластовое давление в залежи ниже давления начала конденсации, то результаты экспериментальных исследований будут принимать условный характер, и могут быть использованы только для определения текущих параметров [6, 7, 9]. В создавшихся условиях прогнозирование конденсатоотдачи и расчеты балансов добычи газового конденсата проводятся с использованием аналитических моделей, созданных на основе уравнений состояния. При этом установленные параметры пластовой газоконденсатной характеристики можно применять при проектировании и контроле за разработкой месторождений. Формула прогноза содержания конденсата в пластовом газе представляет собой общее решение уравнения материального баланса и представляет следующий вид:

$$A - \int_{p_m}^{p} q(p) Q_{\text{доб}}^{(p_m-p)}(p) - q_{\text{нон}}^{(p_m-p)}(p) - q_{\text{ном}}^{(p_m-p)}(p) \\ q(p) = \frac{p+dp}{[1 - Q_{\text{доб}}^{(p_m-p)}(p) - Q_{\text{свк}}^{(p_n-p_m)}(p) - Q_{\text{свк}}^{(p_m-p)}(p)]} \quad (1)$$

Формулу (1) определения содержания конденсата в пластовом газе для случая, когда давление в залежи ниже давления начала конденсации, авторы С.А. Заночуев и Д.Р. Крайн получают, рассматривая уравнение материального баланса. Так, весь период разработки делят на два этапа: первый этап – от начального до текущего давления в залежи, второй этап – от текущего давления до давления P , на которое будет составляться материальный баланс имеет вид:

$$M_0 = M_{\text{доб}}^I + M_{\text{доб}}^{\text{II}} + M_{\text{кзф}} + M_{\text{вып}}^I + M_{\text{вып}}^{\text{II}}, \quad (2)$$

где $M_{\text{доб}}^I$ – масса добытого конденсата на первом этапе разработки при давлениях от P_n до P_m ; $M_{\text{доб}}^{\text{II}}$ – масса добытого конденсата на втором этапе разработки при давлениях от P_m до P ; $M_{\text{кзф}}$ – масса конденсата, оставшаяся в газовой фазе при давлении P ; $M_{\text{вып}}^I$ – масса выпавшего в пласте конденсата при снижении давления от P_n до P_m ; $M_{\text{вып}}^{\text{II}}$ – масса выпавшего в пласте конденсата при снижении давления от P_m до P_n . Масса добытого конденсата на первом этапе разработки при снижении давления от P_n до P_m складывается из суммы объемов добытого газа в указанный период разработки, которая умножается на текущее содержание конденсата в пластовом газе и в интегральной форме имеет вид:

$$M_{\text{доб}}^I = \int_{p+dp}^{P_n} q(p) dQ_{\text{доб}}(p) \cdot (3)$$

Массу конденсата, выпавшего в пласте при снижении давления от P_n до P_m , находят, если известно сколько конденсата было добыто за первый этап разработки (3), сколько будет добыто ($M_{\text{доб.д}}^I$) учитывая, что конденсации углеводородов не происходит в залежи при снижении давления. Уравнение в целом виде:

$$q_0 = Q_{\text{доб}}^{(P_n-P_m)} q_{\text{ср}}^{(P_n-P_m)} \int_{p+dp}^{P_m} q(p) dQ_{\text{доб}}^{(P_m-p)}(p) + [1 - Q_{\text{доб}}^{(P_n-p)}(p) - Q_{\text{звк}}^{(P_n-P_m)}(p) - Q_{\text{звк}}^{(P_m-p)}(p)] q(p) + Q_{\text{доб}}^{(P_n-P_m)}(q_0 - q_{\text{ср}}^{(P_n-P_m)}) - (1 - Q_{\text{доб}}^{(P_n-P_m)}) q_m + q_{\text{ном}}^{(P_m-p)}(p) + q_{\text{ном}}^{(P_n-p)}(p), \quad (4)$$

Исходные данные для различных методов прогнозирования содержания конденсата в пластовом газе при моделировании разработки месторождения, формируются на данных экспериментальных PVT- исследований [13, 14].

Рекомбинированные пробы газа сепарации и насыщенного конденсата составляют на основании замеренного промыслового конденсатогазового фактора. При этом составляется баланс добычи и потерь конденсата на весь период разработки месторождения [15, 16, 17].

Комплекс исследований включал определение следующих показателей: плотность, показатель преломления, молекулярная масса, вязкость при разных температурах, фракционный состав, кислотность, содержание серы, смол, парафинов, испытание на медной пластинке, давление насыщенных паров, групповой углеводородный состав, по топливным фракциям определялся их выход. Наличие

примесей нефти в ряде проб явилось основной причиной широкого диапазона изменения большинства показателей конденсатов: значительно увеличивались плотность, молекулярная масса, ухудшились вязкостные характеристики, температурные свойства, утяжелился фракционный состав. Пластовые потери конденсата при разработке газоконденсатных залежей месторождения определялись на PVT-установке по общепринятой методике.

Таким образом, выполненный комплекс лабораторных исследований по изучению фазового поведения пластовых газоконденсатных систем с различным содержанием конденсата в пластовом газе при контроле за разработкой, позволяет с достаточной степенью точности проводить прогнозные расчеты. Однако предложенный математический аппарат требует своего подтверждения по результатам фактических исследований скважин разрабатываемых месторождений.

Литература:

1. Дубков И.Б., Краснов И.И., Минаков С.В., Ярославцев К.В. Анализ факторов, влияющих на эффективность методов ОПЗ пород-коллекторов тюменской свиты юрских отложений // Бурение и нефть. – 2008. – № 3. – С. 17-19.
2. 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.
3. Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 17-18.
4. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
5. 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.
6. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
7. Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
8. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
9. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 1991. – 24 с.
10. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
11. Сивков Ю.В., Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Зотова О.П. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 32-34.
12. 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.
13. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков 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.

ОЦЕНКА КОМПОЗИЦИОННОГО СОСТАВА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Е.В. Миронова, И.В. Захарчук, У.Э. Хасиев,
Д.В. Медведев, В.В. Жирнов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ООО «Газпром добыча Уренгой», г. Уренгой, Россия

В процессе разработки газовых месторождений Крайнего Севера происходит прорыв пластовых вод к газовым скважинам, что приводит к снижению коэффициента продуктивности, образованию песчаных пробок и газовых гидратов [1, 3, 4]. Увеличение числа случаев обводнения скважин свидетельствует о недостаточной эффективности существующих технологий и водоизолирующих композиций [2, 5, 6]. Это связано с тем, что наряду с большим количеством обводнённых скважин, например, по причине обводнённых пропластков, с заколонной циркуляцией воды сверху, отключение верхних обводнённых пластов при переводе на эксплуатацию нижних горизонтов, практически мало технических решения [7, 10, 11]. Поэтому необходимо обоснование компонентов в составе материала для современной технологии ограничения водопритоков с учетом геолого-геофизической характеристики сеноманской залежи Комсомольского месторождения [8, 12, 13].

Анализ результатов промысловых работ на Комсомольском месторождении, показывает, что после проведенных мероприятий с применением обычных тампонажных материалов добыча газа заметно снижается (до 30-70%). Исходя из этого, возникает необходимость совершенствования комплексной технологии, позволяющей сохранить добычу на уровне и качественно изолировать притоки пластовых вод. Применяются изолирующие составы на основе неорганических, органических полимерных материалов, элементоорганических соединений и органоминеральных композиций [9, 15, 16]. Вместе с тем разнообразие горно-геологических условий в скважинах вызывает необходимость разрабатывать новые технологии проведения мероприятий с учетом конкретных скважинных условий [14, 18, 19].

В институте ОАО «СевКавНИПИГаз» выполнены исследования по разработке изолирующего состава, который имеет небольшую вязкость и свободно проникает в продуктивный пласт с низкой проницаемостью. В порах пласта затвердевает с образованием водонепроницаемой перемычек и имеет хорошую адгезию к породе пласта [17, 20, 22]. В результате исследований подобран связующий материал (компоненты), гелеобразующий реагент и отвердитель. В качестве связующего материала водный раствор силиката натрия, в качестве гелеобразующего реагента применялась эмульсия спирта в углеводородной жидкости (в газоконденсате

те или в дизельном топливе), а в качестве отверждающего материала – водный раствор хлористого кальция [21, 23].

Для формирования модели пласта применялись песок средней крупности с модулем 1,96. В процессе испытания композиции выявлено влияние на сжатие, водо- и газопроницаемость керна следующих переменных: плотность, количество отверждающей и гелеобразующей жидкостей от объема раствора силиката натрия, концентрация спирта в гелеобразующей жидкости, содержание глины в песчанике, влажность песка, концентрация хлористого кальция в отверждающем растворе, время затвердения [24, 25]. Остальные факторы закрепляли на одном уровне. В качестве гелеобразующей жидкости использовали смесь газоконденсат-спирт в соотношении 1:1 по объему. Отверждающей жидкостью служил 30%-ый водный раствор хлористого кальция [25].

Анализ результатов показал, что все факторы оказывают существенное влияние на исследуемые параметры. При повышении плотности жидкого стекла (X_1) и доли отвердителя от жидкого стекла (X_2) прочность возрастает, а проницаемость снижается. Наименьшая проницаемость получена при плотности жидкого стекла 1400 кг/м^3 и доли отверждающей жидкости 0,8 от жидкого стекла (частей по объему). При этом прочность песчаного керна составила 5,26 МПа.

Таким образом, рекомендуется для ограничения прорыва пластовых вод к газовым скважинам применение в качестве отверждающей жидкости спиртового раствора хлористого кальция, что позволит повысить качество изолируемого интервала пласта.

Литература:

1. Абраев Н.С., Инякин В.В., Краснова Е.И. Анализ применения водогазового воздействия на продуктивные пласты // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 4 (53). – С. 11.
2. Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И., Мараков Д.А., Зотова О.П. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
3. Грачев С.И., Краснова Е.И., Инякин В.В., Лескин М.В. Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 6 (55). – С. 9-12.
4. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
5. Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RU 2249100 06.05.2002.
6. 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.
7. Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 17-18.
8. Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.
9. Краснова Е.И., Грачев С.И., Краснов И.И., Лапутина Е.С. Особенности прогнозирования PVT-свойств в процессе разработки газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 1 (44). – С. 58-60.

10. Краснова Е.И., Островская Т.Д., Краснов И.И., Радченко В.В. Геолого-технические факторы, влияющие на текущие значения коэффициента конденсатаотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 65-66.
11. Краснова Е.И., Мараков Д.А. Оценка воздействия на пласт углеводородными растворителями для увеличения компонентоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 103.
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. Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014 – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
14. Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122.
15. 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.
16. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
17. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
18. Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
19. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
20. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс... канд. техн. наук. – Тюмень, 1991. – 24 с.
21. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
22. Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RU 2059064.
23. 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.
24. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Изоляционные технологии ограничения газопитоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – № 3 (53). – С. 50-60.
25. Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RU 2061854.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НАЧАЛЬНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА БС₁₀₋₁₁ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Мулалиев, М.Ю. Савастын

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: mysn@mail.ru

Пласт БС₁₀₋₁₁ является основным объектом разработки Западно-Сургутского месторождения. Разработка ведется с 1967 г., на середину 2015 г. накопленная добыча нефти составила 40,8 млн.

тонн, текущая средняя обводненность продукции 0,81. Разработка пласта находится на стадии падающей добычи. За период разработки общий фонд добывающих скважин составлял 618 скважин, из которых в настоящее время находятся в работе 502 скважины. В процессе разработки, практически весь фонд скважин (582 скважины) был охвачен мероприятиями по гидравлическому разрыву пласта (ГРП), который является основным мероприятием по интенсификации притока и увеличению нефтеотдачи на данном объекте разработки. С целью повышения эффективности планирования ГРП необходимо провести анализ успешности данного мероприятия и определить критерии, с учетом которых будут выбираться скважины-кандидаты. Традиционно одним из важнейших показателей, влияющих на эффективность проведения ГРП, считается обводненность скважинной продукции перед проведением операции. Для оценки эффективности из общего количества скважин были выбраны 270 скважин добывающего фонда, на которых был проведен одиночный ГРП. Накопленная добыча нефти по этим скважинам составляет 19,4 млн. тонн, а дополнительная добыча от проведения ГРП 3,4 млн. тонн, что составляет более 17% от всей добычи по этим скважинам. Из общего количества одиночных ГРП: 211 операций признаны успешными, еще 48 операций либо не привели к увеличению дебита, либо дополнительная добыча оказалась недостаточной для окупаемости затрат на проведение ГРП. Кроме того, в 11 скважинах ГРП был проведен непосредственно перед их освоением после бурения и оценка эффективности по данным мероприятиям не представляется возможной.

Распределение ГРП по обводненности перед проведением мероприятия представлено на рис. 1.

Как видно из рисунка, несмотря на то, что из общего количества ГРП 67 операций, или 32% от общего количества, проведены при начальной обводненности более 70% успешность для данного диапазона (91%) значительно выше, чем средняя по всему интервалу (77%). Более того, неуспешными по причине резкого роста обводненности после проведения ГРП оказались только 9 мероприятий из 48, а к диапазону с начальной обводненностью более 70% относятся лишь 3 таких случая (см. таблицу 1). Применяемые ГРП различаются по массе закачиваемого проппанта: при стандартной операции масса проппанта составляет 30 тонн, при проведении ГРП увеличенного объема – до 60 тонн.

Причинами резкого обводнения скважин №№ 407, 1193 и 1199 вероятно является прорыв трещины через глинистые перемычки в водонасыщенные пропластки БС₁₀₋₁₁. В разрезе пласта по остальным скважинам водонасыщенных пропластков нет, поэтому причиной может являться либо возникновение после ГРП заколонного перетока из вышележащих пластов, либо прорыв трещины в зону активной работы нагнетательных скважин.

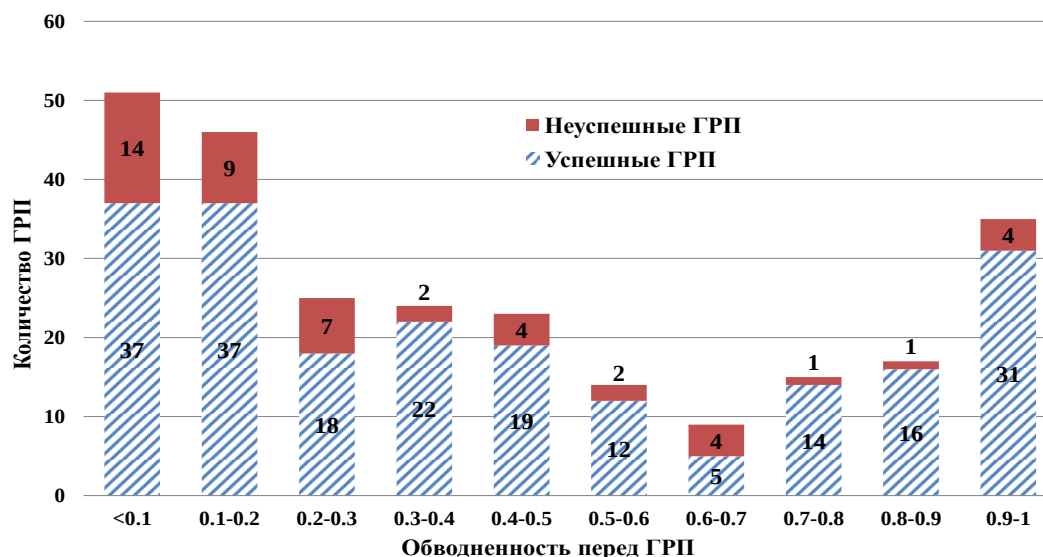


Рис. 1. Распределение ГРП по обводненности перед проведением операции.

Таблица 1

Информация по ГРП, неуспешным по причине роста обводненности

№ скв.	Масса закачиваемого проппанта, т	Обводненность, д.е.		Накопленная добыча, тыс. т		Дополнительная добыча, т
		перед ГРП	после ГРП	перед ГРП	после ГРП	
113	до 60	0,68	0,99	79,7	0	0
350	30	0,98	0,96	8,5	0,2	146
407	до 60	0,11	0,94	75,1	0	0
448	30	0,89	0,99	10,7	0	0
1093	до 60	0,45	0,95	25,0	0	0
1197	30	0,99	0,98	17,4	0,2	195
1199	30	0,12	0,99	81,5	0	0
1644	30	0,00	0,97	2,6	0	0
3270	до 60	0,34	0,86	21,2	0,4	159

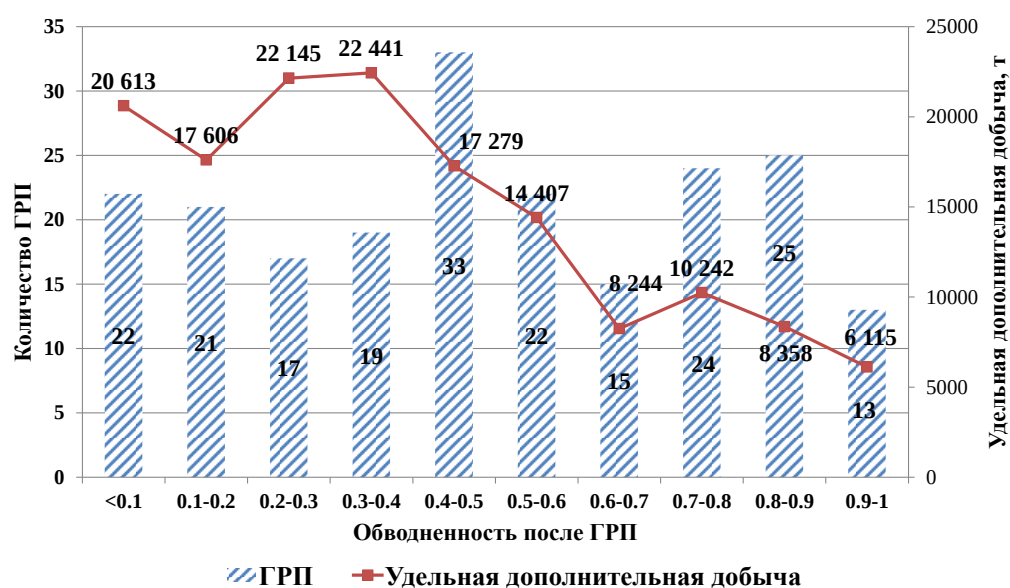


Рис. 2. Распределение успешных ГРП по обводненности после проведения операции.

Дополнительно был проведен анализ изменения обводненности для ГРП, признанных успешными, результаты представлены на рисунке 2. Проведенный анализ показал, что в 119 скважинах после проведения ГРП обводненность либо осталась на прежнем уровне, либо снизилась, что может косвенно свидетельствовать о подключении к разработке ранее недренируемых запасов нефти. В частности, у 20 скважин с начальной обводненностью более 90% этот показатель снизился до уровня ниже 80%. Как видно из рис. 2, после проведения ГРП распределение обводненности по скважинам сместилось ближе к медианным значениям.

Если рассматривать удельную дополнительную добычу на 1 скважино-операцию, то из рисунка 2 видно, что высокие значения добычи закономерно распределились в диапазоне значений обводненности после ГРП ниже 50%. С ростом обводненности прослеживается постепенное снижение дополнительной добычи вплоть до 6 тыс. тонн для скважин с обводненностью после ГРП выше 90%.

Выводы:

1. Достоверная корреляция между входной обводненностью и результатом проведения ГРП на пласте БС₁₀₋₁₁ Западного-Сургутского месторождения отсутствует.

2. Опыт проведения ГРП на данном пласте говорит о применимости данного мероприятия при любых значениях обводненности перед ГРП.

3. При проведении мероприятия необходимо учитывать возможность прорыва в водонасыщенные пропластки и в зону работы нагнетательных скважин.

РЕЗУЛЬТАТЫ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКОВ НА СКВАЖИНАХ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ

*Е.В. Миронова, Б.С. Сыздыков,
И.В. Захарчук, В.В. Жирнов, Д.В. Медведев*

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений сопровождается падением давления в залежи, обводнением призабойной зоны пласта конденсационными и пластовыми водами, интенсивным выносом механических примесей в ствол скважины, гидратным режимом работы шлейфов, снижением рабочих дебитов [1, 2]. Возникает ряд осложнений, которые ухудшают условия эксплуатации скважин и снижают их дебит. Важным осложнением является обводнение скважин и накопление жидкости в их стволах, которая из-за недостаточных скоростей восходящего потока газа не выносятся на поверхность [3, 4, 5, 7]. Интенсивная добыча газа в значительной степени осложнена

гидродинамическими условиями, и, прежде всего, обусловлена значительным ростом перепадов давления между водоносным и газовым пластом [8, 9, 10]. Увеличение числа случаев обводнения продуктивных пластов свидетельствует о недостаточной эффективности существующих технологий проведения работ и изоляционных композиций [11, 12, 13, 14].

В условиях разработки Уренгойского, Заполярного, Комсомольского и других газоконденсатных месторождений основные причины осложнений, связаны с процессами, влияющими на изменение состояния залежи. Падение давления ведет к увеличению эффективного сжимающего давления, напряжений в прискважинной зоне пласта, к изменению порометрических характеристик интервала перфорации [15, 16, 17].

Опытно-промысловые испытания технологии ограничения притоков воды были проведены на скважинах Комсомольского и Вынгапуровского месторождений ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Основные скважины этих месторождений эксплуатируются достаточно длительное время. При этом произошло падение пластового давления, вследствие чего подтянулся газ-водяной контакт (ГВК) [18, 19, 20]. В качестве изолирующего состава использовали тиксотропный тампонажный раствор на основе ПЦТ с добавкой поливинилового спирта (ПВС) и суперпластификатора (С-3) с вторичной перфорацией в пенной среде. На скважине 2211 Комсомольского месторождения перед установкой цементного моста в водонасыщенном интервале были выполнены работы по созданию водоизоляционного экрана составом на основе силиката натрия, что обеспечило надежную изоляцию от подошвенных вод. В результате проведенных мероприятий достигнуты следующие показатели: изолирован приток подошвенной воды; за счет сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта обеспечивается дебит газа на доремонтном уровне; увеличился межремонтный срок эксплуатации скважины после проведения мероприятий [21].

Для проведения работ на «сеноманских» скважинах получила распространение технология по двух-растворной системе, т.е. первым составом (жидкое стекло, гипан, нафтен, АКОВ-МГ и др.) изоляция пластовой воды, а вторым раствором (цементным раствором с добавками или без них) докрепление и упрочнение экрана [22]. В Ноябрьском УИРС ООО «Газпром подземремонт Уренгой» в качестве тампонирующих применяются растворы, основанные на использовании неорганических водоизолирующих реагентов. В условиях высоких температур целесообразно использовать жидкое стекло, как наиболее легко фильтрующийся материал. При давлениях 0,1–3,0 МПа оно в течение длительного времени сохраняет свои свойства. При проведении мероприятий применялись два вида

композиций: состав, включающий раствор жидкого стекла и водный раствор хлорида кальция; композиция с использованием растворов жидкого стекла и лимонной кислоты. Наиболее хорошо зарекомендовала себя композиция №2, как наиболее фильтрующаяся в пласт, обладающая низкой токсичностью, несложная в приготовлении и менее затратная. К тому же лимонная кислота в составе гелеобразующего композита способствует выравниванию контура приемистости. Для докрепления водоизоляционного экрана в Ноябрьском УИРС используются так же и цементные растворы [23].

Таким образом, чаще всего для докрепления водоизоляционного экрана применяют технологию на основе портландцемента с комплексной структурирующей добавкой, позволяющей снизить водопотребность, и одновременно уменьшить водоотдачу изоляционного раствора и увеличить его прочностные характеристики.

Литература:

- Абраев Н.С., Инякин В.В., Краснова Е.И. Анализ применения водогазового воздействия на продуктивные пласты // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 4 (53). – С. 11.
- Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И., Мараков Д.А., Зотова О.П. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
- Грачев С.И., Краснова Е.И., Инякин В.В., Лескин М.В. Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 6 (55). – С. 9-12.
- Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
- Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RU 2249100 06.05.2002.
- 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.
- Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритокров на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 17-18.
- Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.
- Краснова Е.И., Грачев С.И., Краснов И.И., Лапутина Е.С. Особенности прогнозирования PVT-свойств в процессе разработки газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 1 (44). – С. 58-60.
- Краснова Е.И., Островская Т.Д., Краснов И.И., Радченко В.В. Геолого-технические факторы, влияющие на текущие значения коэффициента конденсатоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 65-66.
- Краснова Е.И., Мараков Д.А. Оценка воздействия на пласт углеводородными растворителями для увеличения компонентоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 103.
- 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.
- Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
- Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122.
- Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
- Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
- Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
- Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс... канд. техн. наук. – Тюмень, 1991. – 24 с.
- Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
- Малыренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RU 2059064.
- 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.
- Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Изоляционные технологии ограничения газопритокров в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – № 3 (53). – С. 50-60.
- Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RU 2061854.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Р.Р. Сабирова, В.В. Паникаровский, А.С. Русских

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
Западно-Сибирский Научно-исследовательский Институт Геологии и Геофизики, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: raniya.r@rambler.ru

На сегодняшний день одним из методов повышения нефтеотдачи пластов является гидравлический разрыв пласта (ГРП). На данный момент, по оценкам зарубежных и отечественных специалистов, около трети запасов можно извлечь только с помощью данного мероприятия. Применение ГРП как элемента системы разработки, позволяет увеличить темп отбора извлекаемых запасов и как следствие увеличить нефтеотдачу пласта за счет вовлечения в разработку слабодренлируемых зон и пропластков.

Основные задачи исследования:

- оценка эффективности применяемых мероприятий ГРП на примерах месторождений;
- установление зависимости воздействия ГРП от геолого-физических факторов, состояния разработки опытно-промышленного участка и от применяемой технологии;
- подготовка рекомендаций для дальнейшего подбора скважин-кандидатов.

Приведем немного статистики:

- ежегодно выполняется около 1200 операций, всего с начала применения ГРП выполнено более 18 тысяч скважино-операций нефтедобывающими предприятиями Западной Сибири;
- доля скважин с ГРП в общем фонде отдельных месторождений и эксплуатационных объектов варьируется от 3 до 90%.
- область применения ГРП распространяется практически на все типы продуктивных пластов [2].

В данной работе рассмотрены результаты применения ГРП по различным месторождениям Западной Сибири, продуктивные пласты которых охарактеризованы различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Нефтегазоносность Южно-Ягунского месторождения связана с терригенными отложениями меловой и юрской систем мезозоя (пласты БС₁₀, БС₁₁ и ЮС₁). Наибольшая доля начальных извлекаемых запасов нефти (70 %) приходится на основной объект разработки – пласт БС₁₀, простирающийся по всей площади месторождения. Пласт представлен песчаниками и крупнозернистыми алевритами, общая толщина которого в среднем 10,5 м при коэффициенте песчаности 0,8 д. ед.; коэффициент нефтенасыщенности пласта составляет 0,61 д. ед.; проницаемость изменяется от 0,008 до 0,25 мкм² при средней 0,130 мкм².

В 2001 г. было проведено наибольшее количество ГРП (35 скв.-опер.), 28 из которых оказались успешными (коэффициент успешности 0,8). В настоящее время ГРП применяется и при освоении скважин после бурения в зонах осложненного геологического строения. В 2004 году выполнены ГРП на 10 скважинах залежи БС₁₀, в том числе на четырех скважинах действующего фонда, параметры пласта и скважин приведены в табл. 1, результаты в табл. 2 [6].

Как следует из приведенных выше таблиц, то при увеличении дебита нефти, так же возникает рост дебитов жидкости, а соответственно и резкий рост обводненности продукции скважин, возникающий в связи с растущим вытеснением жидкости из ранее заводненных участков пласта. А снижение процента воды в конечной продукции скважин на конец года объясняется тем, что после проведения мероприятий в продукции присутствовала пластовая вода из дренируемых скважинами зон пласта, данный факт характерен для порового типа коллектора, при коэффициенте нефтенасыщенности 0,61 д. ед. Стоит отметить результаты ГРП в скважине 2741, как мы можем видеть, в скважине, после мероприятия отмечается незначительное увеличение дебита нефти, в сравнении с восьмикратным дебитом жидкости, и как следствие со значительным увеличением обводненности. Полученный результат в скважине 2741 связан в первую очередь с расположением скважины вблизи контура нефтеносности.

Таким образом, можно сделать заключение, что данное геолого-техническое мероприятие имеет достаточно высокую эффективность на отложениях данного типа, однако стоит отметить, что при выборе скважины-кандидата необходимо учитывать расстояние относительно водонефтяного контакта.

Значительный опыт ГРП накоплен на Приобском месторождении, как одного из наиболее рекомендуемых методов интенсификации в данных условиях разработки. Геолого-физическая характеристика пластов месторождения приведена в табл. 3.

Объемы ежегодно проводимых мероприятий по гидравлическому разрыву пласта на Приобском месторождении (Южная лицензионная территория – сокращ. ЮЛТ) имеют тенденцию к росту. Около 60% от общего количества производимых мероприятий приходится на горизонт АС₁₀ (табл. 4).

Таблица 1

Параметры пласта БС₁₀ Южно-Ягунского месторождения и скважин

Параметры пласта	Скважины с проведенным ГРП				Скважины, предлагаемые для проведения ГРП	
	637	2741	607	598	2716	780
Нефтенасыщенная толщина, м	6	3	6	5,8	3,9	3,5
Проницаемость, мкм ²	0,024	0,011	0,0251	0,138	0,018	0,024
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,58	0,75	0,74	0,71	0,71	0,73

Таблица 2

Результаты ГРП в добывающих скважинах на Южно-Ягунском месторождении

№ скв.	Режим работы						% воды на конец года	Прирост дебита нефти
	до ГРП			после ГРП				
	q _н , т/сут	q _ж , т/сут	% воды	q _н , т/сут	q _ж , т/сут	% воды		
637	1,2	1,3	5	16,0	32,0	50	45	14,8
2741	2,9	3,1	7	6,9	25,6	73	61	4,0
607	2,4	2,5	3	15,4	41,6	63	52	13,0
598	1,4	1,5	8	51	26,9	51	48	11,8

Таблица 3

Геолого-физическая характеристика Приобского месторождения

Пласт	Средняя глубина, м	Средняя толщина		Открытая пористость, %	Нефтена-сыщенн, %	Коеф-т песчани-стости, д. ед.	Расчле-ненность
		Общая, м	Эффект, м				
АС ₁₀ ⁰	2529	10,2	1,9	17,6	60,4	0,183	1,8
АС ₁₀ ¹⁻²	2593	66,1	13,4	18,1	71,1	0,200	10,5
АС ₁₁ ⁰	2597	20,3	1,9	17,2	57,0	0,091	2,0
АС ₁₁ ¹	2672	47,3	6,4	17,6	66,6	0,191	6,1
АС ₁₁ ²⁻⁴	2716	235,3	4,9	17,6	67,2	0,183	4,5
АС ₁₂ ²	2752	26,7	4,0	17,7	67,5	0,164	3,3
АС ₁₂ ³⁻⁴	2795	72,8	12,8	18,0	69,8	0,185	9,3

Таблица 4

Динамика количества гидроразрывов пласта Приобского месторождения (ЮЛТ)

Горизонт	Годы									Всего	% соотношение
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
АС ₁₀	3	69	76	132	247	250	151	370	486	1 784	59
АС ₁₂	1	22	59	101	156	234	283	195	172	1 223	41
В сумме	4	91	135	233	403	484	434	565	658	3 007	100

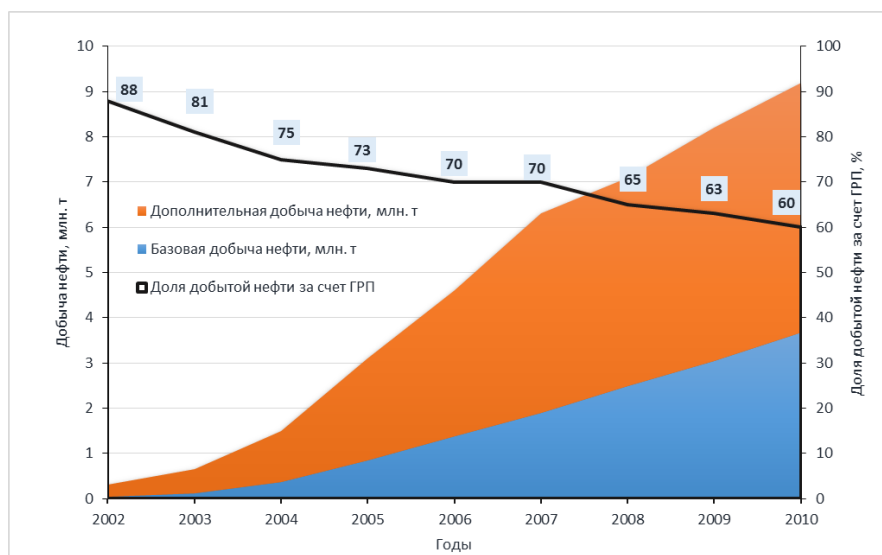


Рис. 1. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ГРП на Приобском месторождении (Южная лицензионная территория).

Динамика добычи нефти по месторождению в целом, а также дополнительная добыча нефти за счет ГРП представлена на рис. 1.

Снижение доли дополнительной добычи нефти за счет проведения ГРП – до 60 % в 2010 г. – обусловлено увеличением доли скважин в добывающем фонде, имеющих продолжительный период эксплуатации и вследствие этого закономерным снижением дополнительной добычи нефти по ним.

За период с 2006 по январь 2011 года на Приобском месторождении (левобережная зона месторождения) было проведено 263 ГРП (61 % фонда). Основное количество ГРП было произведено в 2008 году – 126. На конец 2008 года дополнительная добыча нефти за счет ГРП уже составила около 48% от всей добытой за год нефти. Причем большая

часть дополнительной добычи составила нефть объекта АС₁₂ – 78,8% от всей добычи по пласту и 32,4% от добычи в целом. По объекту АС₁₁ – 30,8% от всей добычи по пласту и 4,6% от добычи в целом. По объекту АС₁₀ – 40,5% от всей добычи по пласту и 11,3% от добычи в целом [7].

Основным объектом для проведения ГРП являлся продуктивный горизонт АС₁₂ как наиболее низкопродуктивный и содержащий большую часть запасов нефти по левобережной зоне месторождения.

На конец 2010 г. дополнительная добыча нефти на Приобском месторождении (левобережная зона) за счет ГРП составила более 44% добычи нефти от всей добытой за год нефти [4].

Таблица 5

Параметры проводки стволов скважин по пласту и результаты освоения скважин Ульяновского месторождения

Номер скважины	Нефтенасыщенная толщина, м	Дебит нефти, т/сут			Текущее состояние скважины
		При освоении	Текущий	Средний за период эксплуатации	
1000 Гр	31	30,1	3,3	24,2	Скв. работает через осадок обрушения
1001 Гр	31	17,6	4,3	27,1	Скв. работает через осадок обрушения
1002 Гр	31	2,5	б/д	1,6	Ствол обрушен
1003 Гр	31	16,7	5,1	5,8	Ствол обрушен
1004 Гр	31	1,0	б/д	1,6	Ствол обрушен

Эффективность геолого-технических мероприятий на Приобском месторождении зависит в первую очередь с геологическим строением (литологический тип залежи, отсутствие водонефтяных зон и повышенной нефтенасыщенности пласта), а также с проведенным комплексом исследований, связанных с изучением распространения направления трещин.

Таким образом, можно сделать вывод, на примере Приобского, что гидравлический разрыв пласта, является эффективным методом увеличения нефтеотдачи в низкопроницаемых и высокорасчетных коллекторах.

ГРП на сегодняшний день является преимущественной технологией вскрытия отложений бажено-абалакского комплекса. Стоит отметить, что большая часть отложений подобного типа разрабатывается скважинами с открытым стволом, который вследствие особенностей коллектора имеет склонность к обрушению. На опыте Ульяновского месторождения можно отметить, что немаловажным фактором успешности мероприятий по ГРП является состояние эксплуатационной колонны (табл. 5).

Опыт Ульяновского месторождения говорит о неэффективности окончания ствола скважины в виде открытого забоя, вследствие обрушения его незакрепленной части, вследствие чего работы по проведению ГРП в обрушенном стволе оказались неуспешными [5].

В настоящее время состояние разработки Самотлорского месторождения – одного из крупнейших месторождений России, характеризуется снижением темпов добычи нефти вследствие увеличения доли воды в продукции скважин и истощения пластовой энергии [1].

Интенсификация притока в скважинах с применением технологии ГРП проводилась практически на всех объектах разработки Самотлорского месторождения. Всего в период 2009-2013 гг. на месторождении проведено – 3430 операций ГРП, суммарная добыча нефти составила 16440 тыс. т.

Наибольшее распространение метод ГРП получил на пласте АВ₁¹⁻², где за 2009–2013 гг. выполнено 2251 операции, суммарная добыча нефти на пласте от применения метода составила 11335,8 тыс. т. или 5,0 тыс. т/скв. Также большое количество ГРП выполнено на пластах АВ₂₋₃, БВ₁₀, АВ₁³, БВ₈ на

остальных пластах проведено не более 60 операций за 5 лет (табл. 6).

Таблица 6

Объемы и эффективность ГРП на Самотлорском месторождении

Объект	Кол-во операций, ед.	Суммарная добыча нефти, тыс. т	Удельная добыча, тыс. т/скв
АВ ₁ ¹⁻²	2 251	11 335,8	5,0
АВ ₁ ³	199	979,1	4,9
АВ ₂₋₃	483	1 829,1	3,8
АВ ₄₋₅	21	79,2	3,8
АВ ₆₋₈	1	5,8	5,8
БВ ₀₋₄	1	3,5	3,5
БВ ₈ ⁰	102	390,4	3,8
БВ ₈ ¹⁻³	1	1,3	1,3
БВ ₁₀ ⁰	135	527,7	3,9
БВ ₁₀ ¹⁻²	138	1 006,3	7,3
БВ ₁₆₋₂₂	40	136,4	3,4
ЮВ ₁	58	145,3	2,5
Итого	3 430	16 440,2	4,8

В ходе анализа также было выявлено, что основными факторами отрицательной и низкой эффективности ГРП на Самотлорском месторождении являлись:

- подбор скважин-кандидатов без учета горно-геологических условий, технических характеристик скважин, отсутствие трассерных и гидродинамических исследований;
- низкое пластовое давление на участках с неэффективной реализованной системой поддержания пластового давления либо ее отсутствием;
- заниженная производительность установки электроцентробежного насоса (из-за опасения срыва подачи), состоянию призабойной зоны пласта после проведения геолого-технического мероприятия [3].

Таким образом, необходимо отметить, что ГРП на Самотлорском месторождении является эффективным методом повышения нефтеотдачи. Однако для получения наиболее лучшего результата необходим наиболее тщательный подбор скважин.

Обобщая результаты применения ГРП на различных месторождениях Западной Сибири, представленных различными типами продуктивных отложений, можно выделить следующие группы фак-

торов, которые необходимо учитывать при подборе скважин-кандидатов для проведения геолого - технологических мероприятий:

1. *Геологические факторы.* В первую очередь, определяющим фактором при выборе скважин для геолого-технологических мероприятий является адресная геологическая модель пласта, включающая в себя результаты всех исследований, которые бы наиболее полно могли бы дать информацию о мощности нефтенасыщенной части пласта, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, расчлененность, удаление от водонефтяного и газонефтяного контакта, мощность глинистой перемычки, отделяющей продуктивные отложения от водо- и газонасыщенных пластов, направление региональных (локальных) тектонических напряжений, выработанность извлекаемых запасов.

2. *Гидродинамические факторы.* Первоочередными скважинами для проведения ГРП рекомендуется выбирать скважины со сниженной продуктивностью и загрязненной призабойной зоной.

3. *Энергетические факторы.* Немаловажное значение для эффективного проведения ГРП имеет величина пластового давления и его снижение в ходе эксплуатации в сравнении с начальным, обеспеченность закачкой участка, на котором расположены скважины-кандидаты.

4. *Технические факторы* для выбора скважин кандидатов связаны в первую очередь с наличием промыслово-геологических исследований, характеризующими состояние ствола скважины.

Максимальный учет данных факторов при подборе скважин-кандидатов позволит увеличить процент успешности проводимых геолого - технологических мероприятий, и как следствие увеличить дополнительную добычу нефти на месторождениях Западной Сибири.

Помимо приведенных выше критериев, для проектирования и оценки технологической эффективности мероприятий по ГРП:

- использовать анализ проведенных мероприятий и технологий на месторождениях-аналогах;
- использовать расчеты на уточненных геолого-технологических моделях, воспроизводящих процесс разработки в системе скважин;
- моделирование дизайна ГРП (параметров трещины и параметров закачки) для представленных горно-геологических условий.

Литература:

1. Бриллиант Л.С. Основные результаты применения технологий по извлечению запасов нефти пласта АВ1-2 «рыбчик» / Л.С. Бриллиант, А.А. Клочков // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 10. – С. 23-26.
2. Гузев В. В., Поздняков А. А., Зайцев Г. С. Результаты применения гидроразрыва пласта на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 116-119.
3. Горбев Е. А., Гапонов М. А., Титов А. П., Абдульмянов С. Х. Особенности применения гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3 – С. 54
4. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Бизнес-центр, 1999. – С. 178-179.
5. Саранча А.В., Гарина В.В., Митрофанов Д.А., Саранча И.С. Разработка баженовской свиты на Ульяновском месторождении // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-11. – С. 2356-2359.
6. Холодницкий Д. А., Мерзин В. Н. К выбору скважин кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта на примере объекта БС10 Южно Ягунского Месторождения // Пермский ГТУ, 2010.
7. Черевко М.А., Янин К.Е., Янин А.Н. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ*) // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. – № 9. – С. 48-53.

АНАЛИЗ ПОВТОРНЫХ ГРП, ПРОВЕДЕННЫХ НА СКВАЖИНАХ ПЛАСТА ЮС₂ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Ю. Савастыин, А.А. Мулалиев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: mysn@mail.ru

Залежь пласта ЮС₂, характеризующегося чрезвычайно сложным строением: резкой литологической изменчивостью состава пород по площади и по разрезу, колебаниями толщин и широким диапазоном изменения дебитов нефти – от 47,7 до 0,4 м³/сут. В настоящее время находится в стадии доразведки и опытно-промышленной эксплуатации.

По информации на середину 2015 г., всего по пласту ЮС₂ ГРП проводился 395 раз на 264 скважинах, суммарная дополнительная добыча от проведение данных мероприятий составила более 1 млн. тонн нефти. Общее распределение видов ГРП приведено в таблице 1.

В связи с тем, что долгое время в ОПР находился лишь один участок ЮС₂, распределение ГРП по годам весьма неравномерное (см. рисунок 1). До 2005 года проводился лишь стандартный ГРП на скважинах старого фонда.

Таблица 1

Распределение видов ГРП по количеству ГРП проведенных на одной скважине

Кол-во ГРП на одной скважине	Кол-во скважин	Освоение с ГРП	Стандартное ГРП	ГРП увеличенного объема	Больше-объемное ГРП	ЗБС+ГРП
1	167	127	20	11	2	7
2	69	34	20	37	7	40
3	23	13	16	21	5	14
4	4	2	5	4	3	2
5	1		1	2		2

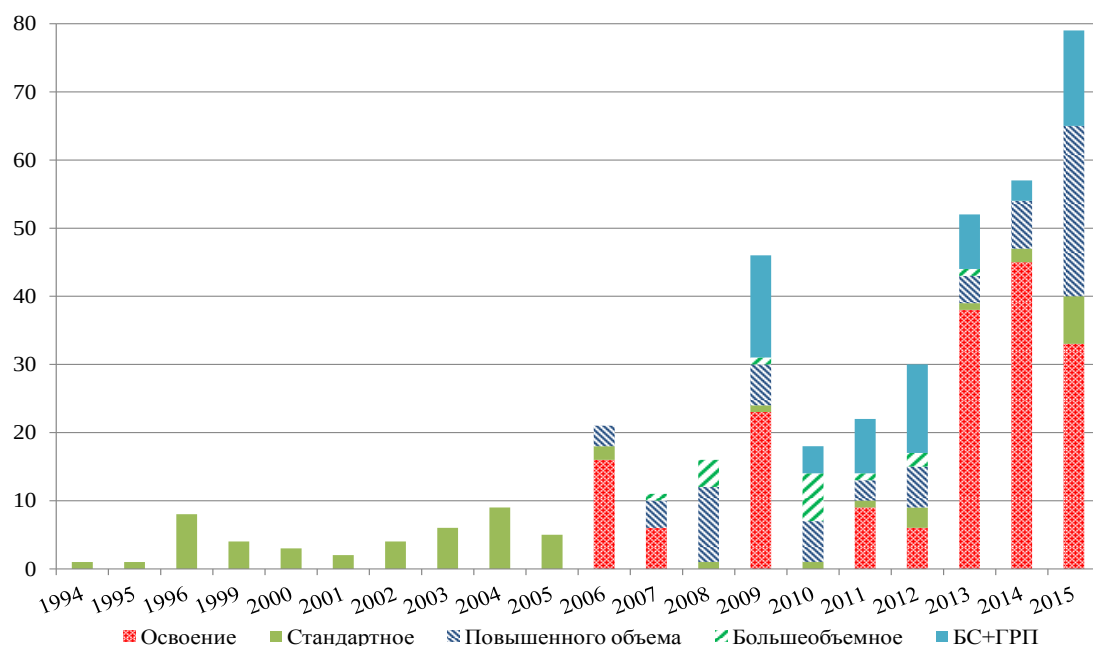


Рис. 1. Распределение видов ГРП по годам.

С началом ввода в эксплуатацию новых скважин, начиная с 2006 года, применение ГРП значительно увеличилось - практически все новые скважины вводятся в эксплуатацию после ГРП, широко практикуется ГРП увеличенного объема и большеобъемные ГРП.

Из общего числа скважин для анализа были отобраны скважины с повторными ГРП, по которым имеется исчерпывающая информация: 19 скважин с двумя ГРП и 11 скважин с тремя ГРП. Общая добыча нефти по этим скважинам 1 252 тыс. тонн, что составляет больше 45% от всей добы-

той нефти из пласта ЮС₂, при этом добыча воды составляет лишь 39,5% от общей добычи по пласту. Это соотношение говорит о том, что, несмотря на активное применение ГРП на этих скважинах, в сочетании с другими методами воздействия на пласт, удалось обеспечить оптимальную эксплуатацию скважин. Общая дополнительная добыча нефти от ГРП составила 550 тыс. тонн. Оценка дополнительной добычи от проведения ГРП перед освоением скважин проводилась по среднему входному дебиту в других скважинах перед первыми ГРП.

Таблица 2

Результаты проведения ГРП

	Вид ГРП	Кол-во	До ГРП		После ГРП		По окончании ГРП		Общая добыча от ГРП		Дополнительная добыча от ГРП	
			Q_n^1 , т/сут	p_v^1 , д.е.	Q_n^2 , т/сут	p_v^2 , д.е.	Q_n^3 , т/сут	$p_{вз}$, д.е.	$Q_{н.нак.}^1$, т	p_v^4 , д.е.	$Q_{н.нак.}^2$, т	Продолж., сут
Первое ГРП	Освоение. Стандарт.	6	-	-	17,4	0,19	5,3	0,36	6705	0,28	3076	808
	Освоение. Увелич. объема	7	-	-	30,4	0,29	7,7	0,31	10992	0,32	7694	734
	Стандарт.	16	4,7	0,15	12,1	0,22	3,5	0,32	9702	0,21	5773	1308
	Увелич. объема	1	0,5	0,42	17,2	0,13	6,0	0,33	4590	0,34	4165	790
Второе ГРП	Стандарт.	8	4,5	0,24	16,9	0,29	4,9	0,44	6826	0,32	4087	1081
	Увелич. объема	14	5,4	0,36	18,2	0,44	8,5	0,57	18302	0,46	11734	1258
	Большеобъемное	8	4,8	0,22	22,9	0,37	7,0	0,64	17691	0,53	11739	1343
Третье ГРП	Увелич. объема	8	3,6	0,47	18,0	0,57	7,7	0,67	8297	0,52	5818	704
	Большеобъемное	3	5,0	0,38	26,6	0,43	10,1	0,39	21927	0,35	13692	1562

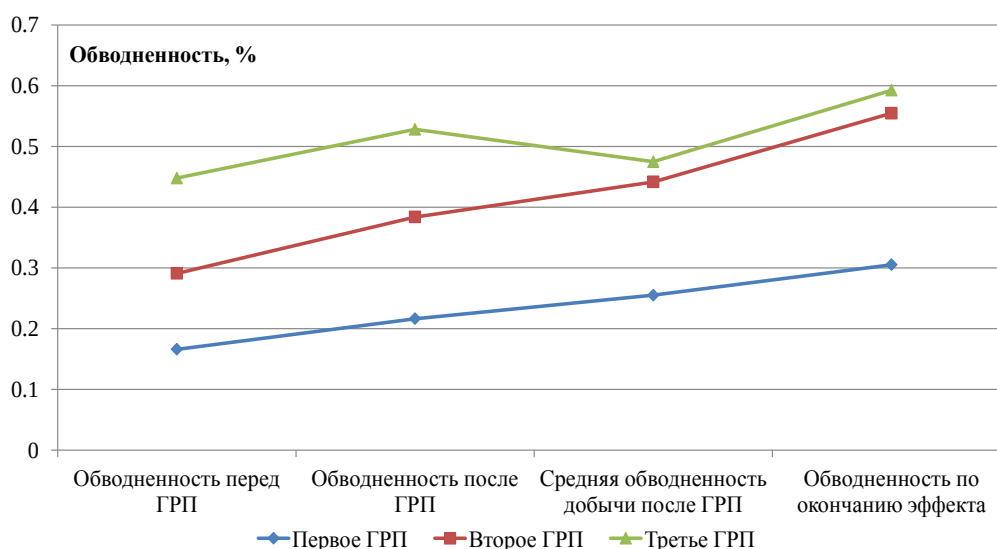


Рис. 2. Динамика обводненности до и после проведения ГРП.

Результаты анализа приведены в табл. 2. Дебит нефти перед ГРП (Q_n^1) изменяется в сравнительно небольшом диапазоне от 2 до 10 т/сут. Исключение составляют скважины, отработавшие перед ГРП достаточно долгий период, в них ГРП проводился при дебитах нефти 0,5–1 т/сут. Здесь следует отметить, что в связи со сложным строением пласта ЮС₂, четкой взаимосвязи между отбором нефти перед ГРП и его эффективностью не прослеживается, и сделать вывод об эффективности планируемого ГРП на основе входных дебитов и предварительного отбора нефти перед ГРП не представляется возможным.

Кратность увеличения дебита составляет 5–6 раз, продолжительность эффекта изменяется в очень широком диапазоне от 111 до 4,8 тысяч суток

при медианном значении 939 суток. Из общего количества ГРП в анализируемых скважинах неуспешными признаны лишь две скважино-операции, после которых эффект продлился менее месяца. Результаты по этим операциям в анализе не учитывались, но можно судить об успешности ГРП по данной выборке скважин – более 97%

Обводненность закономерно увеличивается после каждого последующего ГРП примерно на 24% по сравнению с входной обводненностью (рис. 2).

Как видно из рисунка для первых и вторых ГРП наблюдается постепенный рост обводненности, в то время как по третьим ГРП отмечается снижение обводненности добываемой продукции практически до уровня входной.

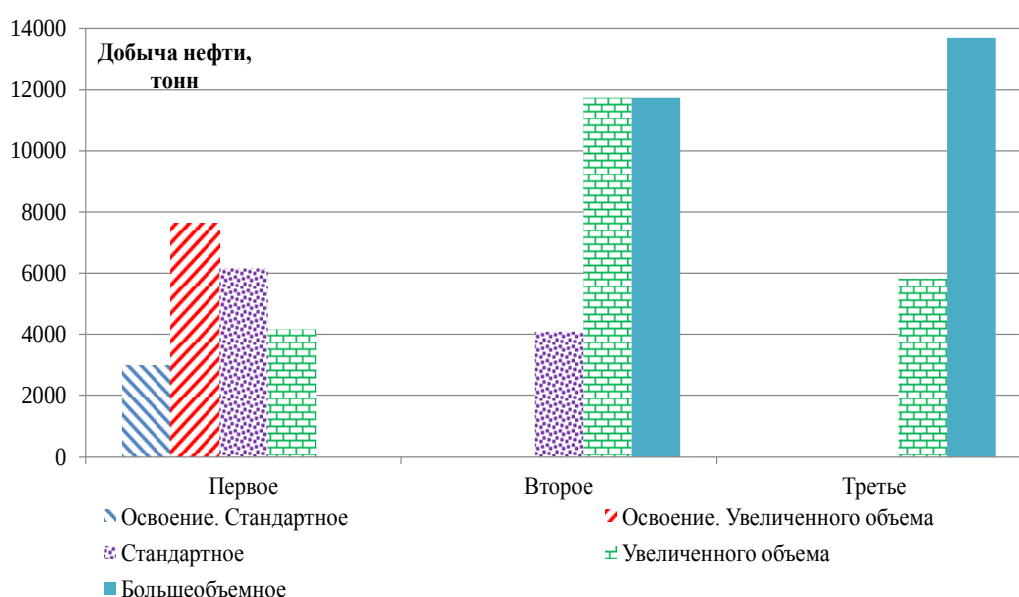


Рис. 3. Средняя дополнительная добыча нефти в зависимости от вида ГРП и его очередности.

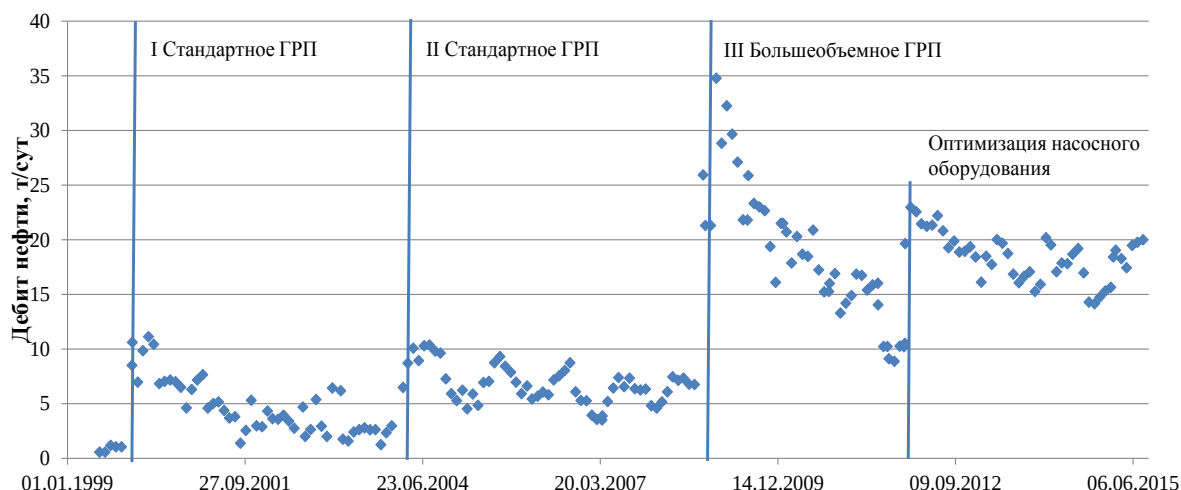


Рис. 4. Динамика дебита нефти в скважине 3863 Западно-Сургутского месторождения, пласт ЮС₂

Данное снижение связано с двумя факторами, например:

1. В скважинах 1406, 1730, 2032, 2123, 2521, 3863 наблюдается снижение обводненности сразу после проведения ГРП, что с высокой степенью вероятности может говорить о подключении за счет ГРП к добыче ранее не дренируемых запасов.
2. В скважинах 2007, 2032, 2184 после проведения ГРП также проводились работы по изоляции обводнившихся интервалов перфорации.

На рис. 3 представлена динамика дополнительной добычи по видам ГРП и последовательности их применения. Как видим из рисунка, наилучшим образом себя зарекомендовали освоение с применением ГРП увеличенного объема (7 скважино-операций) и стандартное ГРП после предварительной работы скважины без ГРП (16 скважино-операций). Освоение с применением стандартного ГРП (6 скважино-операций) оказалось самым неэффективным, причины данного явления необходимо будет детально изучить в дальнейшей работе. Применение ГРП увеличенного объема представлено только одной скважино-операцией в скважине 2038, о которой было сказано выше. В связи с тем, что для пласта ЮС₂ существует высокая вероятность того, что скважина дренирует сравнительно небольшой объем запасов и снижение дебитов связано не с плохими коллекторскими свойствами, а со значительной выработкой запасов, относящихся к скважине – в качестве первичного ГРП для скважин, работавших длительное время, для снижения финансовых рисков, можно порекомендовать применение только стандартных ГРП.

При проведении второго ГРП худшим образом себя зарекомендовали ГРП стандартного объема (8 скважино-операций). Это может быть связано с тем, что стандартного ГРП недостаточно для того, чтобы трещина значительно вышла за область с уже вовлеченными запасами и работает больше как ме-

тод интенсификации притока. Данный вывод косвенно подтверждается тем, что в подавляющем большинстве случаев после применения стандартного ГРП в качестве повторного обводненность продукции увеличивается по сравнению с входной. ГРП увеличенного объема (14 скважино-операций) и большеобъемные ГРП (8 скважино-операций) в среднем обеспечили практически одинаковую дополнительную добычу. В связи с вышеизложенным, можно рекомендовать для приобщения ранее не дренируемых запасов применять в качестве повторных – ГРП увеличенного объема.

Результаты проведения третьего ГРП варьируются в широком диапазоне. По ГРП увеличенного объема (8 скважино-операций) средняя дополнительная добыча составила 5,8 тыс. тонн, при минимальном значении 603 тонны, максимальном 15 тыс. тонн и медианном значении 4 тыс. тонн. Результаты по большеобъемному ГРП (3 скважино-операции) значительно лучше: в скважине 1730 получена дополнительная добыча 6,5 тыс. тонн, в скважине 2123 – 4,4 тыс. тонн, а в скважине 3863 дополнительная добыча на середину 2015 г. составила 30,2 тыс. тонн и эффект от ГРП продолжается (рис. 4).

Если следовать логике, описанной для второго ГРП и которая не опровергается имеющейся статистикой, то для приобщения новых, дополнительных запасов нефти при разработке пласта ЮС₂ Западно-Сургутского месторождения применение большеобъемного ГРП в качестве третьего мероприятия будет значительно эффективнее и успешнее других видов ГРП.

Выводы:

1. Проведение ГРП на пласте ЮС₂ Западно-Сургутского месторождения является наиболее эффективным мероприятием, обеспечивающим до 50% общей добычи скважин.

2. Успешность проведения ГРП на пласте ЮС₂ превышает 97%.

3. В дальнейшей работе необходимо выявить причины неэффективности освоения скважин с использованием ГРП стандартного объема, учитывая, что это же ГРП, но после продолжительной работы скважин перед ним, зарекомендовало себя как один из наиболее эффективных вариантов.

4. При планировании повторных ГРП необходимо учитывать, что для приобщения дополнительных запасов нефти, объемы повторных ГРП должны последовательно возрастать. При повторных ГРП того же объема, что и предыдущие, в большинстве случаев достигается лишь эффект интенсификации притока.

БОРЬБА С ПАРОФИНООТЛОЖЕНИЕМ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Е.И. Савченко, А.Н. Дудко,
Д.М. Замалиев, М.И. Забоева*

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

ОАО «АРКТИКГАЗ», г. Новый Уренгой, Россия

Добываемый конденсат ачимовских залежей Уренгойского месторождения содержит в составе до 8% масс. парафинов, до 0,55 мг/100 мл смол и до 0,043% масс. асфальтенов. Отложения парафина характеризуются свойствами пластичности и отсутствия текучести [1, 2, 5]. Последствиями парафиноотложения является как незначительный слой парафина в оборудовании, так и существенный слой, вызывающий значительное перекрытие сечения в проточной части аппарата [3, 4, 6].

Выпадение асфальтосмолистых и парафиновых отложений (АСПО) на стенках труб могут быть в стволе скважин и от кустов скважин до УКПГ, где проходит тяжелый конденсат при пониженных температурах [7, 8, 9]. На установках НТС эти нарушения выражаются в повышении температуры сепарации, увеличении давления в теплообменниках, снижении коэффициента теплопередачи в теплообменном оборудовании и выхода компонентов в жидкую фазу, ухудшении качества газа и гидравлической характеристики работы газопровода и конденсатопровода [10, 11, 12].

К основным способам предупреждения парафиноотложения относятся: ввод ингибитора парафинообразования; ввод ингибитора парафиноотложения; обеспечение температурного режима выше температуры начала образования парафина за счет тепловой изоляции трубопровода и/или предварительного подогрева УВ. Ингибиторы парафинообразования – растворители, снижающие температуру начала образования парафина [13, 14, 15, 17]. В зависимости от условий, расход растворителя может составлять значительную долю от разбавляемого потока (примерно вплоть до 30%). Поэтому физический растворитель применяется в случае доступ-

ности его дешевого источника и в основном для транспорта парафинсодержащего конденсата. Особенностью пластовой смеси ачимовских отложений являются аномально высокие давления (пластовое и устьевое) [18, 19, 20, 24]. Соответственно высокие температуры сохраняются и для входной сепарации пластовой смеси, что обуславливает вынос парафинистых углеводородов C_{17+} в технологическую схему НТС, отложение слоя парафина на внутренней стенке теплообменных поверхностей аппаратов воздушного охлаждения и теплообменников, снижению коэффициента теплопередачи в теплообменном оборудовании и эффективности его работы, нарушению режимов работы установки подготовки газа.

При смешении газового и жидкого потоков средняя температура в системе снижается и осуществляется дополнительная конденсация тяжелых углеводородов и снижение их концентрации в отходящем газе. Кроме того, происходит разбавление "уносов" более легкими компонентами, и, как следствие, уменьшается концентрация парафинов в образующейся при охлаждении газа в НТС жидкой фазы [21, 22, 23].

В результате рекомендуется организация подачи легкого конденсата из установки НТС в поток сырого газа в количестве 100 т/ч., что обеспечит содержание парафинов в газе менее 0,1% масс. и при этом практически не снизит выход товарного ДЭК. Предлагаемое решение обеспечивает снижение содержания парафинов в газе, поступающем на установку НТС за счет снижения температуры. Опыт специалистов ОАО "АРКТИКГАЗ" в решении данной проблемы внесет вклад в дальнейшее совершенствование технологии добычи парафинсодержащего газового конденсата.

Литература:

1. Абраев Н.С., Инякин В.В., Краснова Е.И. Анализ применения водогазового воздействия на продуктивные пласты // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 4 (53). – С. 11.
2. Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И., Мараков Д.А., Зотова О.П. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
3. Грачев С.И., Краснова Е.И., Инякин В.В., Лескин М.В. Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 6 (55). – С. 9-12.
4. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
5. Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RU 2249100 06.05.2002.
6. 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.
7. Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритокан на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 17-18.
8. Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.

9. Краснова Е.И., Грачев С.И., Краснов И.И., Лапутина Е.С. Особенности прогнозирования PVT-свойств в процессе разработки газоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 1 (44). – С. 58-60.
10. Краснова Е.И., Островская Т.Д., Краснов И.И., Радченко В.В. Геолого-технические факторы, влияющие на текущие значения коэффициента конденсатоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 65-66.
11. Краснова Е.И., Мараков Д.А. Оценка воздействия на пласт углеводородными растворителями для увеличения компонентоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 103.
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. Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014 – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
14. Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122.
15. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
16. 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.
17. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
18. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
19. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс... канд. техн. наук. – Тюмень, 1991. – 24 с.
20. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
21. Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RU 2059064.
22. 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.
23. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков 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.
24. Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RU 2061854.

МНОГОЗАБОЙНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЕХНОЛОГИЯ «ФИШБОН»)

К.В. Семешко

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: Semeshko2007@mail.ru

Время легкой и доступной в добычи нефти заканчивается, в свою очередь, уступая место новым технологиям, методам и подходам, основанных на экономической эффективности. Важнейшее значе-

ние приобретают те направления научно - технического прогресса, которые способствуют существенному снижению капитальных затрат при освоении месторождений и высокоэффективной добыче углеводородов [2]. Период, когда строительство скважин было ограничено технологическими возможностями прошло, в наше время существует потребность высокоэффективно использовать технологии и методы в нефтегазовой промышленности для возврата в бюджет каждого вложенного рубля.

Одной из эффективных технологий можно по праву считать строительство многоствольных (многозабойных) скважин (рис. 1). Данную технологию бурения многоствольных (многозабойных) скважин нельзя назвать новой, но и достаточно зрелой она не считается. История зарождения бурения данного типа скважин уходит в 1929 год, когда в США в штате Техас были осуществлены первые попытки бурения подобного вида скважин, но дальнейшего развития и успеха, по причине неразвитости технологий и оборудования, она не получила.

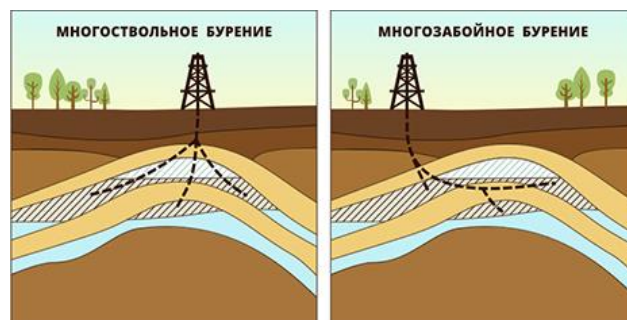


Рис. 1. Многоствольная (многозабойная) скважина.

Первой успешной многоствольной (многозабойной) скважиной можно считать скважину № 66/45 в Башкирии на месторождении Ишимбайнефти, пробуренной советским инноватором Александром Григорьяном, который считается открывателем технологии многоствольного (многозабойного) бурения скважин. По сравнению с традиционными скважинами, пробуренными на том же месторождении, эффективная мощность скважины 66/45 была в 5,5 раз больше.



Рис. 2. Технология «Фишбон».

Затраты на бурение этой многоствольной скважины были в 1,5 раза выше, при этом дебит нефти был в 17 раз больше, по сравнению с традиционными скважинами (120 м³/сут против 7 м³/сут) [1].

В наше время активно ведется строительство многоствольных (многозабойных) скважин такими крупными компаниями как ПАО «Лукойл», НК Роснефть, ПАО «Газпром нефть», таким образом, вплотную подойдя к формированию методов рациональной системы разработки месторождений с помощью МСС (МЗС). Одним из последних успешных примеров, можно считать опыт АО «Мессояханефтегаз». В компании было принято решение о строительстве четырех многозабойных скважин в 2016 г., применив технологию «Фишбон», когда от одного горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления, по своей структуре напоминающий рыбий скелет (рис. 2) [3]. Длина одного пробуренного ствола на Восточно-Мессояхском месторождении составляет 3320 метров, из них 2320 метров – это длина ответвлений, количество их на одной скважине 8.

Таким образом применение данной технологии позволило сократить затраты на строительство скважины как минимум на 25%, чем бурение нескольких отдельных горизонтальных скважин. Увеличить стартовый дебит скважины до 40%. Кратность прироста по накопленной добыче нефти за 10 лет у технологии «Фишбон» (МЗС) относительно горизонтального бурения в очень прерывистом коллекторе достигает в 5 раз, за счет вовлечения дополнительных запасов охвата.

Литература:

1. Бакиров Д.Л. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири. – Тюменский дом печати, 2015. – 229 с.
2. Оганов А.С., Оганов Г.С., Позднышев С.В. Многозабойное бурение скважин – развитие, проблемы и успехи. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2001 – 59 с.
3. Сергеев О.В. «Фишбон» повышает дебит // Нефтегазета. – 2016. – № 11. – С. 3.
4. Классификация TAML [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/useful/klassifikatsiya-TAML.html>

ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ ГЛИКОЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

А.А. Синельников, А.И. Синицкий, Н.В. Голуб

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: krauser2793@mail.ru

Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур является преимуществом перед ДЭГом. Оно связано с возможностью его регенерации без применения вакуума до концентрации 98,1% масс. Для ДЭГа этот показатель составляет 96,7% масс. Такими растворами гликолей при температуре контакта 25°C, в условиях равновесия, газ можно осу-

шить до точки росы минус 18 и минус 1°C соответственно. Рассмотрим физико-химические свойства ДЭГа и ТЭГ (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические свойства гликолей

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Молекулярный вес	106,12	150,18
Температура кипения, °С, при давлении:		
760 мм р.с.	245	287,4
50 мм р.с.	164	198
10 мм р.с.	128	162
0,1 мм р.с.	75	115,5
Температура замерзания, °С	-9	
Температура разложения, °С	164,4	
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1116	
Удельная теплоемкость при 20 °С, кДж/кг*К	2,1	
Вязкость при 20 °С, Па*с	35,7	
Теплопроводность, Вт/м*К	0,25	
Критическое давление, МПа	4,7	
Критическая температура, К	681	

Отсюда следует, что в случае неэффективной работы системы вакуумирования в установке регенерации гликоля при осушке газа раствором ДЭГа получить кондиционный газ будет невозможно. В тоже время при использовании ТЭГа газ будет близок к кондиционному [1].

Важным преимуществом ТЭГа является низкое давление его насыщенных паров. Это обеспечит меньшие потери ТЭГа с осушенным газом в паровой фазе. Снижение потерь гликоля при использовании ТЭГа может составлять 0,2-1,5 г/1000 м³ газа в интервале температур 10-20°C, наиболее характерных для установок осушки газа, работающих без ДКС на входе. Эта величина более существенна при температурах контакта 30-40°C и выше.

Нужно отметить, что низкое давление насыщения паров ТЭГа обеспечит его меньшие потери с рефлюксной жидкостью. Потери ДЭГа в размере 10-15 % приходятся на рефлюксную жидкость, с учетом чего можно полагать, что переход на ТЭГ позволит уменьшить потери гликоля на величину 5 г/1000 м³ осушаемого газа. Наиболее существенным отличием между рассматриваемыми гликолями является растворимость в них тяжелых углеводородов. Этот показатель у ТЭГа значительно выше, что является основным недостатком использования ТЭГа при осушке [2].

Для выяснения эффективности работы абсорберов ЯГКМ при применении в качестве осушителя ТЭГа были проведены исследования в условиях установившегося технологического режима работы [3].

Равновесная точка росы газа при осушке растворами

Температура контакта, °С	Концентрация раствора, % масс.							
	98,0		99,0		99,5		99,9	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0	-	-59,5
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-42,7	-46,1	-56,4
20	-14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0	-41,9	-51,4
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8	-38,4	-45,7
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1	-35,9	-43,4
40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0	-33,9	-39,5

В процессе испытаний замерены: давление газа, кгс/см²; гидравлическое сопротивление аппарата и его фильтрующей секции, кгс/см²; температура газа, °С; температура подаваемого ТЭГа, °С; производительность аппарата по газу, тыс. м³/час; массовый расход ТЭГа, кг/час; концентрация подаваемого в абсорбер ТЭГа, % масс.; концентрация насыщенного ТЭГа, % масс.; точка росы осушенного газа по влаге, °С; унос ТЭГа с газом, мг/м³; поступление ТЭГа на фильтрующую секцию абсорбера, л/мин.

В абсорберах капельный унос жидкости с газом определялся по методике прибором ГПР, разработанным ЦКБН. В виду малых величин уноса ТЭГа с газом и для сокращения времени замеров, унос определялся весовым методом. Точка росы определялась прибором «Харьков 1М» [4].

В результате проведенного обследования установлено:

На режимах: производительность абсорбера: – 340-365 тыс. м³/час; часовая подача РТЭГ – 2650-2980 кг/час; давление в абсорбере – 70,2-72,5 кгс/см²; температура контакта – 7,2-7,4°С; обеспечивается точка росы осушаемого газа – 19,5-20,8°С; Унос ТЭГа с газом составляет 4,5-14 мг/м³ газа

При подаче РТЭГа на пятую контактную тарелку достигается более глубокая точка росы осушенного газа; при подаче РТЭГа на третью тарелку уменьшается поступление ТЭГа в секцию фильтрующих патронов, что способствует существенному увеличению межремонтного срока эксплуатации абсорбера [5].

По результатам проведенного обследования установлено: установка регенерации обеспечивает получение концентрации РТЭГа в пределах 98-99% масс; потери ТЭГа с рефлюксом составляют порядка 0,5% масс., за исключением случаев, когда нарушается режим работы колонны с испарителем.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы: проведенные испытания подтвердили основные положения о преимуществе использования ТЭГа вместо ДЭГа на УКПГ Ямсовейского ГКМ; технологические потери ТЭГа (унос из абсорберов и регенератора) не превышают 20 мг/м³ газа; абсорбер обеспечивает точку росы по

влаге не выше минус 20°С при температуре контакта 7,2-7,4 °С и концентрации РТЭГа – 98,5% масс.; блок регенерации ТЭГа обеспечивает получение концентрации ТЭГа 98,6% масс.

При атмосферном давлении, производительность блока регенерации 20 м³/час и температура в испарителе 185-190 °С.

ТЭГ является более дорогим абсорбентом, он дороже ДЭГа в четыре раза. Расчеты, опирающиеся на тот факт, что потери последнего с сухим газом так же в четыре раза выше по сравнению с ТЭГом, подтверждают выгоду использования ТЭГа. При осушке газа ДЭГом необходимо тратить дополнительную энергию для создания вакуума в десорбере, что приводит к дополнительному повышению затрат на использование ДЭГа.

При регенерации ДЭГа разница между температурой разложения и рабочей температурой системы составляет не более 4с, что вызывает его частичную деструкцию и, соответственно, снижение качества осушки газа. Для нейтрализации элементов разложившегося ДЭГа необходимо добавлять специальные присадки, что влечет дополнительные затраты не только на приобретение, но и хранение реагента.

Таким образом, анализ показал, что с технологической точки зрения ТЭГ имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с ДЭГом, но имеет большую цену. Однако совокупность таких факторов как более низкий расход, более низкая допустимая концентрация регенерированного раствора, более низкие потери с осушенным газом обеспечивают благоприятные условия для использования ТЭГа в абсорбционной технологии осушки природного газа.

Литература:

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135.

3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 37-44.
4. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 64-69.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СЕНОМАНСКОГО ГАЗА НА ГУБКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.А. Синельников, А.И. Синицкий, Н.В. Голуб

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: krauser2793@mail.ru

Добыча газа из сеноманской залежи на Губкинском месторождении осуществляется эксплуатационными скважинами, которые сгруппированы в кусты из 3-4 скважин, бурящихся в основном наклонно-направленным способом. Основными факторами, определяющими конструкцию эксплуатационных скважин сеноманской залежи Губкинского месторождения, являются: обеспечение надежности скважин при их сооружении и последующей эксплуатации и получение требуемого отбора газа.

На Губкинском месторождении принята следующая конструкция сеноманских скважин:

- удлиненное направление Ø324 мм, Н = 200-250 м;
- кондуктор Ø 324 мм Н = 600 м;
- эксплуатационная колонна Ø 168 мм до проектной глубины;
- лифтовая колонна (НКТ) Ø 114 мм.

Для эксплуатации сеноманских скважин на Губкинском месторождении применяется фонтанная арматура типа АФК6 150/100 21ХЛ отечественного и импортного исполнения, предназначенная для подвески фонтанных труб, подачи газа из ствола скважины в газосборные сети, герметизации обсадных колонн и их обвязки, а также контроля и регулирования режима работы скважины. Она состоит из трубной головки и фонтанной елки,

Сбор природного газа от кустов осуществляется по лучевой схеме с помощью системы кустовых газосборных шлейфов-коллекторов диаметром 400 мм. Каждый куст газовых скважин подключен к одной технологической линии УКП.

Сбор газа это технологический процесс транспортировки сырого газа от скважин до установок предварительной (УППГ) или окончательной (УКПГ) подготовки его к дальнейшему транспорту по магистральным газопроводам.

Осушка газа на Губкинском месторождении осуществляется методом абсорбции. В качестве абсорбента принят триэтиленгликоль (ТЭГ) концентрации 98,5% массовых. Освобожденный от капель-

ной жидкости и мехпримесей пластовый газ после установки сепарации газа направляется на установку осушки газа в блоки абсорберов А-201 с давлением 7,20 МПа и температурой 12-25 °С. Производительность блока – 10 млн.м³/сут.

Абсорбер представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 1800 мм, состоящий снизу вверх из двух секций: 1) гликолевой осушки, оборудованной регулярной насадкой «Меллапак» фирмы «Зульцер Хемтех» (рис. 1), и 2) сепарационной, служащей для предотвращения уноса ТЭГа с газом в газопровод, оборудованной фильтро-коагулирующей насадкой с фильтрующими патронами в количестве 120 штук.

Сырой газ подается в нижнюю часть абсорбера, проходит через секцию осушки, где контактирует с концентрированным ТЭГом, который поглощает насыщающие его пары воды и далее через сепарационную секцию поступает в газопровод. Насыщенный водой ТЭГ накапливается в нижней части абсорбера и затем отправляется на установку регенерации, представляющую собой отпарную или ректификационную колонну.

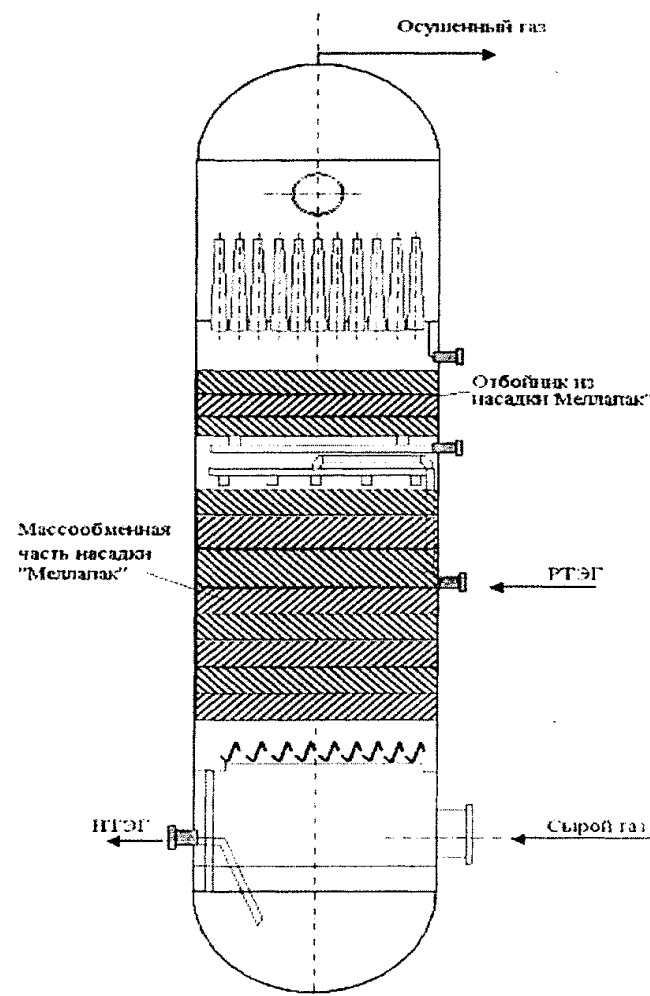


Рис. 1. Абсорбер, оборудованный регулярной насадкой «Mellapak».

В связи с намечаемым увеличением добычи газа и сезонной неравномерностью отбора газа в течение года возникла необходимость в модернизации абсорбционного оборудования на Губкинском ГП с целью обеспечения его номинальной пропускной способности до 11-11,5 млн.м³/сутки. При этом период межремонтной эксплуатации должен составлять не менее 1-1,5 лет.

Для увеличения пропускной способности и межремонтного периода эксплуатации аппарата была проведена полная реконструкция аппарата с использованием структурированной насадки фирмы «Sulzer Chemetech» типа «Mellapak 250Y».

Перед фильтрующей секцией устанавливается отбойник из той же насадки фирмы «Sulzer Chemetech» типа «Mellapak 250Y». На месте массообменной части устанавливается контактная ступень из нескольких секций структурированной насадки с распределителем гликоля над ней.

Проводимая работа позволила добиться значительного сокращения потерь реагента применяемого для осушки газа (ТЭГ) и провести исследования по работе абсорберов с насадкой «Mellapak 250Y» фирмы «Sulzer Chemetech». Имеющиеся наработки по промышленной эксплуатации насадки «Mellapak 250Y» показывают, что потери абсорбента с осушенным газом в среднем составляют 1,2-1,5 г на 1000 м³ газа. В то время как при эксплуатации массообменных тарелок с элементами ГПП 353.00.000 величина потерь составляла 8,0-12,0 г на 1000 м³ [1-3].

Литература:

1. Грищенко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М., Недра, 1999.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М., Струна, 1998.
3. Проект разработки сеноманской газовой залежи Губкинского месторождения. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013.

ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

А.А. Соболев, И.П. Корбут

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Е-mail авторов: magen2003@list.ru

Современная добыча углеводородных ресурсов является одной из важнейших задач и ставит перед работниками нефтяной и газовой промышленности необходимость в повышении эффективности, и улучшения качества бурения.

В эти задачи входят такие основные показатели как:

1. Увеличение скоростных показателей бурения.
2. Повышение качества буровых работ.

В частности для повышения качества самым важным является бурения горизонтальных скважин

или наклонно направленных. При бурении глубоких скважин по разным причинам происходит отклонение от заданного запроектированного направления и в результате этого происходит серьезное нарушение утвержденной сетки при разведочном бурении. В дальнейшем данная разработка месторождения приведет к значительным затруднениям при эксплуатации и ремонте скважин. В результате бурения произойдет естественное искривление ствола скважины, и после этого придется останавливать процесс бурения, не достигнув необходимой глубины [1].

Для избежания аварий остановок при разработке месторождений необходимо знать закономерности причины искривления ствола. Правильно задать направление бурения является основной задачей.

В определенных геолого-физических условиях бурение горизонтальных скважин необходимо это в первую очередь обусловлено экономической выгодой при планировании разработки месторождения. И действительно, следует очень тщательно относиться к таким определяющим факторам как использование теоретических решений, трудовых и материальных ресурсов. Хотелось бы отметить, что деятельность по добычи нефти и газа является кибернетической так как она занимается и затрагивает много сложных наук. Сложность заключается в нахождении нефтяных залежей на очень большой глубине, в отсутствии визуального контакта, в применении дорогостоящего оборудования [2].

Практическая эксплуатация пробуренных горизонтальных скважин по сравнению с обычными вертикальными по средней производительности возросла в 33-37 раз.

Литература:

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: «НЕДРА», 1997.
2. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. – М.: «НЕДРА», 1993. – 312 с.

ПЕРИОДИЧЕСКОЕ ДРЕНИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ УПРУГО-ВОДОНАПОРНОГО РЕЖИМА И МЕЖФАЗНОГО ТРЕНИЯ

А.В. Стрекалов, А.А. Пушкарев, С.С. Саввин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Е-mail авторов: iq-tyumen@mail.ru

В настоящее время в активной разработке находятся месторождения с трудноизвлекаемыми запасами [1], обусловленными низкой проницаемостью, высокой активностью пластовых вод и выраженной латеральной и стратиграфической неоднородностью. В это связи одним из способов дренирования является периодическая эксплуатация, в

общем виде выражаемая в изменении забойного давления варьированием частотой вращения вала электроцентробежного насоса.

Согласно классическому представлению о законе сохранения энергии в динамических системах энергоэффективность такого способа ниже [2], чем реализация стационарного режима. Более того исходя из общепринятых законов гидродинамики и закономерностей многофазной фильтрации технологическая эффективность данного способа не доказана. Однако промысловый опыт показывает наличие такого эффекта [3]: повышенный накопленный дебит нефти в процессе периодической эксплуатации по отношению к скважинам, работающим на установившихся режимах.

Авторами данной статьи установлено, что в процессе вытеснения нефти подошвенной или нагнетаемой водой происходит взаимное трение, описываемое следующей зависимостью: градиент давления, вызванный вязкостным трением компонента i о компонент j

$$\text{grad}P_{i,j} = \sqrt{\mu_i \mu_j} \frac{\omega_i - \omega_j}{k} b_{i,j} g_{i,j}^{\text{por}}(\sigma_i, \sigma_j),$$

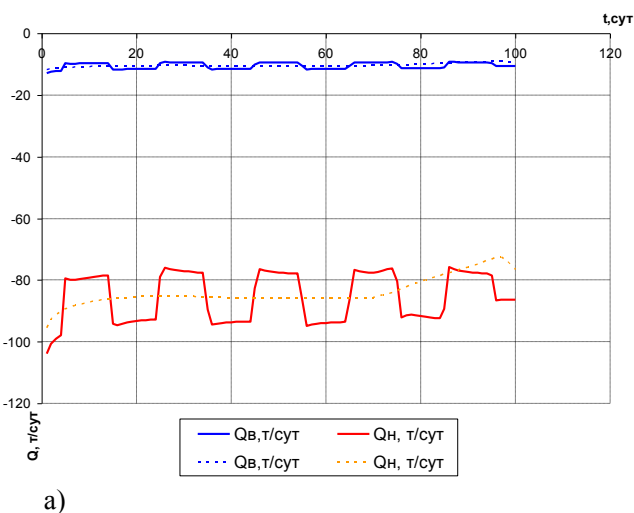
где $\omega_i = \frac{v_i}{m\sigma_i}$, $\omega_j = \frac{v_j}{m\sigma_j}$ – истинные

средние скорости течения компонентов;

$b_{i,j}$ – коэффициент бинарного трения, д.е.;

$g_{i,j}^{\text{por}}(\sigma_i, \sigma_j)$ – функция вероятности бинарного взаимодействия, зависящая от структуры потока и в общем смысле от площадей соприкосновения компонентов.

В результате проведенных вычислительных экспериментов, установлено, что при учете бинарного – межфазного трения при реализации периодического дренирования накопленная добыча даже с одной скважины существенно увеличивается (рис. 1).



а)



б)

Рис. 1. Сравнение динамики показателей при периодическом и стационарном дренировании: а – дебиты нефти и воды; б – разности между накопленными дебитами периодическим и стационарным дренированием.

Литература:

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 37-44.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и технологическим процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135.
3. Хусаинов А.Т. Методика оперативного прогнозирования показателей нефтедобычи средствами программного комплекса с аналитическим модулем искусственных нейронных сетей // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2013. – Том 11, № 3. – С. 44-51.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ АВТОГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ И РЕВЕРСИВНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

А.В. Стрекалов, С.С. Саввин, А.А. Пушкарев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: iq-tyumen@mail.ru

В качестве метода увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений и для поддержания пластового давления многие десятилетия в Западной Сибири активно применяются системы заводнения. Однако технологическая и энергетическая эффективность реализуемых систем заводнения сильно ограничена [4] низким коэффициентом полезного действия сети распределения воды и технологическими проблемами оптимального вытеснения: высокая степень неоднородности продуктивных пластов; неравномерное движение воды, как по латерали, так и стратиграфически; отсутствие возможно-

сти избирательного нагнетания по кустам, скважинам и пропласткам с достаточно высоким к.п.д.; до 60% нагнетательных скважин работают с заколонной циркуляцией: до 75% нагнетательных скважин порождают техногенные макротрещины сетевой структуры [3], влекущие за собой формирование зон промыва и лавинообразное обводнение [2].

Вышеперечисленное требует повышение управляемости систем заводнения за счет модернизации кустовых насосных станций (КНС) с одновременным расширением их функций: повышение адаптивности к условиям нагнетания введением дополнительных агрегатов с возможностью их периодической эксплуатации. Последнее позволит реализовать т.н. «автогидропрослушивание» для выявления неоднородностей пласта и зон остаточной нефтенасыщенности.

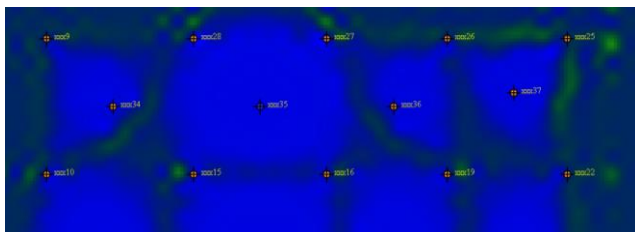


Рис. 1. Фрагмент карты нефтенасыщенности. Целики нефти (более яркие) и техногенные залежи вследствие нагнетания воды.

В результат численных экспериментов установлено формирование зон остаточной нефтенасыщенности (рис. 1).

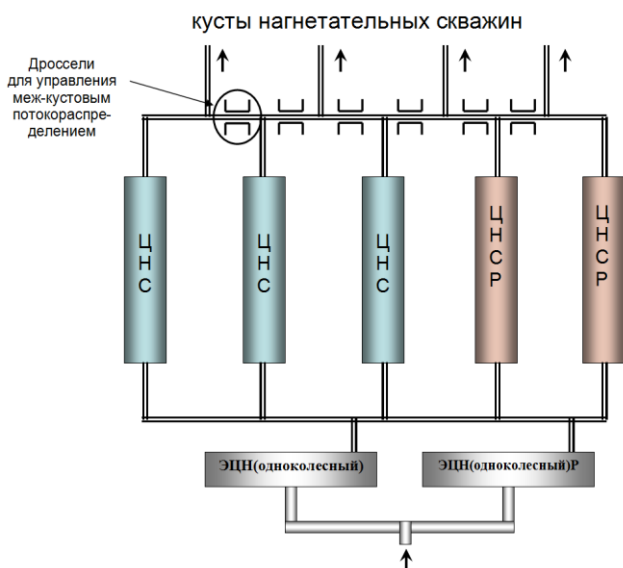


Рис. 2. Схема модернизации КНС под условиях периодического нагнетания.

Выявление данных зон возможно посредством создания импульсов давления со стороны КНС, модифицированных установкой последовательно-

параллельно резервных насосов (рис. 2) и реализацией численного метода Стрекалова-Баталова [1] по поиску фазовых проницаемостей и карт текущей нефтенасыщенности.

Применение такого технического обеспечения для периодической смены давления нагнетания позволит проводить гидропрослушивание в авторежиме, а применение системы запуска нагнетательных скважин на отбор (реверс) позволит доизвлекать запасы нефти из целиков и техногенных залежей.

Литература:

1. Баталов Д.А., Стрекалов А.В. Общие проблемы теории фильтрации при совместном движении двух флюидов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 5. – С. 91-103.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Исследования каналов сверхпроводимостей межскважинного пространства // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 46-56.
3. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 64-69.
4. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.

ПРИНЦИПЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В СИСТЕМАХ СЕТЕВОЙ ГИДРАВЛИКИ И ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

А.В. Стрекалов, А.Т. Хусаинов,
С.С. Саввин, А.А. Пушкирев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: iq-tyumen@mail.ru

Актуальность точных и достоверных расчетов многофазных систем, как в области сетевых задач гидродинамики, так и в условиях продуктивных пластов неоспорима [1–9]. Для систем поддержания пластового давления это критически важно, так как внутри продуктивных пластов происходит активный энергообмен между водой и нефтью.

Существует до сих пор не решенная проблема выделения критерия (ев) структурной неоднородности потоков, состоящих из нескольких разнородных компонентов. В различных гидродинамических условиях [12, 13] компоненты формируют так называемые элементы течения (потока): струи, глобулы, капли сферической и вытянутой формы, слои и т.п.

Особо сложной задачей является однозначный выбор факторов зарождения и преобразования структуры потока и всех его элементов.

В данной работе авторы сделали попытку создать систему факторов, которые позволяют сквозным образом описать структуру потока через элементы потока каждого компонента и функций их взаимодействий.

Предполагается, что поток может состоять из m компонентов любой природы и агрегатного текучего состояния. Течение в первом приближении осуществляется в некоем контрольном неделимом объеме.

Итак, введем первый фактор, влияющий на взаимодействие фаз, это фактор раздробленности компонента i в контрольном объеме V

$$\alpha_i = \frac{V_i^e}{V},$$

где V_i^e – объем элемента в объеме компонента – i , м^3 .

Этот фактор показывает долю объема элемента в общем объеме.

Элементами потока могут быть капли, глобулы, струи, полосы, кольцевые структуры (рис. 1).

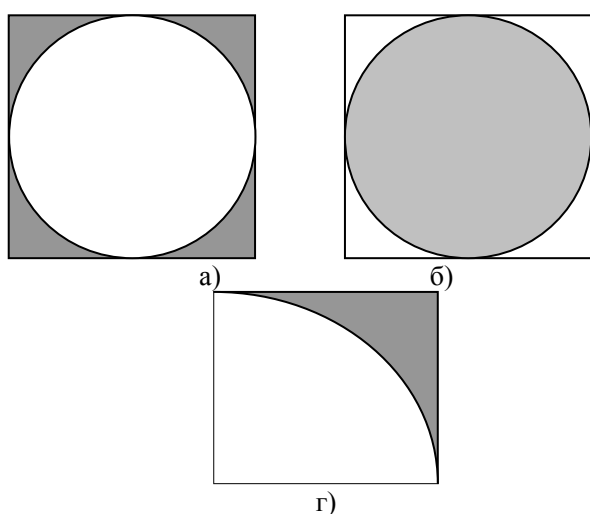


Рис. 1. Элемент потока в сечении контрольного объема: а – сфера; б – область окутывающая сферу; в – выбор элемента позволяет учесть инверсию эмульсии.

Чем меньше объем (не обязательно размеры) элементов компонента в потоке, тем меньше фактор α_i .

Когда $\alpha_i = 1$, тогда объем, например, капли или глобулы полностью покрывает контрольный объем (КО), т.е. форма капли совпадает с формой контрольного объема. При этом насыщенность компонента – σ_i будет равна 1. Примером такого случая может служить кольцевая и расслоенная структура (рис. 2).

Как видно из рис. 2 одноэлементные структуры потока не отличаются по фактору раздробленности, что вполне логично. Расположение элементов потока относительно других компонентов, безусловно, будет влиять на фактор α . Для КО кубической формы ограниченными с какой-либо грани твердым телом, с целью учета положения слоев относительно

но граней объема потребуется коэффициент связи компонента с гранями.

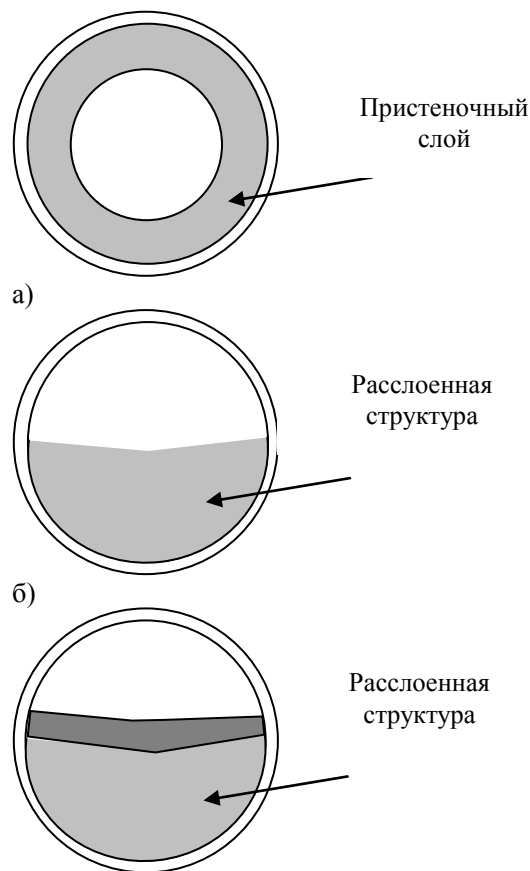


Рис. 2. Примеры структур с одним элементом потока: $\alpha_i = 1$, $\sigma_i \in [0,1]$.

Количество элементов i -го компонента в контрольном объеме будет

$$V^e = V\alpha_i \Rightarrow n_i = \frac{V\sigma}{V^e} = \frac{V\sigma}{V\alpha_i} = \frac{\sigma}{\alpha_i}.$$

Т.е. когда объем элемента равен всему объему среды, то элемент один. Равно, как если $\alpha = \sigma$, то элемент тоже один.

Введем критерий/фактор, показывающий рациональность формы элементов компонента (пузырьков, струй, лент и т.п.).

Этот фактор отражает форму элемента и показывает отношение боковой площади элемента, т.е. площади поверхности внешнего контакта (границы) к площади контрольного объема

$$\beta_i = \frac{S_i^e}{S}, \text{ д.е.,}$$

где S_i^e – средняя боковая поверхность капли/глобулы i -го компонента, м^2 .

S – боковая поверхность контрольного объема, м^2 .

Почему выбрана площадь поверхности элемента. Дело в том, что если вместо нее брать периметр

в поперечном сечении, то для сферических капель и квазицилиндрических струй, четок и снарядных структур этот параметр будет одинаковым.

Для нормирования выбрана площадь контрольного объема, вследствие того, что она неизменна и всегда (за исключением кольцевой структуры) будет больше боковой площади одного элемента потока – капли, глобулы, струи и полосы. Так неравномерность распределения вдоль потока компонента также учитывается в данном факторе – β .

Направление, по которому происходит вытягивание струй и т.п. можно считать известным из текущего вектора скорости движения.

Проведем проверку классических структур для оценки инвариантности относительно введенных факторов.

Вариант 1. Полного заполнения цилиндрического или любого другого КО дает нам $\alpha = 1.0, \beta = 1.0, \sigma = 1$.

Когда элементом потока является струя квазицилиндрической формы, то факторы будут:

$$\alpha = \frac{\pi^2 L}{\pi R^2 L} = \frac{r^2}{R^2}, \quad \beta = \frac{2\pi L}{2\pi RL} = \frac{r}{R}.$$

Вариант 2. Сферические капли в цилиндрическом КО.

$$\alpha = \frac{4}{3} \frac{r^3}{R^2 L}, \quad \beta = 2 \frac{r^2}{RL},$$

где r – радиус сферы; R – радиус контрольного объема; L – длина контрольного объема.

Для удобства анализа введем пси-фактор, показывающий степень раздробленности потока компонента и совершенство форм элементов

$$\psi_i = \frac{\alpha_i}{\beta_i} = \frac{V_i^e S}{S_i^e V}.$$

$$\text{Пси-фактор здесь } \psi = \frac{\alpha}{\beta} = \frac{\frac{4}{3} \frac{r^3}{R^2 L}}{2 \frac{r^2}{RL}} = \frac{\frac{4}{3} \frac{r^3}{R^2 L}}{2 \frac{r^2}{RL}} = \frac{2}{3} \frac{r}{R}.$$

$$\text{Количество элементов потока } n = \frac{\sigma}{\alpha} = \frac{3 R^2 L \sigma}{4 r^3}.$$

Если радиус сферы равен радиусу КО, тогда

$$\alpha = \frac{4}{3} \frac{R}{L}, \quad \beta = 2 \frac{R}{L},$$

Пси-фактор

$$\psi = \frac{\alpha}{\beta} = \frac{\frac{4}{3} \frac{R}{L}}{2 \frac{R}{L}} = \frac{2}{3}$$

$$\text{Насыщенность } \sigma = \frac{4}{3} \frac{R}{L}, \text{ для длины канала}$$

$$\text{равной } 2R \text{ будет } - \sigma = \frac{2}{3}.$$

Если сфера по малому диаметру равна диаметру канала, при этом вытянута вдоль канала (аналог снарядной структуры), то пси-фактор будет увеличиваться.

Определение количества элементов связано с допущением, что количество капель по длине канала и по площади сечения примерно равны.

Таким образом, получается, что при радиусе капли равном радиусу канала пси-фактор равен $2/3$. При уменьшении радиуса пси-фактор падает, что отражает более сильное взаимодействие компонентов через трение.

Получим функцию от 0 до $2/3$, когда сфера перекрывает весь КО в сечении, но не весь в объеме (рис. 3).

В процессе вычисления сил трения потребуется вычислить суммарную площадь соприкосновения фаз. Для начала нужно вычислить суммарную поверхность всех элементов потока через известные на данный момент значения α и β .

β -фактор позволяет вычислить среднюю площадь элемента $S_i^e = \beta_i S$, а α -фактор количество элементов $n_i = \frac{\sigma_i}{\alpha_i}$.

Для включения в расчет нам понадобится натуральное выражение площади соприкосновения фаз. Для канала, в котором, как по площади, так и по длине равномерно распределены текущие среды. Таким образом можно получить суммарную поверхность всех элементов компонента i

$$\sum S_i^e = n_i \beta_i S = \sigma_i \frac{\beta_i S}{\alpha_i}.$$

При этом в качестве настроечных функций можно ввести вероятность взаимодействия компонента i с компонентом j в виде – $g_{i,j}(\sigma_{ii}, \sigma_{jj})$.

На рис. 3 показана зависимость пси-фактора от радиуса капель. По мере роста размеров капель пси-фактор реагирует линейным ростом.

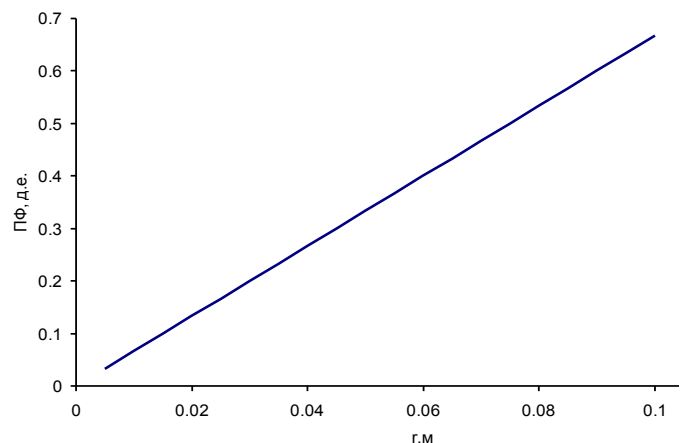


Рис. 3. Зависимость пси-фактора для сферических капель в цилиндрическом канале от их размера.

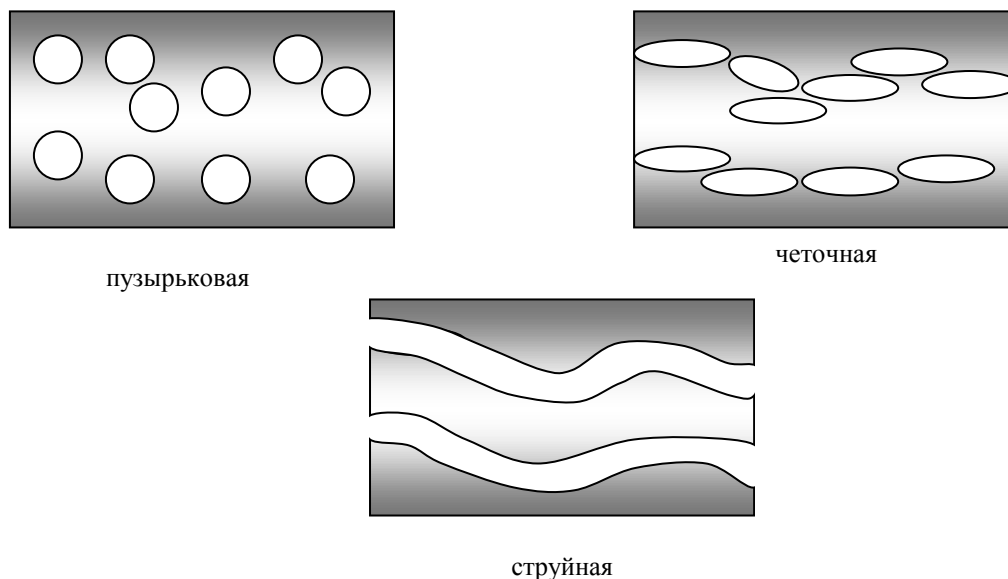


Рис. 4. Переход от пузырьковой структуры к струйной.

Логично полагать, что при деформации капель в сторону вытягивания вдоль канала, т.е. форма будет стремиться к цилиндру (или эллипсоиду) и отношение их объемов к боковым поверхностям будет расти, стремясь к единице.

Рассмотрим случай струйного течения. Для нашего случая (r – радиус струек, R – радиус цилиндрического канала)

$$\psi_i = \frac{V_i^e S}{S_i^e V} = \frac{\pi^2 L}{2\pi L} \frac{2\pi R L}{\pi R^2 L} = \frac{r}{R}$$

Логично предположить, что при переходе от пузырьковой структуры к струйкам (промежуточные моменты – вытягивание капель вдоль канала, локальная четочная структура, а затем струйки), см. рис. 4.

Как видно из рис. 5 пузырьковый режим переходит к струйному, и далее достигнет предела $r=R$ ($R=0,1$ м в примере).

Наиболее неоптимальный с позиции минимума энергии (минимальная производная пси-фактора по размеру – r) будет лентовидная или кольцевая структура при малых толщинах (r), когда каждый элемент компонента i будет иметь минимальный объем при больших боковых площадях.

Вышеописанные теоретические аспекты не ограничивают применения предложенного фактора, т.к. линейные участки (рис. 4, 5) характеризуют идеальные формы. Для вычленения характерных размеров элементов структуры можно опираться на размер канала и его боковую поверхность.

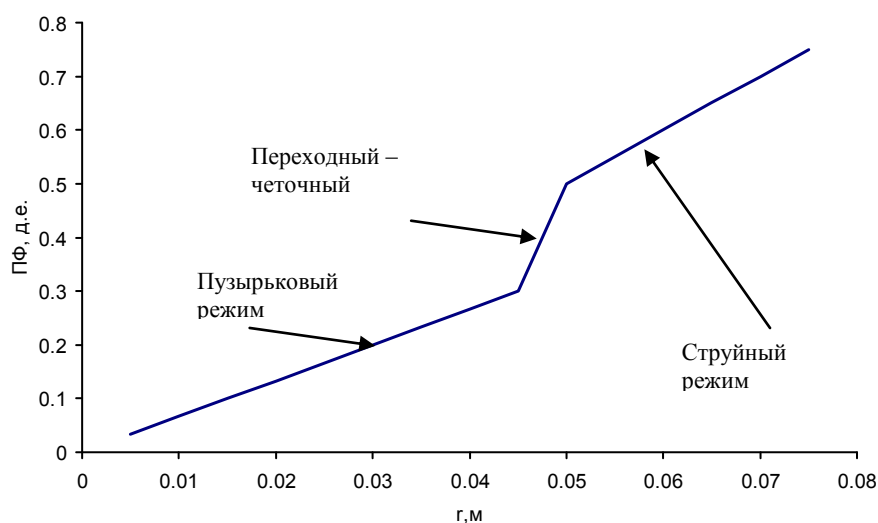


Рис. 5. Пси-фактор от радиуса пузырьков, четок и струй.

Так теоретическую зависимость $\psi_i(r)$ лучше построить в относительных координатах $\psi_i\left(\frac{r_i}{R}\right)$ (рис. 6).

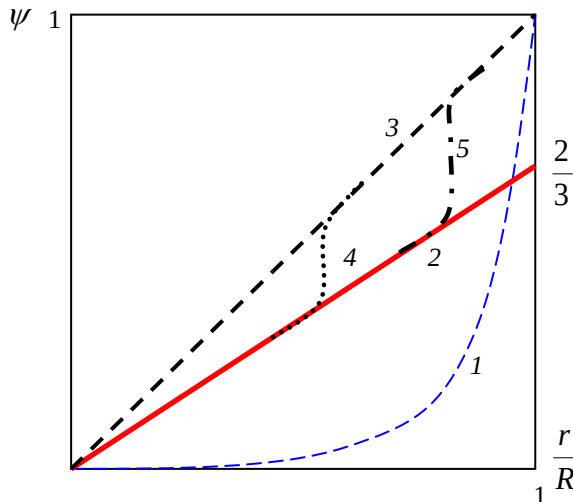


Рис. 6. Сводный график теоретической зависимости пси-фактора от характерного размера элементов структуры расположения компонента i в другой среде (1 – расслоенная, лентовидная, кольцевая; 2 – пузырьковая; 3 – струйная; 4 – четочная; 5 – снарядная).

Интересным моментом является кольцевая и расслоенная структуры.

Для кольцевой структуры, полагая, что компонент прижат к стенкам контрольного объема (рис. 2-а), характерным размером – r будет толщина слоя.

$$\alpha = \frac{\pi[R^2 - (R-r)^2]L}{\pi R^2 L} = \frac{R^2 - (R-r)^2}{R^2},$$

$$\beta = L \frac{2\pi[R + (R-r)]}{2\pi RL} = \frac{R + (R-r)}{R}.$$

На рис. 6-б изображена теоретическая зависимость пси-фактора от толщины слоя. Как видно предельным значением, когда толщина слоя равна R пси-фактор равен $2/3$.

Как видно функция $\psi\left(\frac{r}{R}\right)$ имеет нелинейную форму, а $\beta\left(\frac{r}{R}\right)$ линейную и находится в границах (1,2) (рис. 6-б).

В случае расслоенной структуры характерным размером r будет расстояние от края контрольного объема (рис. 2 – б).

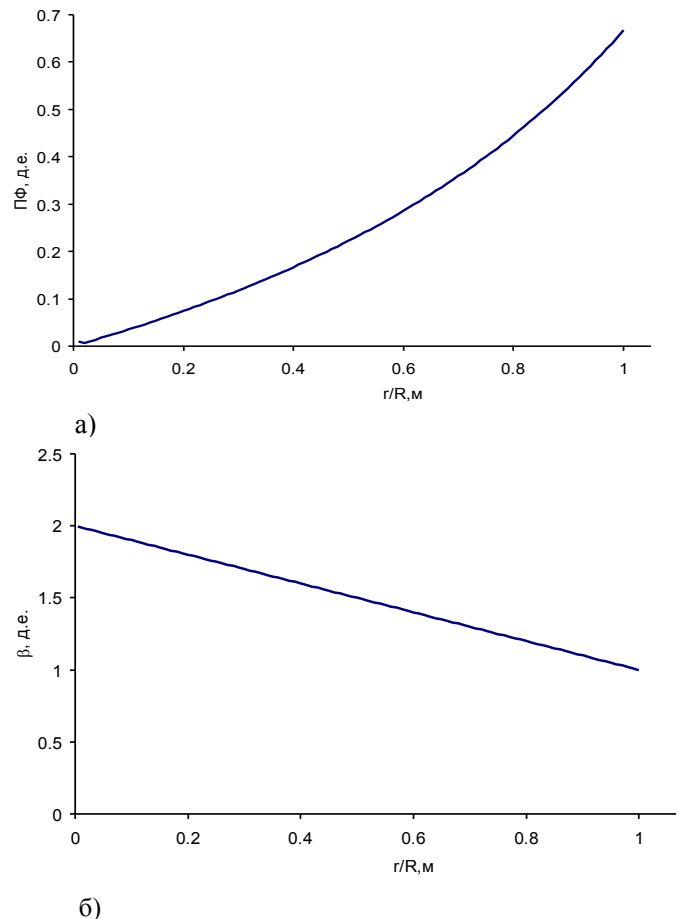


Рис. 6. Зависимость пси-фактора и бета-фактора от относительной толщины кольцевого слоя.

$$\alpha = \frac{\pi[R^2 - (R-r)^2]L}{\pi R^2 L} = \frac{R^2 - (R-r)^2}{R^2},$$

$$\beta = L \frac{2\pi[R + (R-r)]}{2\pi RL} = \frac{R + (R-r)}{R}$$

При лентовидной и особенно кольцевой структуре β -фактор может быть больше единицы, т.к. у кольца берется внутренняя и внешняя площадь.

В качестве вывода стоит отметить, что два выведенных фактора – α и β позволяют идентифицировать характеристику потока компонента в контрольном объеме. При этом по ним можно легко вычислить необходимые для определения силы би-нарного трения через введенные функции вероятности взаимодействия компонентов.

Задача расчета изменений данных факторов вследствие гидродинамической обстановки (давление, температура, кинетические энергии, скорости, вязкости и т.п.) можно свести, как к настроечным функциям, полагая, процесс перехода от структуры к структуре мгновенным, или согласно методике, основанной на противодействии сдерживающих сил (агрегационные силы – молекулярного притяжения) и сил сегрегации (например, вследствие кинетических энергий и вязкостного трения).

Таблица 1

Типы структур в цилиндрическом контрольном объеме

Форма элемента	α	$n = \frac{\sigma}{\alpha}$	β	$\psi = \frac{\alpha}{\beta}$	σ	$\frac{\sum S_i^e}{S}$	Тип структуры
цилиндр	1	1	1	1	1	1	сплошная
цилиндр	$\ll 1$	$\gg 1$	$\gg 1$	0..1	< 1	$\gg 1$	струйная
полый цилиндр	$\alpha = \sigma$	1	1..2	$< 2/3$	< 1	1..2	кольцевая
любая	$\alpha = \sigma$	1	< 1	$\ll 1$	< 1	< 1	расслоенная
сфера	$\alpha = \sigma$	1	1	2/3	2/3	1	идеальная пробковая
эллипсоид	$\alpha = \sigma$	1	$> 2/3$	$2/3 < \psi < 1$	$2/3 < \sigma < 1$	$> 2/3$	снарядная
сфера	$\alpha \ll \sigma$	$\gg 1$	$\ll 1$	$< 2/3$	< 1	$\gg 1$	пузырьковая
инверсия сфера	$\alpha \ll \sigma$	$\gg 1$	$\ll 1$	< 1	< 1	$\gg 1$	обратно-пузырьковая
эллипсоид	$\alpha \ll \sigma$	$\gg 1$	$\ll 1$	< 1	< 1	$\gg 1$	четочная

Получается, что текущее состояние элементов, выраженное в альфа и бета факторах, будет влиять на новое состояние, т.к. «прочность» элементов зависит от их текущей геометрии и степени воздействия на них извне.

На основе эмпирического опыта движения жидкостей и газов в цилиндрических каналах согласно Дарси-Вейсбаха для межфазного трения можно записать в виде функции перепада давления на взаимное трение, вызванное трением компонента j о компонент i

$$\Delta p_{i,j} = \lambda_{i,j} L \cdot b_{i,j} \frac{\sqrt{\rho_i \rho_j} |\omega_i - \omega_j| (\omega_i - \omega_j)}{2D_i},$$

и действующее на каждый элемент потока i

$$\Delta p_{i,j}^e = \lambda_{i,j} L \cdot b_{i,j} \frac{\sqrt{\rho_i \rho_j} |\omega_i - \omega_j| (\omega_i - \omega_j)}{n2D_i}$$

$$\text{Скорость компонента} - \omega_i = \frac{m_i}{S_i^T \rho_i},$$

где $b_{i,j}$ – коэффициент бинарного трения между компонентами;

D_1 – условный гидравлический диаметр, показывающий суммарный средний диаметр элементов потока i -го компонента ;

L – длина участка течения в контрольном объеме;

m_i – текущий массовый расход компонента вдоль рассматриваемой оси;

S_i^T – суммарная площадь поперечного сечения потока i -ого компонента.

Последнюю можно вычислять по-разному исходя из табл. 1.

Весьма приближенно, для сферических капель или струй

$$S_i^T = S^T \sigma_i,$$

где S^T – площадь поперечного сечения контрольного объема.

Важным параметром здесь является D_i , который должен включать ранее введенные факторы структуры потока компонента i .

В первом приближении определяем для компонента – D_i

$$D_i = \frac{4\sigma_i V}{\sum S_i^e} = \frac{4\sigma_i V}{\sigma_i \frac{\beta_i S}{\alpha_i}} = \frac{4V}{S} \frac{\alpha_i}{\beta_i} = \frac{4V}{S} \psi$$

Ранее введенные настроечные эмпирические функции вероятности взаимодействия компонентов $g_{i,j}(\sigma_i, \sigma_j)$ будут оказывать влияние на коэф-

фициент сопротивления $\lambda_{i,j}$

$$\lambda_{i,j} = |\omega_i - \omega_j| \frac{g_{i,j}(\sigma_i, \sigma_j) D_i}{\sqrt{v_i v_j}}.$$

Для расчета изменений в структуре потока элемента примем допущение, что форма и размер элементов сдерживается молекулярными силами сжимающими каплю (элемент потока), а сила, вызванная межфазным трением, разрушает каплю.

Для расчета капиллярного давления требуется знание характерного размера r элемента потока. Это можно сделать из соотношения трех величин

$$1. \text{ Боковая площадь элемента } S_i^e = S\beta$$

$$2. \text{ Объем элемента } V_i^e = \alpha_i V$$

$$3. \text{ Площадь поперечного сечения элемента}$$

$$S_i^{e-T} = \sigma_i S^T$$

Весьма приближенно, т.к. в будущем потребуется методика вычисления с учетом всех типов элементов потока

$$r_i = \frac{1}{2} \left(\frac{V_i^e}{S_i^e} + \frac{V_i^e}{S_i^{e-T}} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{V_i^e}{S\beta_i} + \frac{V_i^e}{\sigma_i S^T} \right) = \frac{V\alpha_i}{S\beta_i} + \frac{V\alpha_i}{\sigma_i S^T} =$$

$$= \frac{1}{2} \alpha_i V \left(\frac{1}{S\beta_i} + \frac{1}{\sigma_i S^T} \right)$$

Совсем примитивный вариант рассчитать средний радиус элементов, как

$$r_i = \sqrt[3]{V\alpha_i}.$$

Далее для расчета задаются функции давления агрегации от радиуса кривизны в виде

$p_i^c = \gamma_i(r)$. Вполне логично предположить, что для жидкостей функция будет близкой к гиперболе.

Для расчета изменения факторов альфа и бета введем последние эмпирические зависимости в виде относительного изменения критерия объема и формы элемента (рекурсивная формула)

$$\alpha_i = \alpha_i \varepsilon_i \left(dt(p_i^c - |\Delta p_{i,j}^e|), r_i \right),$$

$$\beta_i = \beta_i \varphi_i \left(dt(p_i^c - |\Delta p_{i,j}^e|), r_i \right).$$

В качестве аргументов к функциям выступают: разность давления агрегации элементов и перепада давления на трение между фазами умноженное на время, а также текущий характерный размер элемента.

По-сути, первый аргумент есть импульс силы, вызывающей изменение объема и формы элемента потока.

При перепаде давления на трение меньше давления агрегации функция $\varepsilon_{i,j}(p \cdot dt, r)$ должна быть более, либо равна 1,0. В противном случае менее или равна 1,0, т.е. происходит дробление объема – разрушение элементов потока. Если функции единичны на всей области определения, тогда начальные значения этих факторов изменяться не будут.

Для расчета многофазного течения такие функции задаются для каждого компонента. При этом важно отметить, что для расчета изменений данных факторов требуется рассчитать все перепады давления на трение со всеми соседними фазами, т.е. как в рекурсивной формуле ниже

$$\alpha_i = \prod_{j=1}^N \alpha_i \varepsilon_i \left(dt(p_i^c - |\Delta p_{i,j}^e|), r_i \right).$$

Аналогичным образом для бета-фактора.

Модуль для перепада давления взят, так как не имеет значения, что происходит: торможение или разгон потока со стороны соседнего компонента. Здесь важен скаляр – сила воздействия.

Для системы продуктивных пластов в т.ч. и с трещинами [11] особенно важно учитывать межфазное(бинарное) трение. Последнее позволяет

оценить истинную эффективность систем поддержания пластового давления [10].

Для моделей внутривязкого вязкостного межфазного трения вышеприведенную методику можно упростить.

Известно, что вязкостное трение в поровой системе (в подземной гидромеханике) определяется согласно закону Дарси с учетом кривых относительных фазовых проницаемостей

$$\Delta P_i = L \mu_i \frac{v_i}{k \cdot \bar{k}_i(\sigma_i)},$$

или

$$\text{grad} P_i = \mu_i \frac{v_i}{k \cdot \bar{k}_i(\sigma_i)}$$

где $\mu_i, \sigma_i, \bar{k}_i$ – динамическая вязкость, насыщенность и относительная фазовая проницаемость i -го компонента; L – длина контрольного объема; k – абсолютная проницаемость, м^2 ; v_i – скорость фильтрации, м/с .

В качестве настройки на эксперимент используются кривые ОФП, например, в виде функций $\bar{k}_i(\sigma_i)$ (т.е. от насыщенности самого компонента).

Так как мы предполагаем учесть потери давления – градиент давления, т.е. силу межфазного бинарного трения, то в качестве вспомогательных функций введем коэффициент бинарного трения, аналогично, коэффициенту выше и коэффициент вероятности взаимодействия зависящий от текущей насыщенности взаимодействующих компонентов – $g_{i,j}^{por}(\sigma_i, \sigma_j)$.

При этом скорость должна быть выражена через разницу истинных скоростей компонентов, а кривая ОФП здесь исключается, так как по нелепой традиции включает в себя поправку на площадь фильтрации компонента, т.е. долю его в поровом просвете.

Градиент давления, вызванный вязкостным трением компонента i о компонент j будет, согласно аналогу Дарси следующим образом

$$\text{grad} P_{i,j} = \sqrt{\mu_i \mu_j} \frac{\omega_i - \omega_j}{k} b_{i,j} g_{i,j}^{por}(\sigma_i, \sigma_j),$$

где $\omega_i = \frac{v_i}{m \sigma_i}, \omega_j = \frac{v_j}{m \sigma_j}$ – истинные средние скорости течения компонентов; $b_{i,j}$ – коэффициент

бинарного трения, д.е.; $g_{i,j}^{por}(\sigma_i, \sigma_j)$ – функция вероятности бинарного взаимодействия, зависящая от структуры потока и в общем смысле от площадей соприкосновения компонентов.

Коэффициент абсолютной проницаемости введен в формулу во избежание риска преувеличения градиента давления межфазного трения над основ-

ным градиентом давления. Однако такой случай вполне возможен при определенных условиях: когда истинная скорость – $\omega_i = \frac{v_i}{m\sigma_i}$ будет суще-

ственно больше скорости фильтрации. По вязкости взято среднегеометрическое чтобы учесть взаимное трение.

Все коэффициенты бинарного трения будут зависеть от давления и температуры, т.к. температура определяет диффузию между слоями, а давление силу прижатия фаз.

Для случая внутривязкого трения все параметры контрольного объема должны учитывать коэффициент открытой пористости.

Естественно, здесь для учета размеров капилляров в поровой системе не вводятся условия изменения пси-фактора ψ , так как, по-сути, размеры поровых каналов и суммарная боковая площадь элементов потока частично учтена в коэффициенте проницаемости. Для более точного учета структуры потоков требуется изменить базовую закономерность Дарси исключением проницаемости, заменив ее на средний гидравлический диаметр поровых каналов и коэффициент структурной неоднородности, равный отношению длины контрольного объема (ячейки, зерна) к средней длине порового канала (так учитывается извилистость поровых каналов и местные сопротивления на искривление фильтрационных потоков).

При решении обратной задачи – нахождении скоростей фильтрации при заданных давлениях в смежных ячейках требуется итерационный процесс в котором выполняется следующая процедура.

$$1. \text{ Решается уравнение } P_1 - P_2 + \sum_{j=1}^m \Delta p_{i,j} = f_i(\omega_i),$$

где $f_i(\omega_i)$ – функции закона фильтрации; $\Delta p_{i,j}$ – начальные перепады давления на трение фаз равны 0.

2. Рассчитываются $\sum_{j=1}^m \Delta p_{i,j}$ для каждой i -ой фазы. Переход к пункту 1 до тех пор, пока изменение скоростей фильтрации $\omega_i^I - \omega_i^{I-1} < \max abs$ (абс. допустимая погрешность).

Литература:

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 37-44.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135.

4. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 64-69.
5. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Метод обращения геометрических фигур // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело 2014. – № 2. – С. 438-450. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_2.pdf
6. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Исследования каналов сверхпроводимостей межскважинного пространства // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 46-56.
7. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 52-60.
8. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Метод управления гидросистемой посредством анализа регулировочных кривых // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 2. – С.14-32. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_1.pdf
9. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Модель течения несжимаемой и сжимаемой жидкости // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 54-63.
10. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Формализация задачи оптимизации систем поддержания пластового давления // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 237-255. Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p237-255_StrekalovAV_ru.pdf
11. Грачева С.К., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Моделирование образования сети трещин ГРП // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 168-183. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/GrachevaSK/GrachevaSK_1.pdf
12. Хусаинов А.Т. Применение инструментария искусственных нейронных сетей для оперативного расчета нефтедобычи // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – Том 11, № 2. – С. 22-25.
13. Хусаинов А.Т. Методика оперативного прогнозирования показателей нефтедобычи средствами программного комплекса с аналитическим модулем искусственных нейронных сетей // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2013. – Том 11, № 3. – С. 44-51.

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОУПРАВЛЯЕМОГО КЛАПАНА НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

В.Е. Тесовский

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: vetesovskiy@gmail.com

На сегодняшний день существует большое количество компоновок, решающих большинство проблем с эксплуатацией столь сложного оборудования. Напомним современные задачи, стоящие перед ОРД и ОРЗ:

- повысить нефтеотдачу и дебит скважины за счет дополнительного вовлечения разработку низкопроницаемых прослоев;
- увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения;
- сократить капитальные вложения на бурение скважин;
- увеличить рентабельный срок разработки месторождения;
- снизить эксплуатационные затраты;
- обеспечить отдельный учет извлеченных запасов;

– обеспечить увеличение ННО (наработки на отказ) оборудования, сравнимый с казуальными системами добычи нефти механизированным способом.

Одной из интереснейших компоновок, отвечающих всем вышеизложенным требованиям, являются компоновки одновременно-раздельной добычи с применением управляемых электро-клапанов, интегрированных с ТМС.

В 2016 году на Ватьеганском месторождении были внедрены две подобных компоновки на скважинах 8345 куста 549 и 9802 куста 1186.

Схема компоновки представлена на рис. 1:



Рис. 1. Система одновременно-раздельной добычи с применением управляемого электро-клапана.

По обеим скважинам было произведено приобщение вышележащих по отношению к эксплуатируемым продуктивных пластов. Данные эксплуатации до и после внедрения в табл. 1.

Применение данной технологии перед более ранними видами ОРЭ имеет ряд положительных особенностей и преимуществ:

1. В схеме значительно меньшее количество узлов, что уменьшает вероятность выхода из строя какой-либо части компоновки.

2. Замер дебита по одному из продуктивных пластов производится путем закрытия электро-клапана, выход из строя которого, по сравнению со сложными системами глубинных расходомеров, маловероятен по причине применения в нем простых механических систем, а именно магнитной части, при подаче напряжения на которую производится механическое закрытие конусного клапана.

3. Замер обводненности по одному из объектов производится не глубинным влагомером, а отбором пробы жидкости на устье, что исключает погрешность работы влагомера и влияние газового фактора на его работу.

4. Есть возможность исследования нижнего объекта путем снятия КВД при закрытии электро-клапана, чем на текущий момент не может похвастаться ни одна из схем ОРД.

5. Есть возможность штуцирования нижнего объекта путем частичного закрытия электро-клапана, с контролем давления под ним.

На Ватьеганском месторождении существует проблема отложений карбонатов на рабочих органах ГНО, борьба с которым производится путем закачки ингибитора в затрубное пространство. В применении классической схемы ОРЭ с подпорной секцией насоса мы не имеем возможности обрабатывать нижний ЭЦН, что приводит к его засорению и заклиниванию. В данной же схеме все секции УЭЦН находятся выше электро-клапана, что приводит неизбежному попаданию ингибитора на рабочие органы всех ЭЦН.

У данной схемы имеются и недостатки, и главным является ее стоимость на внедрение, которая составляет примерно 7 млн. рублей, что на 2 млн. рублей выше, чем стоимость стандартной схемы. Таким образом, в широком формате внедрение данных компоновок не целесообразно, хотя они имеют значительное количество преимуществ.

Литература:

1. Желтов Ю.Н. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988.
2. Ивановский В.Н. ОРЭ и «интеллектуализация скважин», 2014.
3. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Проектные данные разработки Ватьеганского месторождения, 2014.

Таблица 1

Данные по эксплуатации скважин после внедрения ОРЭ

Куст	Скважина	Режим до внедрения			Режим после внедрения		
		Qж, м ³ /сут	Qн, тн/сут	Обводненность, %	Qж, м ³ /сут	Qн, тн/сут	Обводненность, %
1186	9802	12	9,9	4	44	16,3	56
549	8345	44,8	3,9	90	65	11,2	80

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА НА ТЯМКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.А. Хайруллин, М.С. Берняев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Е-mail авторов: bernyaev4647@mail.ru

На Тямкинском месторождении нефти реализуется программа геолого-технических мероприятий, цель которых – повышение продуктивности скважин и интенсификация отборов нефти. По состоянию на 01.01.2014 г. в общей сложности было проведено 40 ГРП (3 ГРП в 2010 году, 22 ГРП в 2011 году, 14 ГРП в 2012 году, 1 ГРП в 2013 году) и 2 ОПЗ (1 ОПЗ в 2011 году и 1 ОПЗ в 2012 году). В рамках данной работы проведена оценка операций, выполненных в 2011-2013 гг.

Данный вид ГТМ проводился в несколько ступеней. На одних этапах закачивался гель (от 5 м³ до 15 м³), на других – проппант (от 1,8 т до 73 т). Длительность ступеней варьируется от нескольких минут до получаса [3].

Подсчёт дополнительной добычи нефти за счёт проведения мероприятий выполнялся по разнице между фактическим отбором и расчётным базовым, определявшимся различными способами в зависимости от ситуации. Если операция проведена в процессе работы скважины, то по предшествующему графику добычи нефти строилась аппроксимирующая кривая, относительно которой и определялся эффект. В случае ГРП при вводе скважины в эксплуатацию базовый дебит определялся расчётным путём. По данным исследований скин-фактор в результате гидроразрыва пласта в среднем характеризуется значением – 4,5. Для вычислений принято допущение, что скважины без ГТМ обладают нулевым скин-эффектом. При эмпирическом радиусе контура питания скважин в 160 м (при сетке 500×500 м), условный прирост дебита за счёт ГРП составляет 2,6.

Результирующий расчётный эффект ГРП в среднем составляет 11,2 тыс.т/скв. – оп. Кратность увеличения дебита нефти – 1,5. Обводнённость после ГТМ в среднем увеличилась на 9,3% [5].

Не по всем операциям ГРП, в полной мере, удалось достичь ожидаемого эффекта в силу того, что фактический дебит нефти после мероприятия ниже расчетного. Тем не менее, фактические показатели гидроразрыва позволяют рекомендовать данную технологию к дальнейшему использованию для интенсификации добычи и повышения темпов разработки объекта Ю₃₋₄. ГРП следует применять при вводе наклонно-направленных скважин в эксплуатацию и для восстановления первоначальной продуктивности в т. ч. повторные операции. Выбор дизайна должен обеспечивать максимальный охвата породы процессом разработки и исключение проколкновения трещин в водоносные пропластки [1].

Опираясь на опыт разработки одновозрастных пород Усть – Тегусского и Кальчинского месторождений, сформирована база мероприятий для интенсификации добычи нефти, и вовлечения в разработку недренируемые запасы нефти слабопроницаемых коллекторов [2].

Таким образом, одним из наиболее эффективных методов воздействия на продуктивные пласты является гидравлический разрыв пласта. Проведенные на Тямкинском месторождении мероприятия по гидроразрыву пласта показали увеличение дебита нефти в скважинах в среднем на 5,6 тыс.т. Исходя из результатов проведенных опытных работ на месторождении, ГРП следует считать основным методом интенсификации добычи в период освоения чистонефтяной зоны месторождения [4].

Литература:

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986.
2. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976.
3. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 256 с.
4. Каменецкий С.Г., Суслов В.А. Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пластов. – М.: Недра, 1967.
5. Карнаухов М.Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. – М.: Недра, 1991. – 312 с.

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

А.А. Хайруллин, Е.И. Мамчистова, Р.Р. Чикиров

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Е-mail авторов: rustik_ron_10@mail.ru

Рассмотрена задача о несмешивающемся вытеснении нефти водой в пористой среде при отсутствии в ней подвижной газовой фазы. Исследованы особенности процессов фильтрации в системе «нефть-вода», характерные для модели фронтального вытеснения.

Ключевые слова: многофазная фильтрация, моделирование, численные методы.

Как показывает многолетний мировой опыт, большинство месторождений разрабатывается на основе различных систем заводнения. Предсказание осложнений в разработке водонефтяных зон строится на тщательном изучении закономерностей движения пластовых флюидов в различных геологических условиях строения залежей нефти и при различном техногенном воздействии на них.

Постановка задачи. Рассматривается процесс фильтрации двухфазной жидкости, состоящей из воды и нефти, сквозь пористую среду. Пласт, первоначально насыщен нефтью и удерживаемой капиллярно (связанной) водой, считается однородным и тонким, что позволяет использовать для анализа

двухмерную модель. В рамках данной задачи будем считать, что массообмен между нефтью и водой не происходит. Часть связанной воды (остаточная водонасыщенность) занимает наиболее мелкие поры, в которых капиллярные силы значительно превосходят гидродинамические, она останется неподвижной во всем физически достижимом диапазоне депрессий.

Построение математической модели рассматриваемого процесса начнем с записи уравнения сохранения массы нефти и воды в пористой среде, которые имеют вид [1]:

$$\frac{\partial(m\rho_i S_i)}{\partial t} + \text{div}(\rho_i v_i) + q_i = 0 \quad i=o, w \quad (1)$$

где m – пористость, S_i – насыщенность i – той фазы, ρ_i , v_i – плотность и скорость фильтрации нефти и воды соответственно.

В классической теории фильтрации законом движения является закон Дарси, который в случае двухфазной фильтрации называется обобщенным законом Дарси и имеет вид:

$$v_i = -\frac{k f_i}{\mu_i} \text{grad} P_i \quad i=o, w \quad (2)$$

где k – абсолютная проницаемость образца, μ_i – динамическая вязкость соответствующей фазы, f_i – относительные фазовые проницаемости, характеризующие зависимость скорости фильтрации от водонасыщенности.

Для описания выбранного физического процесса достаточно ограничиться двумерным видом уравнений (1)-(2). Обозначим $S=S_w$ значение водонасыщенности и сложим (1) и (2) уравнение, исключив члены, отвечающие за источники и стоки. Пренебрегая разностью давлений фильтрующихся фаз (капиллярным давлением) и сжимаемостью флюида, окончательно имеем:

$$\left\{ \begin{array}{l} m \frac{\partial S}{\partial t} + \text{div} v_w = 0 \\ v_i = -k \frac{f_i}{\mu_i} \text{grad}(p) \\ \text{div} \left(k \left(\frac{f_w}{\mu_w} + \frac{f_o}{\mu_o} \right) \text{grad} P \right) = 0 \\ S_w + S_o = 1 \\ i = o, w \end{array} \right. \quad (3)$$

Начальным условием задачи (3) будет начальное распределение насыщенности
 $t=0 \quad S=S_w(x,y)$

В качестве граничных условий примем постоянное давление на правой и левой границе расчет-

ной области, а на боковых гранях равенство нулю расходов, что обеспечит условие непротекания этих границ:

$$\begin{array}{lll} x=0 & S=S^0(y,t), & P=P^0(y,t); \\ x=L_x & P=P_{Lx}(y,t), & P_{Lx} < P^0; \\ y=\{0, L_y\} & dP/dy=0. & \end{array} \quad (4)$$

Преобразуем систему (3) к виду, более удобному для построения численного решения [2]. В итоге получим эллиптическое уравнение для определения давления

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x \left(\frac{f_w}{\mu_w} + \frac{f_o}{\mu_o} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y \left(\frac{f_w}{\mu_w} + \frac{f_o}{\mu_o} \right) \frac{\partial P}{\partial y} \right] = 0 \quad (5)$$

и гиперболическое уравнение для водонасыщенности

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left[-k_x \frac{f_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[-k_y \frac{f_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial y} \right] = 0 \quad (6)$$

Численная реализация математической модели. Для численного решения будет использоваться метод контрольных объемов [3], так как полученный подобным образом дискретный аналог выражает закон сохранения для конечного контрольного объема точно так же, как дифференциальное уравнение выражает закон сохранения для бесконечно малого контрольного объема. Для расчета будет использоваться стандартная пятиточечная аппроксимация по координатной сетке и полностью неявную по времени.

Дискретизации аналог уравнение (5) примет вид:

$$a_{i+0.5,j}^{n+1} P_{i+1,j}^{n+1} + a_{i-0.5,j}^{n+1} P_{i-1,j}^{n+1} + a_{i,j+0.5}^{n+1} P_{i,j+1}^{n+1} + a_{i,j-0.5}^{n+1} P_{i,j-1}^{n+1} + a_{i,j}^{n+1} P_{i,j}^{n+1} = 0$$

(7), где:

$$a_{i+0.5,j}^{n+1} = \left(f_{w,i+0.5,j} / \mu_w + f_{o,i+0.5,j} / \mu_o \right) \text{TRANX}_{i+,j},$$

$$a_{i-0.5,j}^{n+1} = \left(f_{w,i-0.5,j} / \mu_w + f_{o,i-0.5,j} / \mu_o \right) \text{TRANX}_{i-,j},$$

$$a_{i,j+0.5}^{n+1} = \left(f_{w,i,j+0.5} / \mu_w + f_{o,i,j+0.5} / \mu_o \right) \text{TRANX}_{i,j+},$$

$$a_{i,j-0.5}^{n+1} = \left(f_{w,i,j-0.5} / \mu_w + f_{o,i,j-0.5} / \mu_o \right) \text{TRANX}_{i,j-},$$

$$a_{i,j}^{n+1} = a_{i+0.5,j}^{n+1} + a_{i-0.5,j}^{n+1} + a_{i,j+0.5}^{n+1} + a_{i,j-0.5}^{n+1}$$

Проводимости – статические параметры, зависят только от геометрии сетки и характеристик пористой среды.

$$\text{TRANX}_{i+,j} = \frac{k_{x,i,j} \cdot k_{x,i+1,j}}{k_{x,i,j} \delta x_{i+0.5,j} + k_{x,i+1,j} \delta x_{i-0.5,j}} A_{i+0.5,j} \quad (9)$$

$$\text{TRANX}_{i-,j,k} = \frac{k_{x,i,j,k} \cdot k_{x,i-1,j,k}}{k_{x,i,j,k} \delta x_{i-0.5,j} + k_{x,i-1,j,k} \delta x_{i+0.5,j}} A_{i-0.5,j}$$

(10)

$$TRAN Y_{i,j+} = \frac{k_{y,i,j} \cdot k_{y,i,j+1}}{k_{y,i,j} \delta x_{i,j+0.5} + k_{y,i,j+1} \delta x_{i,j-0.5}} A_{i,j+0.5} \quad (11)$$

$$TRAN Y_{i,j-} = \frac{k_{y,i,j} \cdot k_{y,i,j-1}}{k_{y,i,j} \delta x_{i,j-0.5} + k_{y,i,j-1} \delta x_{i,j+0.5}} A_{i,j-0.5} \quad (12)$$

$A_{i,j}$ – площади соответствующих граней

Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) определяются как функции от насыщенности блока, из которого направлен поток:

$$f_r^{n+1}(l, \theta) = \begin{cases} f_r(S_{l,\theta}^{n+1}), & \text{если } P_{l,\theta} \geq P_{i,j}, \\ f_r(S_{i,j}^{n+1}), & \text{если } P_{l,\theta} < P_{i,j}; \end{cases} \quad r = o, w \quad (13)$$

Дискретизировав уравнение (6) получаем явное уравнение для водонасыщенности:

$$S_{i,j}^{n+1} = S_{i,j}^n - \frac{dt \cdot L_{i,j}^{n+1}}{V_{i,j} m} \quad (14)$$

Здесь $L_{i,j}^{n+1}$ – вспомогательный разностный оператор представляющий разность потоков водной фазы, дискретизируется аналогично уравнению (7).

Уравнение (7) можно разрешить относительно давления при известных насыщенностях одним из итерационных методов. Затем с использованием уравнения (14) явным методом находятся насыщенности. Использованный метод разделения исходной системы на уравнение для давления и уравнение для насыщенности называется IMPES-методом [2] (Implicit Pressure Explicit Saturation)

Параметры моделируемой системы. Для проведения численных экспериментов систему уравнений необходимо дополнить исходными данными приведенными в табл. 1 и зависимостями относительных фазовых проницаемостей воды и нефти от водонасыщенности (рис. 2).

Таблица 1

Параметры моделируемой системы

Параметр	Значение	Ед.измерения
L_x	1000	М
L_y	600	М
m	0,15	д.ед
S_o	0,7	д.ед
μ_o	10	мПа*с
μ_w	1	мПа*с

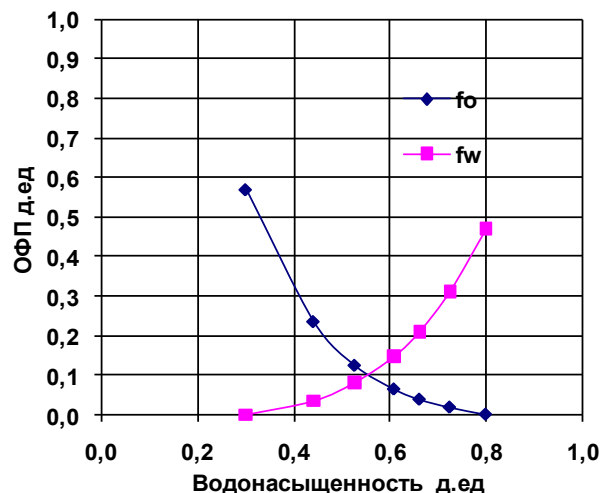


Рис. 1. Функции ОФП в системе «нефть-вода».

Результаты численных расчетов. На рис. 2. Показано изменение водонасыщенности по длине пласта в различные моменты времени.

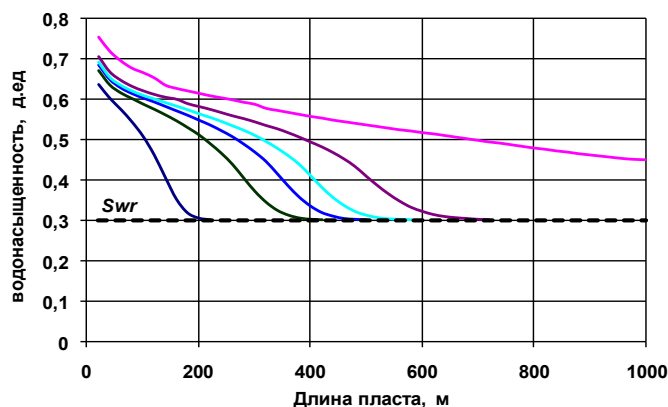


Рис. 2. Изменение насыщенности по длине пласте вдоль линии вытеснения.

На рис. 3-4 представлены поля распределения нефтенасыщенности в различные моменты времени.

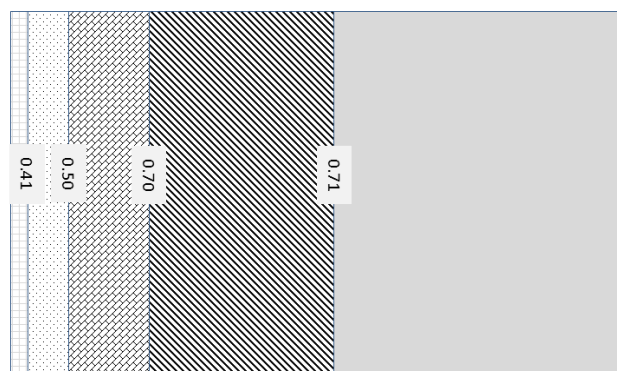


Рис. 3. Поле нефтенасыщенности, начало процесса вытеснения.

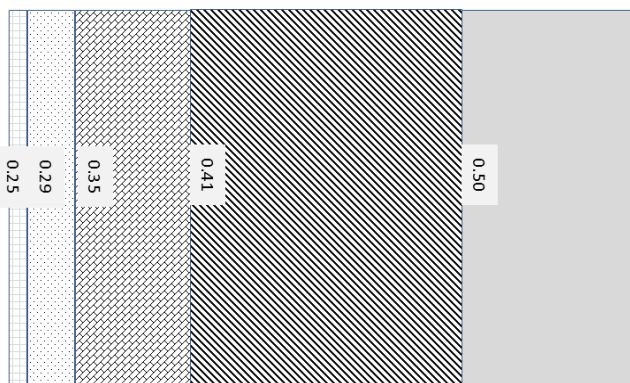


Рис. 4. Поле нефтенасыщенности, конечный момент времени.

Не смотря на то, что нефть и вытесняющий ее агент движется одновременно в пористой среде, полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как «поршни». Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость с меньшей вязкостью неизбежно опережает нефть. С увеличением водонасыщенности, увеличивается количество воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды. При этом нефть уже не вытесняется из пор, а, скорее, увлекается струей воды. Таким образом, по длине пласта образуется несколько зон с различной водонефтенасыщенностью.

Литература:

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.-Ижевск: ИКИ, 2006. – 488 с.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем гидромеханика. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
3. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 152 с.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕ- ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА В г. КОМСОМОЛЬСК-НА-АМУРЕ

А.Ю. Чуянова

Омский ГАУ, г. Омск, Россия

E-mail автора: anetach@mail.ru

Реконструкция системы водоотведения нефтеперерабатывающего завода в г. Комсомольск-на-Амуре, включает сеть водоотведения от комплекса гидрокрекинга, перекачивающая канализационная насосная станция; сооружения станции очистки сточных вод. Реконструкция существующих очистных сооружений включает в себя строительство дополнительных сооружений. Так, в блоке механической очистки запланирована нефтеловушка для улавливания основной части всплывающих нефте-

продуктов и осаждающихся минеральных примесей; первичный радиальный отстойник для дополнительного отделения нефтепродуктов и взвешенных веществ, а также усреднения состава сточных вод. Многоярусная (тонкослойная) нефтеловушка является усовершенствованным видом горизонтальной ловушки, имеет меньшие габариты, более экономична. Принята типовая многоярусная нефтеловушка производительностью 450 м³/ч на 3 секции размерами 2х18х2,3 м из сборно-монолитного железобетона. Отстойники оборудуются устройствами для сгона всплывающих нефтепродуктов и сгребания осадка. Первичный радиальный отстойник – содержание взвешенных веществ составляет 359,05 мг/л. Требуемый эффект осветления – 50%. Рассчитан 1 радиальный отстойник с глубиной рабочей части 1,5 м.

В блоке физико-химической очистки запланированы импеллерные флотационные установки с обработкой сточных вод флокулянтном – полиакриламидом (ПАА) для выведения из воды эмульгированных нефтепродуктов. Принята импеллерная флотационная установка, состоящая из семи камер.

Биологическая очистка сточных вод включает: замену системы аэрации существующего аэротенка для повышения эффективности работы очистных сооружений; дополнительную секцию аэротенка I ступени для сглаживания пиковых нагрузок; 1 вторичный и 1 третичный отстойники для дополнительного осветления сточных вод. Проектируемая секция аэротенка предусматривает перераспределение гидравлической нагрузки между проектируемыми и существующими сооружениями. Это позволит повысить качество очистки сточных вод от органических загрязняющих примесей и аммонийного азота. Аэротенк-смеситель с регенератором применяется для очистки производственных сточных вод со значительными колебаниями состава и расхода стоков и присутствия в них эмульсированных и биологически трудноокисляемых компонентов. Принята пневматическая мелкопузырчатая аэрационная система, аэраторы пластиковые трубчатые фирмы «Экополимер». Наружный диаметр аэратора равен 146 мм, внутренний – 100 мм, длина аэратора – 0,975 м. Укладка аэраторов над дном осуществлена на 0,2 м в 3 ряда, расстояние между аэраторами в свету – 0,5 м.

Очищенные стоки после третичных отстойников поступают по существующим трубопроводам в камеру насосно-воздуходувной станции, откуда насосами, расположенными в насосном цеху подаются на фильтрацию. Для подачи сжатого воздуха предусмотрена система воздухопроводов, состоящая из магистрального и распределительных трубопроводов. Подобрана марка воздуходувной машины ТВ-50-1,6, частота вращения двигателя равна 2960 об/мин, габаритные размеры 2,52х1,55х1,48. Возду-

ходовная станция размерами в плане 30х12, строительный объём здания – 2850 м³ [2].

Для глубокой очистки производственных сточных вод от масел и нефтепродуктов применены фильтры «Полимер». В качестве загрузки принят пенополиуретан крупностью 20х20х20 мм, плотностью 46-50 кг/м³, высотой слоя – 2 м. Количество ответвлений на каждом фильтре при шаге оси ответвлений 0,22 м составляет 18 шт. Ответвления размещены по 9 шт. с каждой стороны коллектора. В нижней части ответвлений под углом 60° предусмотрены отверстия диаметром 14 мм, площадью каждое 1,54 см². Отношение площади всех отверстий на ответвлениях распределительной системы к площади фильтра принято 0,25%. Тогда площадь отверстий составляет 0,016 м². Количество отверстий на каждом ответвлении 6 шт. Шаг оси отверстий – 130 мм. При расходе промывной воды на один фильтр 96 л/с и наличие 3 желобов расход воды, приходящейся на один желоб равен 32 л/с. Расстояние между осями желобов – 1,07 м [1].

После фильтрации стоки направляются на установки УФ-обеззараживания УОВ-АМС-36 производительностью 450 м³/ч (1 рабочая и 1 резервная установка) и дозой облучения 40 мДж/см². Блок промывки (БП), поставляемый комплектно с УФ-установкой предназначен для химической промывки кварцевых чехлов, защищающих 36 УФ ламп типа 300 W, промывочным раствором.

Вместо сброса осадка на иловые площадки предусмотрен цех механического обезвоживания осадков и ила. Установки обезвоживания осадка включают центрифуги ОГШ-50к-4 для обезвоживания сырого осадка из первичных отстойников и избыточного ила из вторичных отстойников. На станции установлены 4 центрифуги производительностью по 14 м³/ч каждая, 2 из них резервные. Проверка достаточности рабочих центрифуг проведена по общему объему с учетом объемов осадков действующей станции (640 м³/сут.). Для обезвоживания сырого осадка из первичных отстойников и избыточного ила из вторичных отстойников потребуется 3 рабочие центрифуги ОГШ-50К-4. Обезвоженный избыточный ил 58% влажности грузится в прицепы-самосвалы и вывозится на существующие шламо-накопители с последующей утилизацией на предприятии.

Литература:

1. Толстая И.В., Чуянова Г.И. Влияние нефтегазового комплекса на экологическую ситуацию г. Нижневартовска. – Международная научно-практическая конференция «Наука и образование в жизни современного общества» (Россия, Тамбов, 30.04.2015 г.): Сб. науч. тр. – Тамбов: Изд-во Юком, 2015. – С. 137-138.
2. Каталог насосного оборудования. – Омск: насосный завод «Взлет», 2009. – 221 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.В. Шешукова

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: ksyusha_sheshukova@mail.ru

В статье рассматривается область применения горизонтальных скважин, выявлены преимущества и недостатки данной технологии. Приводятся результаты расчёта проектного профиля скважин с горизонтальным окончанием на сеноманской залежи Ямбургского месторождения.

Ключевые слова: профиль скважины, горизонтальная скважина, Ямбургское месторождение, horizontal well.

На основе накопленного практического опыта в настоящее время по общепризнанному мнению наибольший эффект от использования возможностей горизонтальных скважин может быть полезен на эксплуатационных объектах со следующими характеристиками [1, 2, 3]:

- маломощные пласты с низкой или неравномерной проницаемостью;
- подгазовые и объекты с подошвенной водой;
- коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- месторождения высоковязких нефтей и битумов;
- шельфовые и труднодоступные продуктивные зоны;
- при эксплуатации газовых залежей;
- при применении методов повышения нефтеотдачи пластов, в особенности, термических методов;
- при вязкости нефти ($\mu > 10$ мПа.с);
- низкоэффективный режим разработки пластов;
- эффективная толщина пласта – не менее 3 м;
- низкая проницаемость коллекторов ($k < 0,1$ мкм²);
- большие остаточные извлекаемые запасы.

К преимуществам горизонтальных скважин можно отнести:

- снижение общего количества скважин;
- повышение степени извлечения углеводородов за счет более интенсивного перетока флюидов и оптимальной системы разработки месторождения;
- повышение дебита скважин за счет увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования [4-6];
- снижение удельных капитальных вложений на тонну добываемой нефти.

Также имеются преимущества горизонтальных скважин на поздних стадиях разработки месторождений:

- восстановление, а в ряде случаев и повышение продуктивности месторождений;

- снижение обводненности нефти;
- повышение степени активного воздействия на пласт с целью интенсификации притока флюида;
- повышение эффективности нагнетательных скважин, буримых для поддержания пластового давления.

К недостаткам горизонтальных скважин относятся:

- увеличение объема метража бурения по отдельной скважине;
- повышение себестоимости метра скважины;
- эффективность (дебит) горизонтального ствола меньше, чем вертикального такой же длины;
- в процессе эксплуатации дебит горизонтальной скважины снижается более интенсивно, чем вертикальной, однако накопленная добыча повышается.

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющего и горизонтального участка ствола. Наличие горизонтального участка в эксплуатационной части профиля является принципиальным отличием горизонтальной скважины от наклонной скважины, которое определяет методику проектирования и технологию проводки горизонтальных скважин [7-9]

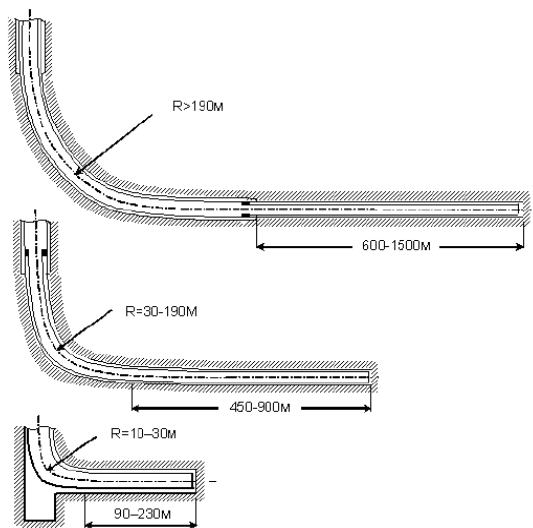


Рис. 1. Схемы горизонтальных скважин с большим (> 190 м), средним (30-190 м) и малым (10-30 м) радиусами кривизны.

При проектировании горизонтальных скважин используется только J-образный вид профиля. По величине радиуса кривизны направляющей части различают три вида профиля горизонтальной скважины – с большим, средним и малым радиусами кривизны (рис. 1).

При проектировании горизонтальных скважин используются преимущественно профили с большим и средним радиусами кривизны, а также комбинированный профиль.

Профили горизонтальных скважин можно рассчитать по методике, предложенной в учебном пособии Басарыгина Ю.М. и Булатова А.И.

Для разработки Ямбургского месторождения предусматривается строительство газовых горизонтальных скважин [10, 11, 12, 13].

Среднее отклонение от вертикали на кровлю пластов для эксплуатационных газовых скважин составляет 300 м. Протяженность ствола по пласту составляет 300 м. С учетом наличия многолетнемерзлых пород, по условиям размещения и кустования забоев скважин рекомендуется к применению трехинтервальный тип профиля, предусматривающий искривление скважин ниже спуска башмака кондуктора. Для предупреждения осложнений в процессе спуска и нарушения герметичности резьбовых соединений максимальная интенсивность искривления скважин на участках набора зенитного угла для новых скважин, ограничена до $1,6^\circ/10$ м.

Расчетные профили ствола скважин приведены в табл. 1.

Таблица 1
Профили ствола газовых скважин

Глубина скважины (по вертикали), м	116 1
Глубина залегания кровли продуктивного пласта (по вертикали), м	115 0
Отклонение от вертикали на кровле продуктивного пласта, м	350
Зенитный угол ствола скважины в конце участка искривления, град	87,7
Интенсивность увеличения зенитного угла скважины, град/(10 м)	1,6

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА										
Интервал по вертикали, м			Зенитный угол, град			Отклонение, м		Удлинение, м		Глубина скважины
от	до	длина	в начале интервала	в конце интервала	средний	за интервал	общее	за интервал	общее	по длине ствола, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	791,94	791,94	0	0	0	0	0	0	0	791,94
791,94	1149,7	357,81	0	87,7	43,85	343,7	343,728	190,31	190,315	1340,06
1149,7	1150	0,3	87,7	87,7	87,7	6,3	350	6,03	196,341	1346,34
1150	1161	11	87,7	87,7	87,7	273,9	623,877	263,1	459,439	1620,44

Заключение.

Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений долгое время осуществлялась вертикальными и наклонно-направленными скважинами. В настоящее время всё более широко применяются скважины с горизонтальным и пологим окончанием. Имеется немало случаев, когда надежды на высокие добычные возможности горизонтальных скважин не оправдались, что требует более ответственного подхода к их проектированию и использованию.

Литература:

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико-аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 37-44.
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135.
4. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Моделирование транспортной гидравлической системы // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 64-69.
5. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Метод обращения геометрических фигур // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело 2014 – № 2. – С. 438-450. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_2.pdf
6. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Исследования каналов сверхпроводимостей межскважинного пространства // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 46-56.
7. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 52-60.
8. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Метод управления технической гидросистемой посредством анализа регуляторных кривых // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 2. – С. 14-32. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_1.pdf
9. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., Стрекалов В.Е. Модель течения несжимаемой и сжимаемой жидкости // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело – 2014. – Том 12-3, № 3. – С. 54-63.
10. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Формализация задачи оптимизации систем поддержания пластового давления // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 237-255. Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p237-255_StrekalovAV_ru.pdf
11. Грачева С.К., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Моделирование образования сети трещин ГРП // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 168-183. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/GrachevaSK/GrachevaSK_1.pdf
12. Хусаинов А.Т. Применение инструментария искусственных нейронных сетей для оперативного расчета нефтедобычи // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – Том 11, № 2. – С. 22-25.
13. Хусаинов А.Т. Методика оперативного прогнозирования показателей нефтедобычи средствами программного комплекса с аналитическим модулем искусственных нейронных сетей // Научно-технический журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – Том 11, № 3. – С. 44-51.

ЗАРЕЗКА БОКОВЫХ СТВОЛОВ КАК МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

К.В. Шешукова, А.А. Хайруллин

Тюменский ИУ, Тюмень, Россия

E-mail авторов: ksyusha_sheshukova@mail.ru

В статье приводится анализ эффективности зарезки боковых стволов. Применение данной технологии показано на примере бездействующей скважины Ямбургского месторождения.

Ключевые слова: боковые стволы, МИД, МУН.

Зарезка боковых стволов из аварийных, высокообводнённых и низкодебитных скважин с различной траекторией по пласту является одним из наиболее перспективных методов интенсификации добычи углеводородов и увеличения нефтеотдачи (газоотдачи) пластов из зон, недоступных другими методами повышения нефтеотдачи (газоотдачи) [2].

При рациональном использовании технологии бурения БС основную часть простаивающих скважин можно ввести в эксплуатацию и таким образом увеличить коэффициент охвата и ввести в разработку ранее недренируемые, застойные зоны пласта, тем самым увеличить срок службы ранее нерентабельных скважин [1].

С целью повышения эффективности извлечения запасов газа бурением боковых стволов на Ямбургском месторождении рекомендуется скважина-кандидат 9262 на Харвутинской площади [3].

Скважина 9262 пробурена в 2007 г. на Харвутинской площади, с целью эксплуатации сеноманской газовой залежи. Ствол скважины субгоризонтальный. Альтитуда скважины 54,05 м. Пробуренный забой 1535 м (а.о. минус 1201,3 м). Кондуктор 245 мм спущен на глубину 550 м. Цемент поднят до устья. Эксплуатационная колонна 168 мм спущена на глубину 1357 м. Устье скважины оборудовано колонной головкой ОКК1 – 140-168х245 К1 ХЛ (Воронежский механический завод) и фонтанной арматурой АФ6-100х14 К1 ХЛ (Воронежский механический завод). Цементный мост установлен на глубине 1373 м. В скважине установлен фильтр диаметром 114 мм. Работы по освоению скважины 9262 начались 15.02.2007 г. и закончились 20.03.2007 г. Текущий забой в скважине отбит на глубине 1265 м от 21.08.2009. Скважина введена в эксплуатацию в ноябре 2007 г. со средним дебитом 477 тыс. м³/сут. Через год работы средний дебит скважины снизился до 200 тыс. м³/сут. В сентябре 2009 г. скважина отключена по причине низкого дебита. В настоящее время скважина числится как бездействующая. Накопленный отбор газа из пласта скважиной по состоянию на 01.07.2013 г. составил 169,628 млн.м³. При проведении ГДИ (от 20.09.2009) получены параметры: $P_{\text{зр}}=9,10$ МПа,

$Q=126,4$ тыс. м³/сут на диафрагме 8,7 мм; $P_{зтр}=9,00$ МПа, $Q=192,1$ тыс. м³/сут на диафрагме 10,85 мм; $P_{зтр}=8,98$ МПа, $Q=250,3$ тыс. м³/сут на диафрагме 12,64 мм; $P_{зтр}=8,90$ МПа, $Q=343,8$ тыс. м³/сут на диафрагме 15,0 мм. Пластовое давление на момент исследования $P_{пл}=10,64$ МПа. В январе 2007 г. по скважине проведены промыслово-геофизические исследования. По результатам ГИС работающими в скважине являются коллекторы пониженного качества при существующих рабочих депрессиях. В целом скважиной вскрыто 5,1 м эффективной газонасыщенной толщины. Средняя пористость коллекторов 26,6%, газонасыщенность 56,6%, проницаемость $20,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Начальные геологические запасы газа, подсчитанные на трехмерной геологической модели сеноманской залежи в зоне радиуса дренирования скважин куста 926, составили 6,06 млрд.м³. Таким образом, в скважине 9262 рекомендуется провести бурение бокового ствола с горизонтальным окончанием в западном направлении. Длина ствола по пласту 300 м с отходом 300 м от устья.

На рис. 1 представлены разрезы по параметру газонасыщенности и пористости.

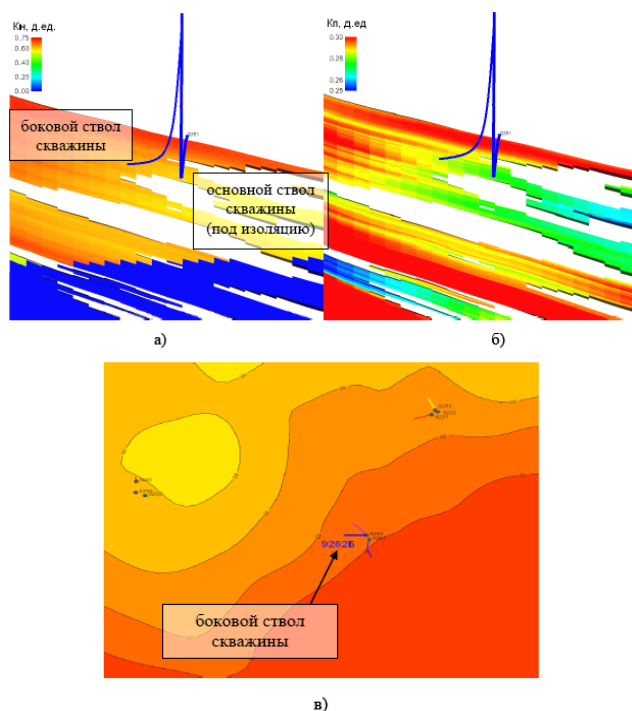


Рис. 1. Геологические разрезы в районе скважины 9262: а) по газонасыщенности; б) по пористости; в) схема расположения бокового ствола в плане на карте плотности начальных запасов газа.

Боковой ствол предлагается провести по наиболее газонасыщенной зоне с повышенными ФЕС коллекторов в пределах верхней пачки пласта ПК₁. Эффективная газонасыщенная толщина данной продуктивной пачки составляет 14 м и характеризуется пористостью до 30% и газонасыщенностью до 65%.

Закключение. Зарезка боковых стволов позволяет вернуть в разработку скважины, которые по ряду геолого-технических условий не могли быть задействованы при выполнении обычных операций. Благодаря этой технологии в разработку введены ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы углеводородов, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Литература:

1. Легаев Я.В., Халимов М.А. Профили боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием и выбор траектории бурения для снижения затрат при строительстве боковых стволов // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 3. – С. 35-40.
2. Плотноков А.А., Курбанов Я.М. Анализ строительства боковых стволов в добывающих скважинах на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 2. – С. 2-6.
3. Технологический проект разработки Ямбургского НГКМ (сеноманские отложения): отчет о НИР (заключительный) / ТюменНИИГипрогаз; Руководитель А.Н. Лапердин. - Договор 323/2011. – Тюмень, 2013.

ЭКОНОМИКА

ПРОЦЕСС ГЛОБАЛИЗАЦИИ И ОСОБЕННОСТИ ЕЕ РАЗВИТИЯ В МИРОВОЙ ЭКОНОМИКЕ

Т.А. Краснова, В.И. Макаров

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Глобализация экономики является закономерностью мирового развития. Процесс глобализации выражается в ускорении перемещения капиталов, опережающем росте международной торговли по сравнению с ростом национальных экономик, возникновением работающих на постоянной основе мировых финансовых рынков. Обзор научной литературы показал, что взгляды на истоки и характерные черты глобализации являются дискуссионными.

В частности, Д.И. Касимова определяет глобализацию мировой экономики как процесс формирования, организации, функционирования и развития совершенно новой всемирной системы на основе углубления взаимосвязей и взаимозависимостей во всех сферах международных отношений [1]. В.И. Якунин дает понятие следующим образом. Глобализация – процесс, идущий с ранних стадий развития цивилизаций. Обмен продуктами культуры (навыками и техническими средствами, растениями и животными) создал человечество. Процесс глобализации как тип процесса, затрагивающего все человечество и создающего единое коммуникационное пространство, зародился задолго до формирования современной цивилизации Запада. При этом, первой в истории глобализационной волной он считает неолитическую революцию. Возникнув однажды в некоем

локальном этническом очаге, производящий тип хозяйствования (земледелие и скотоводство) распространился по всему миру. По его мнению, по глобализационному типу осуществлялся также переход от каменного века к веку меди и железа [2].

Т. Левитт в одном из своих трудов описывал глобализацию как слияние рынков отдельных продуктов, производимых крупными многонациональными корпорациями. Н.Е. Тарасова выделила, что определяющими понятиями глобализации являются взаимосвязь и взаимозависимость участников этого процесса. Взаимосвязь подразумевает сближение, переплетение, сращивание отдельных элементов, образование общей сферы деятельности и интересов субъектов [3].

Наиболее систематизированным представляется формулировка Ю.Д. Гришнинева, заключающаяся в том, что глобализация представляет собой процесс всемирной экономической, политической и культурной интеграции и унификации. Основным следствием чего является мировое разделение труда, миграция в масштабах всей планеты капитала, рабочей силы, производственных ресурсов, стандартизация законодательства, экономических и технологических процессов, а также сближение и слияние культур разных стран. Это объективный процесс, который носит системный характер, то есть охватывает все сферы жизни общества. В результате глобализации мир становится более связанным и более зависимым от всех его субъектов. Глобализация непосредственно влияет на управление внешнеэкономической деятельностью на межгосударственном, государственном, региональном уровнях, а также отдельно взятого предприятия, фирмы [4].

Надо отметить, что при этом глобализация экономики является сложным и неоднозначным процессом. Выгоды и риски процесса глобализации мировой экономики можно выразить следующим образом.

К выгодам и положительным сторонам можно отнести [5]:

- облегчение хозяйственного взаимодействия между государствами, создание условий для доступа стран к передовым достижениям науки и техники, обеспечение экономии ресурсов;
- усиление международной конкуренции, позволяющей углубить специализацию стран и международное разделение труда;
- повышение производительности труда вследствие рационализации производства на глобальном уровне и распространения передовой технологии.

Риски и негативные последствия сводятся к следующим:

- растущее неравенство, когда получаемые выгоды и возможности концентрируются в относительно небольшом числе стран и неравномерно распределяются в самих этих странах;

– риск утраты целостности национальных культур и экономического суверенитета государств;

– возможная региональная или глобальная нестабильность из-за взаимозависимости национальных экономик на мировом уровне.

Таким образом, глобализация – очень важный процесс, влияющий на мировую экономику и жизнь всех стран, требующий дальнейшего теоретического осмысления для наиболее эффективной реализации положительных аспектов и ограничений проявления рисков и негативных последствий для стран.

Литература:

1. Касимова Д.И. Социально-экономическое содержание процесса глобализации национальной экономики // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 12-6. – С. 1224-1228.
2. Якунин В.И. Глобализация и капитализм // *Альманах «Развитие и экономика»*. – 2015. – № 13, июль. – С. 6.
3. Тарасова Н.Е. Сущность и особенности глобализации на современном этапе развития экономики // *Молодой ученый*. – 2013. – № 10. – С. 398-400.
4. Гришнинева Ю.Д. Глобализация как основная тенденция развития мировой экономики. Стратегии включения стран в систему мирохозяйственных связей в условиях глобализации // *Современные научные исследования и инновации*. – 2011. – № 3
5. Понарина Н.Н., Хлыстова А.Г. Глобализация и социальные противоречия // *Научно-методический электронный журнал «Концепт»*. – 2015. – Том 14. – С. 1-5. – URL: <http://e-koncept.ru/2015/95132.htm>

ЗНАЧЕНИЕ ЭКСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТА

Т.А. Краснова, О.А. Бутова

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Россия занимает шестое место по запасам нефти, что говорит о прочности занимаемой позиции среди крупнейших стран, обладающих запасами нефти. Экспорт нефти и нефтепродуктов является важным фактором экономической стабильности. Он позволяет развиваться национальной экономике, решать проблемы совершенствования материально-технической базы, повышать эффективность и надежность энергообеспечения РФ.

На рисунке показана динамика доходов федерального бюджета России.

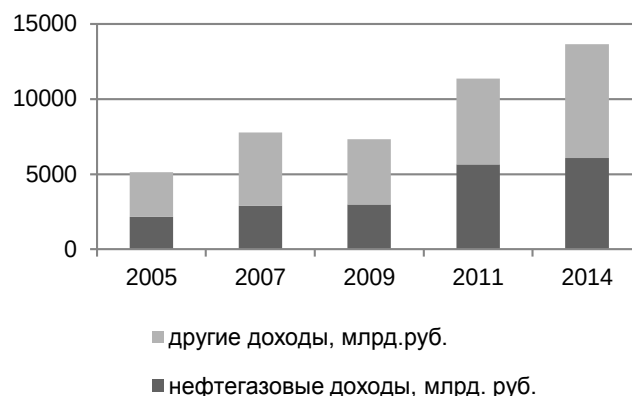


Рис. 1. Динамика доходов федерального бюджета.

Видно, что доходы от нефтегазовой деятельности составляют около половины всех доходов и продолжают расти с каждым годом [2]. Наибольшую долю в структуре экспорта России (70,5%) занимают минеральные продукты, преимущественно углеводородное сырье и продукты нефтепереработки. В связи с этим именно нефтяной сектор играет важную роль при формировании доходов торгового баланса и государственного бюджета РФ. Экспортные пошлины в России – важнейший источник доходов федерального бюджета. В 2014 г. поступления пошлин составили 3710,3 млрд. руб. Это 17,8% доходов консолидированного бюджета и 6,8% ВВП. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты в 2014 г. составили 88% от общего поступления пошлин (нефть 63%, нефтепродукты 25%, природный газ 10%, прочие товары 2%) [2].

В 2014 г. было обеспечено 45% доходов федерального бюджета и 54% российского экспорта, был достигнут исторический максимум уровня добычи нефти – 526,7 млн. т., из них 290,7 млн. т было направлено на переработку [3].

Нефтеперерабатывающая промышленность – это одна из крупных отраслей российской топливной промышленности, наибольшую долю производимой продукции их нефти занимают дизельное топливо и мазут, так как глубина переработки на предприятиях России невысока. В 2014 г. удельный вес экспорта нефтепродуктов в экспорте нефти и нефтепродуктов составил 42,3%. [2]. Это связано не только с увеличением объема экспорта, а также с сокращением внутреннего потребления нефти, так как частично нефтепродукты были заменены природным газом. Экспортируемый мазут, который стоит намного дешевле, чем сырая нефть, используется в Европе в качестве сырья для получения светлых нефтепродуктов на основе применения технологий более глубокой переработки нефти [3, 4].

Таким образом, можно судить о большой зависимости доходной части бюджета Российской Федерации от экспорта газа, нефти и нефтепродуктов, а также доминировании фискальной функции экспортного тарифа.

Литература:

1. Бобылев Ю.Н. Развитие нефтяного сектора в России // Вопросы экономики. – 2015. – № 6. – С. 45-62.
2. Российский статистический ежегодник / Росстат. – М., 2014. – 354 с.
3. Кожухова О.С. Нефтегазовый комплекс России: состояние и перспективы развития // Вопросы экономики и права. – 2011. – № 7. – С. 174.
4. Краснова Т.Л., Краснова М.И. Совершенствование тарифного регулирования экспорта нефтепродуктов // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием 1-2 ноября 2012. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – С. 124-129.

ИТ-ТЕХНОЛОГИИ, МАТЕМАТИКА

ВЛИЯНИЕ МАРШРУТИЗАЦИИ НА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В СЕНСОРНЫХ СЕТЯХ

Ф.А. Казаков, Е.А. Колотовкин, М.Ф. Казаков

Сибирский ФУ, г. Красноярск, Россия

E-mail авторов: fkazakov@sfu-kras.ru

Сенсорные сети предполагают использование большого количества узлов, поэтому эффективная и надежная реализация такой большой, динамичной и сложной сетевой среды является алгоритмически и технологически сложной задачей. Из-за таких особенностей сенсорных сетей, как: огромное количество узлов, жесткие условия потребления энергии, ограничения вычислительных мощностей и памяти, плотное размещение узлов, частые отказы узлов имеется множество возможностей проектирования, анализа и реализации сети, которые по своему существу отличаются от других типов сетей. Так, сенсорная сеть отличается от одноранговой сети по ряду следующих характеристик:

- число узлов в сенсорной сети чрезвычайно велико по сравнению с другими типами сетей;
- сенсорные сети склонны к ошибкам;
- высокая динамичность сети и постоянно изменяемая топология;
- высокая плотность узлов в развернутых сенсорных сетях;
- серьезные ограничения в области энергопотребления, вычислительной мощности и памяти.

Из-за указанных выше характеристик сенсорных сетей, используемые протоколы и алгоритмы должны быть эффективными, учитывая характеристики сети, а, следовательно, должны обладать следующими свойствами:

Масштабируемость. Протоколы, используемые для сенсорных сетей должны поддерживать высокую степень масштабируемости, так они должны эффективно работать в очень больших сетях, состоящих из огромного числа узлов.

Эффективность. Из-за жестких ограничений по энергопотреблению узлами сети, а также из-за быстрых изменений внутри сети протоколы для сенсорных сетей должны быть особенно эффективными в этих областях.

Отказоустойчивость. При большом количестве узлов сети, многие из узлов постоянно или временно выходят из строя. Причинами для отказа служат: физическое повреждение во время развертывания или во время операции, постоянное (или временное) прекращение работы в случае переутомления узла или в случае энергосбережения сети [1].

Одним из самых жестких ограничений сенсорных устройств является их ограниченная энергия снабжение, то разработке эффективных протоколов маршрутизации для беспроводных сенсорных сетей с минимальной потребляемой энергией является одной из наиболее важных задач [2].

Протоколы маршрутизации можно классифицировать на: прямые, иерархические, основанные на местоположении, и гибридные.

Прямые протоколы маршрутизации можно разбить на активный и проактивный тип. Так, в прямых протоколах активного типа узел начинает процесс поиска маршрута только когда есть информация, подлежащая передаче. Преимущество этой стратегии заключается в том, что маршруты могут быть адаптированы к среде, которая может постоянно изменяться (из-за постоянного внедрения и удаления узлов сети). Каждый узел может один раз обновлять свою таблицу маршрутизации, когда это происходит изменение топологии, а затем, определяет новые маршруты. Однако такой способ подразумевает постоянное перерасчет во время передачи данных, что увеличивает латентность и энергопотребление сети. Примерами таких протоколов являются протоколы DSR и AODV.

Прямые протоколы маршрутизации проактивного типа при изменении топологии сети последовательно обновляют информацию о маршрутизации путем передачи данных от каждого узла ко всем остальным узлам сети. Использование такого типа протоколов рекомендуется только для определенных типов приложений потому, что значительная часть пропускной способности сети исключительно расходуется на ведение таблиц маршрутизации сетевых узлов. Примерами таких протоколов являются протоколы OLSR и DSDV.

Обычно когда сенсорная сеть растет сверх определенного предела, то плоские протоколы маршрутизации становятся неэффективными из-за накладных расходов при передаче и обработки данных. Способ решения этой проблемы заключается в использовании протоколов иерархического типа маршрутизации. Иерархическая маршрутизация основана на идее компоновки узлов в группы по определенным характеристикам. Таким образом, размер таблицы маршрутизации сокращается за счет использования части сети под группу, а не полной сети. Это экономит много ресурсов при обновлении таблицы маршрутизации, увеличивая скорость обновления данных. Наиболее распространенный способ реализации такого алгоритма – это группировки узлов по физическому их расположению, недалеко друг от друга. Каждый узел в таком кластере имеет лидера, который самостоятельно взаимодействует с другими узлами кластера. Протоколы CGSR и LEACH являются примерами традиционной иерархической маршрутизации.

Протоколы маршрутизации на основе географического местоположения используют информацию о положении узлов, чтобы лучший маршрут передачи данных. Положение узла в сети определяется при помощи GPS. Такие протоколы могут быть, как простого, так и иерархического типа, благодаря встраиваемости устройств геолокации. Протоколы на основе определения местоположения редко используются в WSN из-за аппаратных дополнений, и, особенно, дополнительного потребления энергии каждым узлом. Примерами протоколов, основанных на местоположении являются GEAR и GPSR-TPC.

Гибридные протоколы маршрутизации могут объединить характеристики плоских и иерархических протоколов, используя при необходимости методы геолокации. Эти протоколы были разработаны для повышения масштабируемости сети. Близкие узлы работают вместе, формируя кластеры, уменьшая, таким образом, перегрузку сети от обнаружения маршрута. Поиск оптимального маршрута осуществляется с помощью техники активного протокола между соседними узлами и с помощью техники проактивного протокола при определении маршрута между удаленными узлами сети. Примерами гибридных протоколов являются DDR и ZRP. Гибридный тип протоколов маршрутизации наиболее популярен, например ZRP используется в протоколе связи ZIGBEE.

В статье были рассмотрены основные виды алгоритмов маршрутизации в сенсорных сетях и протоколы, работающие на этих алгоритмах. Полученный обзор можно использовать для выбора нужного протокола при проектировании WSN сети. Хочется отметить, что новые возможности для применения WSN сетей ужесточают требования к сенсорным сетям. В том числе и к маршрутизации сети, поэтому появление новых, более эффективных алгоритмов маршрутизации является делом времени.

Литература:

1. Algorithms and Protocols for Wireless Sensor Networks, edited by Azzedine Boukerche, Ottawa, Canada, 2009.
2. Zhukov A., Blanco J.M., Ipatov M., Zhukova V. Fast magnetization switching in thin wires: Magnetoelastic and defects contributions // Sensor Letters. – 2013. – № 11 (1).

ПРИМЕНЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ К МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Д.А. Тырышкин, С.Е. Молоков

Сибирский ФУ, г. Красноярск, Россия

E-mail авторов: daemonzx@bk.ru

В современном мире развитие мировой экономики тесно связано с возрастанием потребления энергии – электрической и тепловой, основным ис-

точником которой является природное органическое топливо. Непрерывный рост цен на традиционные энергоносители (нефть, природный газ, уголь), вследствие усиливающегося энергетического кризиса способствовал интенсификации работ в использовании альтернативных источников энергии, ведь цены на не возобновляемые источники энергии растут, а их запасы уменьшаются.

Возможно, сегодня эта проблема не слишком касается нашей страны, ведь по расчётам специалистов, запасов ископаемых ресурсов хватит еще на несколько десятилетий, но нерационально оставлять без внимания получение энергии из альтернативных источников, в том числе из биомассы. Но уже сейчас существуют, появляются, и продолжают появляться перспективные варианты биотоплива – топлива из растительного или животного сырья, из продуктов жизнедеятельности организмов или органических промышленных отходов.

Например, пеллетные топливные гранулы – это цилиндрические спрессованные опилки от лесопиления и деревообработки, отходы производства сельского хозяйства (солома, шелуха, кукуруза и др.), торфа, древесного угля. Процесс формирования пеллет происходит под давлением около 300 атмосфер, без каких-либо добавок и клея. Размеры пеллет в среднем от 10 до 30 мм в длину и от 6 до 10 мм в диаметре. При схожем показателе тепловыделения, при сжигании пеллет в атмосферу выбрасывается столько же углекислого газа, сколько образовалось при естественном разложении древесины [4].

Существует также растущая проблема нанесения экологического ущерба. На сегодняшний день большинство используемых котельных устарели, изношены, и работают неэффективно. Используется дорогие и экологически опасные виды топлива – мазут, уголь, дизельное топливо. В этой связи вста-

ет задача модернизации оборудования котельной при переводе ее на альтернативное топливо.

Ручные расчёты и мануальная работа инженеров занимает очень много времени и рискует обратиться некоторым количеством ошибок в расчетах. Таким образом, особенно на этапе проектирования целесообразно максимально автоматизировать расчеты, что приведёт к сокращению затрат времени, удешевлению комплекса трудоемких работ и повышению его эффективности. Применение информационных технологий для решения такого рода задач позволит существенно расширить возможности специалистов в этой области. Вследствие чего было принято решение разработать прототип программного обеспечения для автоматизации расчетов по оценке эффективности модернизации котельной при переводе ее на альтернативное топливо.

Прототип информационной системы разработан на языке программирования C# и базируется на основе Windows Presentation Foundation - унифицированной модели программирования для создания современных бизнес-приложений Windows для настольных систем [1], в качестве базы данных используется Microsoft SQL Server 2016 Express.

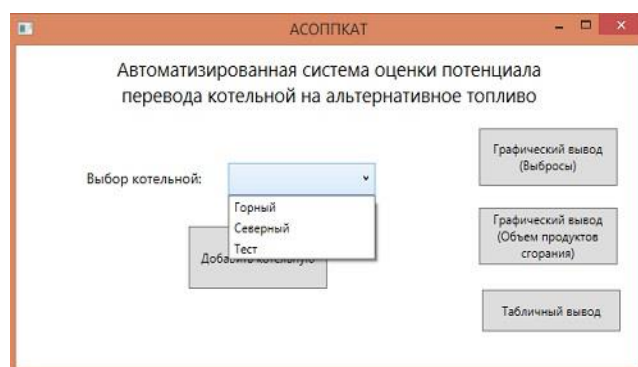


Рис. 1. Главное окно программы.

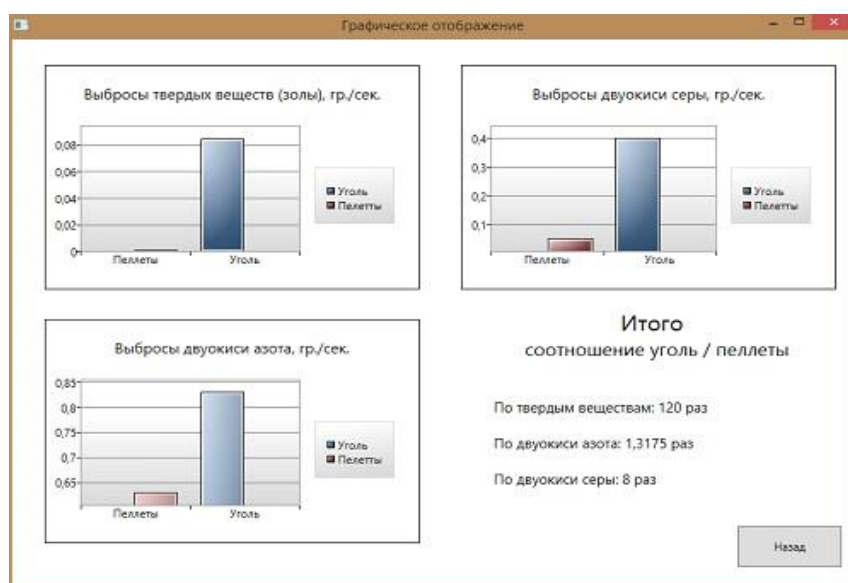


Рис. 2. Интерпретация инженерных расчетов о количестве выбросов.

Система состоит из двух ключевых модулей – модуля справочника котельных, и модуля интерпретации отображения информации. Необходимые для работы системы данные задаются в справочнике котельных, где необходимо ввести технические характеристики котлоагрегатов, а также состав используемых видов топлива. Данные загружаются в соответствующие таблицы базы данных. Информация отображается в виде двух типов графического отображения и одного типа табличного вывода. После выбора котельной и необходимого вида вывода информации, происходит расчет показателей.

На рис. 2 представлены результаты инженерных расчётов в виде графического отображения по выбросам [2].

Режим графического отображения реализуется путем вывода сравнительных диаграмм двух типов – количества выбросов в граммах на секунду по трем ключевым параметрам: масса твердых веществ (зола), двуокиси азота, двуокиси серы, значения которых отображаются в граммах на секунду, а также суммарного объема продуктов сгорания – полного и удельного, значения в данном случае отображены в кубометрах на килограмм [3].

Также в правом нижнем углу доступно отображение итогового соотношения численных параметров при использовании угля к одноименным параметрам при использовании пеллет.

Данная информационная система позволит автоматизировать процесс обработки и интерпретации инженерных расчётов, производить анализ эффективности перевода котельной на альтернативное топливо с сокращением временных затрат, строить наглядные графики по выбросам и удельному объему продуктов сгорания, получать сравнительные таблицы. Что в целом способствует формированию общего заключения об эффективности модернизации. Прототип способен работать с различными параметрами котлоагрегатов и различными видами топлива, что позволяет расширять сферы его использования.

Литература:

1. Введение в WPF для Visual Studio 2015 [Электронный ресурс] URL: [https://msdn.microsoft.com/ru-ru/library/aa970268\(v=vs.110\).aspx](https://msdn.microsoft.com/ru-ru/library/aa970268(v=vs.110).aspx) (дата обращения: 01.12.2016).
2. Молоков С.Е., Истягина Е.Б. Использование альтернативного топлива для котельной малой мощности // Современное состояние науки и техники: сб.ст. междунар. науч.-практ. конф. (Сочи. 04-09 февраля 2016 г.). – Сочи, 2016. – С. 111-114.
3. Молоков С.Е., Тырышкин Д.А. Информационные технологии в оценке эффективности использования альтернативного топлива // Молодой ученый. – 2016. – № 23. – С. 81-84.
4. Пеллеты – энциклопедия teplowiki [Электронный ресурс] URL: <http://ru.teplowiki.org/wiki/Пеллеты> (дата обращения: 10.11.2016).

МАТЕМАТИКА ВОКРУГ НАС

Д.А. Васильева, Т.С. Челобитчикова, Т.А. Павлова

Орловский ГАУ им. Н.В. Парахина, г. Орёл, Россия

E-mail авторов: das.v97@mail.ru

Мир вокруг нас полон математических объектов – чисел, функций, геометрических фигур. Нет на Земле человека, который обходился бы без математики. Каждый из нас обязан ей за то, что она развивает в нас логику, силу воли, целеустремленность, внимание, память, воображение, находчивость, смекалку, умение анализировать, умение четко излагать мысли, юмор и творчество.

В жизни вы не встретите ни одного человека, который не занимался бы математикой. Каждый из нас умеет считать, знает таблицу умножения, умеет строить геометрические фигуры. С этими фигурами мы часто встречаемся в окружающей жизни. С раннего детства в общении и играх с ребенком родители, сами того не подозревая, обучают его математике.

Математика включает в себя не только изучение цифр и арифметику, но и пространственное мышление, логику, определение размера и формы предмета. Например, кто-то думает, что различные замысловатые линии и поверхности можно встретить только в книгах учёных математиков. Однако это не так. Стоит внимательно присмотреться, и мы сразу обнаружим вокруг нас всевозможные геометрические фигуры. Оказывается, их очень много, просто раньше мы их не замечали. Вот комната. Все её стены, пол и потолок являются прямоугольниками, а сама комната – параллелепипед. Плитки паркета – квадраты, прямоугольники или правильные шестиугольники. Мебель в комнате, тоже комбинация геометрических тел. Стол – плоский параллелепипед, лежащий на двух других параллелепипедах – тумбочках, в которых есть ящики. На столе лампа с абажуром в форме усечённого конуса. Можно продолжать и продолжать.

Золотое сечение пронизывает всю историю искусства: пирамиды Хеопса, знаменитый греческий храм Парфенон, большинство греческих скульптур памятников, непревзойденная Джоконда Леонарда да Винчи, картины Рафаэля, Шишкина, этюды Шопена, музыка Бетховена, Чайковского, стихи Пушкина.

Золотое сечение – это такое пропорциональное деление отрезка на неравные части, при котором весь отрезок так относится к большей части, как сама большая часть относится к меньшей; или другими словами, меньший отрезок так относится к большему, как больший ко всему.

В эпоху Возрождения золотое сечение было очень популярно среди художников, скульпторов и архитекторов. В большинстве живописных пейза-

жей линия горизонта делит полотно по высоте в отношении золотой пропорции, а при выборе размеров картин старались, чтобы отношение ширины к высоте тоже равнялось золотой пропорции.

Доказано, что во многих своих произведениях Леонардо да Винчи использовал пропорции золотого сечения, в частности, в своей всемирно известной «Джоконде». Портрет Моны Лизы привлекает тем, что композиция рисунка построена на «золотых треугольниках» (точнее на треугольниках, являющихся кусками правильного звездчатого пятиугольника).

С историей золотого сечения связано имя итальянского математика Леонардо Фибоначчи. Ряд чисел 0, 1, 1, 2, 3, 5, 8, 13, 21, 34, 55 и т.д. известен как ряд Фибоначчи. Каждый член последовательности, начиная с третьего, равен сумме двух предыдущих, а отношение смежных чисел ряда приближается к отношению золотого деления.

Все исследователи золотого деления в растительном и в животном мире, искусстве, неизменно приходили к ряду Фибоначчи как арифметическому выражению закона золотого деления.

Тесная связь математики и архитектуры известна давно. Иоганн Кеплер говорил, что геометрия владеет двумя сокровищами: теоремой Пифагора и "Золотым сечением".

Ярким примером «золотого сечения» в архитектуре является один из красивейших произведений древнегреческой архитектуры Парфенон. Отношение высоты здания к его длине равно 0,618. Парфенон представляет собой классический древнегреческий храм – прямоугольное здание, обрамлённое колоннадой. Согласно стандартам древнегреческой архитектуры, число колонн бокового фасада на 1 единицу больше удвоенного числа колонн на торцевой стороне здания (применительно к Парфенону – 8 и 17). Важным этапом развития архитектурных конструкций явилась каркасная система. Ярким примером таких сооружений являются известные башни: телебашня в Шаболовке и Эйфелева башня в Париже (прародительница современного архитектурного стиля «Хай Тек»). Телебашня на Шаболовке состоит из нескольких поставленных друг на друга частей однополостных гиперболоидов.

В заключение хотелось бы отметить, что стать в этой жизни успешным человеком нельзя без знания математики. Будущее в наших руках!

Литература:

1. Электронный ресурс <https://ru.wikipedia.org/wiki>
2. Левитин К. Геометрическая рапсодия. – М.: Знание, 2010. – 176 с.
3. Реутерсвард О. Невозможные фигуры. – М.: Стройиздат, 2007. – 206 с.

ПЕДАГОГИКА

РАЗВИТИЕ КОМПЕТЕНТНОСТИ КОМАНДНОГО СТИЛЯ РАБОТЫ У СТУДЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА

*В.В. Грызунов, И.В. Грызунова,
С.С. Акбулатов, К.И. Коновалов*

Санкт-Петербургский ГУ, г. Санкт-Петербург, Россия

Е-mail авторов: bajnnemech2@yandex.ru

Требования к будущему специалисту направлены преимущественно на реализацию личностно-ориентированной парадигмы, которая, с одной стороны, выдвигает способность обучаемого быть субъектом своего профессионального развития [1, 2], а, с другой – формирует компетенции командного стиля работы [3, 4]. От будущих специалистов требуется высокий уровень активности, самостоятельности, коммуникативности [5], гибкости, нестандартности мышления, умения работать в коллективе и приспосабливаться к быстро меняющимся условиям работы [6]. С целью формирования коллективного стиля работы разработан протокол создания учебного фильма на основе анализа практик процесса создания фильмов студентами в рамках освоения дисциплин Массачусетского Технологического Института, Лондонского университета, Университета в Дели. Для студентов 3 курса, адаптированных к будущей профессиональной деятельности, задания носили дифференцированный характер. На подготовительном этапе формировались команды из 5 человек случайным образом. В основу гипотезы исследования легло положение о том, что ведущим фактором в выборе копинг-стратегий, определяющих результативность работы субъектов образовательной среды, является уровень тревожности. Для оценки выбора стратегий совладающего поведения использовали опросник «Индикатор стратегий преодоления стресса» по Д. Амирхану [7], а уровень личностной и реактивной тревожности определяли по методике Ч.Д. Спилбергера, адаптированной Ю.Л. Ханиным. Всего было обследовано 74 студента 3 курса технического вуза, адаптированных к будущей профессиональной деятельности.

Особый интерес представляла группа высокотренированных студентов, использовавших стратегию избегания. Прежде всего, интересовало, произошли ли изменения в выборе копинг-стратегий, когда студенту при выполнении задания необходимо активно использовать не только внешние ресурсы обучения, но и внутренние ресурсы постоянно находясь в условиях неопределенности, ограниченности во времени, групповым давлением.

Полученные значения у высокотренированных девушек после проведения эксперимента показали,

что результаты по стратегии поиска социальной поддержки увеличились с 21,69 балла до 23,74 балла, а применение стратегии избегания снизилось на 1,5 балла. Таким образом, у девушек с высоким уровнем тревожности отмечается четкое превалирование в выборе копинг-стратегий – стратегии поиска социальной поддержки.

Анализ значений копинг-стратегий у высокотренированных юношей показал увеличение значений показателей по стратегиям разрешения проблем и поиска социальной поддержки, а также уменьшения значения по стратегии избегания в пределах 2,5 балла.

На основании полученных данных после проведения эксперимента в группах высокотренированных студентов можно сделать следующие выводы:

1. Девушки с высоким уровнем тревожности стали в большей степени использовать стратегию поиска социальной поддержки, ориентируясь на взаимодействие с членами коллектива, преподавателями и другими специалистами. Данное взаимодействие позволило разрешить ситуацию и добиться успеха путем получения эмоциональной поддержки, совета, внимания.

2. Юноши с высоким уровнем тревожности в большей степени стали выбирать адаптивные копинг-стратегии. Выбор стратегии разрешения проблем позволял юношам отстаивать собственные интересы, справляясь с тревогой в проблемной ситуации. Выбор стратегии поиска социальной поддержки позволял студенту, получая поддержку, ориентироваться в дальнейших действиях.

Литература:

1. Грызун В.В. Надежность – интегративная характеристика живой системы // Научные исследования и инновационная деятельность. – СПбГПУ, 2008. – С. 147-152.
2. Грызун В.В., Грызунова И.В., Гришина А.М., Козлов Г.В. Тревожность как детерминанта уязвимости поведенческого паттерна у субъектов образовательной среды и пути формирования активных копинг-стратегий // Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Инновации в здоровье нации». – СПб, 2015. – С. 30-33.
3. Козлов В.Н., Грызун В.В., Грызунова И.В. Математические модели и надежность как базовое свойство саморегулирующейся модели // Высокие интеллектуальные технологии и инновации в национально-исследовательских университетах. – СПб. – 2013. – Том 4. – С. 68-73.
4. Грызунова И.В., Ляшок Р.В., Гребнева К.С., Рябинин Д.В. Зависимость стратегии совладающего поведения при преодолении учебных трудностей студентами высших профессиональных учебных заведений от уровня тревожности // Актуальные проблемы патофизиологии. – 2014. – С. 35-36.
5. Рябинин Д.В., Грызунова И.В. Стратегия поведения в условиях преодоления трудностей при стресс-индуцируемых состояниях у студентов // Фундаментальная наука и клиническая медицина – человек и его здоровье. – СПб, 2014. – С. 379-380.
6. Сирота Н.А., Ялтонский В.М. Сравнительное исследование особенностей копинг-поведения учителей средних школ, студентов ВУЗов и школьников // Обзорение психиатрии и медицинской психологии им. В.М. Бехтерева. – 1996. – № 2. – С.193-194.
7. Amirkhan J.H. A Factor Analytically Derived Measure of Coping: The Coping Strategy Indicator // J. of Personality and Social Psychology. – 1990. – Vol. 5, № 59. – P. 1066-1074.

ОСОБЕННОСТИ ЯЗЫКА ИНТЕРНЕТ-ОБЩЕНИЯ

А.А. Гусаров

Московский ПГУ, г. Москва, Россия

E-mail автора: mr.alguss@gmail.com

Современное общество живет в эпоху информационных технологий, которые неразрывно связаны с компьютерной техникой. Интернет сегодня – это огромный источник информации, который знало когда-либо человечество. Высокая скорость передачи информации, возможность оставаться анонимными, доступность и безопасность позволяют людям использовать его не только как инструмент познания, но и для общения. По мнению Т.Ю. Виноградовой «сегодня по сути дела возникла новая форма языкового взаимодействия – письменная разговорная речь. Русский язык существует в Интернете в основном в письменном варианте, но в условиях интерактивной сетевой коммуникации темп речи приближен к устной её разновидности».

Рассмотрим особенности современного языка Интернет-общения:

– эмоциональный дефицит. Использование «смайликов» (от англ. "smile" – "улыбка"), которые, как правило, придают эмоциональную окраску тексту «капс» (от англ. "Caps Lock" – написания слова заглавными буквами), обозначающий повышение голоса и изменение интонации автора;

– усилительные слова. Короткие слова, используемые для усиления эмоции, разной в каждом контекстном варианте. Например «бу», «ня», «мяф», такие слова можно сравнить с междометиями, используемыми в устной речи;

– использование звездочек «*». Применяются в нескольких случаях: для выражения эмоции смайлом, которого нет среди представленных в чате, например «*.*» – восторг; для усиления эмоциональной окраски диалога, описания своих чувств в этот момент, например: «Я так рад, что знаком с таким человеком, как ты! *гордицо*»; для исправления ошибки. Принято после ошибочно написанного слова отправлять его повторно, написанное корректно, со звездочкой, например, после отправления слова «ghbdt» далее в чат последует «привет*»;

– сокращение слов. Один из критериев Интернет-общения – скорость набора текста, быстрота ответа. Поэтому длинные слова перестали пользоваться спросом. Чаще всего используются сокращения, передающие смысл слов. Например «сейчас» – «щас», «сегодня» – «сегодня», «сентя», «Интернет» – «инет».

– неологизмы. В Интернет – общении распространено создание авторских неологизмов, которые являются идентификатором конкретного человека. Например «ржунимагу», «аймоладца!». Именно благодаря постоянному пополнению неологизмами язык развивается и не становится «мертвым».

Многие языковеды утверждают, что в связи с становлением Интернета как средства передачи информации и расширения круга общения человечество постепенно утрачивает навык полноценного общения, язык заполняется смайликами, акронимами и аббревиатурами, что несомненно ведет к деградации литературного языка. Но есть и другая точка зрения. Английский профессор лингвистики Д. Кристал утверждает, что язык не деградирует, а переходит на новый уровень, по мере того как человечество вступает в новую эру коммуникаций. «Гибельные пророчества появлялись каждый раз, когда новая технология изменяла язык», – говорил он на ежегодном собрании Американской Академии. Лингвисты должны «кликовать», наблюдая, как Интернет дает людям возможность «креативным образом исследовать всю мощь письменной речи». Бытует мнение, что Интернет-общение привело к снижению уровня грамотности письменной речи современной молодежи. На самом деле Интернет вскрыл истинное положение с грамотностью письменной речи, владением литературным языком.

Безусловно, сегодня Интернет – язык это жаргон, имеющий право на существование. Создавая свои слова, искажая уже существующие, придавая экспрессивные значения старым словам, люди заявляют о своей принадлежности к определенной группе, подчеркивают свое стремление выделиться, что абсолютно естественно, стремятся приблизить письменную речь к устной. Несомненно, что при этом люди должны владеть нормами языка. Неправильные формы при употреблении всегда должны оставаться как бы «в ковычках».

Литература:

1. Виноградова Т.Ю. Специфика общения в Интернете // Русская и сопоставительная филология: лингвокультурологический аспект. – Казань. – 2004. – С. 63–67.
2. Гумбольдт В. Язык и философия культуры. – М., 1985.
3. Ализар А. Лингвисты исследуют интернет-общение // [Электронный ресурс] <http://www.webplanet.ru/news/internet/2005/2/24/chatter.html>

ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПРЕПОДАВАТЕЛЕЙ ВУЗА КАК СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Т.Н. Иванова

Санкт-Петербургский ПУ Петра Великого,
г. Санкт-Петербург, Россия

Е-mail автора: ivanova-tatjana@mail.ru

Одной из ведущих концепций образования в настоящее время является концепция обучения человека в течение всей жизни. Она получила название «непрерывное образование». Идея непрерывного образования не является новой. Ее истоки можно найти в работах древних философов – Сократа, Аристотеля, Платона. Великий немецкий мыслитель И.В.

Гете считал необходимым «приступать к учебе каждые пять лет, если не хотим отстать от жизни».

Впервые разработка теоретических основ непрерывного образования была осуществлена в XX веке и представлена как педагогическая концепция в 1965 г. П. Ленграндом на конференции ЮНЕСКО. С середины 1970-х гг. идея непрерывного образования становится основным принципом образовательных реформ во многих странах.

Непрерывное образование – это процесс роста образовательного (общего и профессионального) потенциала личности в течение жизни, организационно обеспеченный системой государственных и общественных институтов и соответствующий потребностям личности и общества [4]. В качестве главной цели непрерывного образования рассматривается пожизненное развитие творческого и профессионального потенциала личности.

Развитие концепции непрерывного образования было связано с дискуссией относительно разных трактовок этого понятия: непрерывное образование как образование на протяжении всей жизни (с учетом институализированных и неинституализированных форм); непрерывное образование как образование взрослых (акцентирует внимание на предыдущем образовании, специфике запросов взрослых, а также технологии обучения взрослых); непрерывное образование как непрерывное профессиональное образование (подчеркивает функциональную специфику знаний и необходимость непрерывного обновления знаний и навыков) [2].

В XXI веке концепция непрерывного образования приобрела ключевое значение в связи с ускорением научно-технического прогресса, развитием новых технологий, внедрением новых методов и средств решения профессиональных задач. По оценкам экспертов, в ближайшие 10 лет около 80% используемых сегодня технологий устареет, при этом четыре пятых работников будут иметь образование, полученное более 10 лет назад [4]. Требование непрерывного обновления знаний, умений и навыков на современном этапе становится необходимостью и влечет за собой изменения в содержании образования.

В связи с быстрым обновлением содержания образования возникает необходимость в получении новых знаний преподавателями вузов и развитии их профессиональных компетенций. Таким образом, процесс повышения квалификации преподавателей должен, в соответствии с требованиями времени, иметь непрерывный характер.

В системе непрерывного педагогического образования система повышения квалификации рассматривается как вид дополнительного профессионального образования, направленного на обновление и углубление полученных ранее профессиональных знаний, совершенствование деловых качеств работников, удовлетворение их образователь-

ных потребностей, связанных с их профессиональной деятельностью [3].

Система повышения квалификации существует в России уже более ста лет. В 1864 г. в системе Главного управления военных учебных заведений Министерства обороны в Санкт-Петербурге был открыт Педагогический музей, главной задачей которого являлась переподготовка преподавателей, которые наряду с военным образованием получали специальную педагогическую подготовку. Особенности исторического развития российской системы повышения квалификации и опыт ее работы описаны в исследованиях В. А. Андреевой, Э. М. Никитина, А. П. Ситник, П. В. Худоминского и др.

На современном этапе главным принципом, лежащим в основе функционирования и развития системы повышения квалификации преподавателей, является принцип соответствия системы тем изменениям, которые происходят в науке, технике, технологиях и, соответственно, в профессионально-педагогической деятельности преподавателя.

Задачей системы повышения квалификации преподавателей является формирование необходимых профессиональных компетенций и квалификаций преподавателей, и, как следствие, приобретение ими новых профессиональных возможностей, повышение их трудовой мобильности [1].

Важная роль в повышении квалификации преподавателей вуза принадлежит изучению иностранного языка. Владение иностранным языком является одной из составляющих профессиональной компетентности преподавателя. Актуальным является практическое владение иностранным языком не только как языком международного общения, но и как средством профессионально-личностного развития специалиста. Профессионально - педагогическая деятельность преподавателя связана с изучением научной литературы на иностранном языке, участием в международных конференциях, программах академической мобильности, работой с иностранными студентами (например, чтение курса лекций на иностранном языке). Все эти виды деятельности требуют определенного уровня сформированности иноязычной коммуникативной компетентности. Кроме того, для успешного осуществления профессиональной деятельности преподавателю необходимо наличие специальных навыков, составляющих основу методологической компетенции и позволяющих вести преподавание на иностранном языке.

Таким образом, изменения, происходящие в мире науки и техники, в общественной жизни и возрастающие требования к личностно - профессиональному развитию преподавателя вуза определили необходимость совершенствования, как самого процесса повышения квалификации, так и содержания программ повышения квалификации. В основу содержания программ должна быть положена идея интеграции различных областей знания, входящих в

поле профессиональной деятельности преподавателя ВУЗа. Процесс повышения квалификации должен носить непрерывный характер.

Литература:

1. Концепция развития непрерывного образования взрослых в Российской Федерации на период до 2025 года // [Электронный ресурс] www.dpo-edu.ru
2. Непрерывное образование в политическом и экономическом контекстах / Отв. ред. Г.А. Ключарев. – М.: ИС РАН, 2008.
3. Российская педагогическая энциклопедия: в 2 т. – М.: Научное изд-во «Большая Российская Энциклопедия», 1999. – Т. 2.
4. Справка по вопросу «О проекте концепции непрерывного образования» к заседанию коллегии Минобрнауки России 22 февраля 2011 года / [Электронный ресурс] mon.gov.ru

ТЕМАТИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ПСИХОЛОГО-ПЕДАГОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ДЕТЕЙ "СКАЗАНИЯ ОБ ИСТОРИИ РОДНОГО КРАЯ"

А.И. Мунтеану

Владимирский ГУ им. А.Г. и Н.Г. Столетовых, г. Владимир, Россия

Е-mail автора: 79045926609@mail.ru

Актуальность проблемы в целом обусловлена тенденцией возрастания интереса к роли культуры в развитии человечества. Траектория развития общества сегодня непосредственно связывается с культурным наследием [1]. В документах и решениях ЮНЕСКО подчеркивается важность сосуществования культурного наследия и общества как единого целого [2].

Проблема сохранности и преемственности в развитии культурно-исторического наследия, применение потенциала для формирования личности в детском возрасте и на последующих этапах онтогенеза является одной из самых актуальных на сегодняшний день, что подтверждается основами Законодательства Российской Федерации о культуре, законом «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» и политикой в сфере образования РФ.

Цель программы: Содействовать формированию и развитию гармоничной личности воспитанника ДОУ через создание условий для укрепления его социального, физического и психического здоровья.

Задачи программы:

1. Активизация развития познавательной сферы личности ребенка через знакомство с культурно-историческим наследием родного края.
2. Формирование психологического благополучия ребенка на основе развития детского творчества.
3. Гармонизация личностного развития детей через формирование и развитие механизмов социальной адаптации.

4. Создание условий для укрепления физического здоровья воспитанников ДОУ.

Принципы программы психолого-педагогического сопровождения:

1) принцип «нормативности» развития на основе учета возрастно-психологических и индивидуальных особенностей ребенка;

2) принцип учета зоны ближайшего развития ребенка;

3) принцип системности коррекционных, профилактических развивающих задач;

4) принцип приоритетности каузального типа психолого-педагогического сопровождения;

5) деятельностный принцип психолого-педагогического сопровождения;

6) принцип комплексности методов психологического воздействия;

Методы психолого-педагогического сопровождения детей: беседа, наблюдение, составление психологического анамнеза, арт-терапия (коллажирование, флористический коллаж, пальцеграфия, ладонная живопись, мариане, штриховка, каракули, рисунок на стекле, лепка, рисование на мокром листе), сказкотерапия (Сказание о земле Киржачской), игротерапия (сюжетно-ролевые игры и игры-драматизации, подвижные игры с правилами, игровые упражнения под музыку).

Этапы психолого-педагогического сопровождения.

Этап планирования. Планирование целей, задач, тактики проведения психолого-педагогической работы на основании прицельного психологического обследования ребенка и психологического заключения об особенностях его развития.

Организационный этап. Организация условий осуществления психолого-педагогического сопровождения детей.

Этап реализации психолого-педагогического сопровождения. Реализация программы психолого-педагогического сопровождения.

Оценка эффективности программы психолого-педагогического сопровождения воспитанников.

Программа рассчитана на один учебный год.

Структура программы.

1 блок. Диагностический: анкетирование, тестирование, наблюдение, опрос.

2 блок. Информационный: знакомство и культурно-историческим наследием родного края (знакомство со сказаниями в соответствии с тематическим планом).

3 блок. Психологические занятия по гармонизации личности детей через формирование и развитие у них механизмов социальной адаптации.

4 блок. Занятия по формированию и развитию потребности в позитивном внимании, ощущении успешности. Проведение занятий по стабилизации эмоционального состояния ребенка на основе креативного подхода.

5 блок. Лечебно-оздоровительные мероприятия и спортивно-оздоровительные мероприятия.

6 блок. Организация досуга (культурно - массовые и творческие конкурсы, детские туристические маршруты).

Прогнозирование ожидаемых результатов.

Основным результатом реализации тематической программы предполагается психическое развитие дошкольника в образовательном дошкольном учреждении, диагностируемое через знания дошкольника о культурно-историческом наследии родного города; социальное, физическое и психическое здоровье ребенка; повышение уровня интеллектуального развития и общей осведомленности о культурных памятниках и исторических достопримечательностях на территории города; формирование механизмов социальной адаптации и его психологическое благополучие.

Литература:

1. Психология и культура / Под общей редакцией Дэвида Мацумото. – СПб.: Питер, 2003. – 717 с.
2. Стефаненко Т.Г. Этнопсихология. – М.: Аспект Пресс, 2004. – 367 с.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ

Е.И. Спирина, Т.А. Прищепина

Томский ГПУ, г. Томск, Россия

E-mail авторов: sp.ei@yandex.ru

Технологии электронного обучения достаточно широко применяются во многих образовательных учреждениях Российской Федерации на протяжении долгого времени, но только в сентябре 2013 года был введен в действие Федеральный Закон РФ «Об образовании», который законодательно регламентировал, что «организации, осуществляющие образовательную деятельность, вправе применять электронное обучение, дистанционные образовательные технологии при реализации образовательных программ» [6].

Согласно статье 16, «под электронным обучением понимается организация образовательной деятельности с применением содержащейся в базах данных и используемой при реализации образовательных программ информации и обеспечивающих ее обработку информационных технологий, технических средств, а также информационно-телекоммуникационных сетей, обеспечивающих передачу по линиям связи указанной информации, взаимодействие обучающихся и педагогических работников. Под дистанционными образовательными технологиями понимаются образовательные технологии, реализуемые в основном с применением информационно-телекоммуникационных сетей при опосредованном взаимодействии обучающихся

и педагогических работников» [6]. Таким образом, были введены в оборот термины «электронное обучение» и «дистанционные образовательные технологии».

Основной принцип электронного обучения – обучение в удобном месте и в удобное время – прослеживается в следующей формулировке: «при реализации образовательных программ с применением электронного обучения, дистанционных образовательных технологий местом осуществления образовательной деятельности является место нахождения образовательного учреждения или его филиала независимо от мест нахождения обучающихся». Также в Законе говорится о том, что «при реализации образовательных программ с применением исключительно электронного обучения, дистанционных образовательных технологий в образовательном учреждении должны быть созданы условия для функционирования электронной информационно-образовательной среды, включающей в себя электронные информационные ресурсы, совокупность информационных технологий, телекоммуникационных технологий, соответствующих технологических средств и обеспечивающей освоение обучающимися образовательных программ в полном объеме независимо от их мест нахождения», иными словами, речь здесь идет о том, что существует необходимость в создании электронной образовательной среды для реализации основных форм дистанционного учебного процесса.

Несмотря на широкое и успешное применение дистанционного обучения во всем мире, на сегодняшний день существуют различные взгляды на место и роль такого обучения в системе образования.

Доктор педагогических наук, профессор Е.С. Полат определяет дистанционное обучение как «процесс обучения, в котором учитель и ученик (или учащиеся) географически разделены и потому опираются на электронные средства и печатные пособия для организации учебного процесса» [2], выделяя такой компонент как печатные пособия, необходимые для организации дистанционного обучения.

Если обратиться к определению дистанционного обучения А.А. Андреева, то можно заметить, что для него важной характеристикой дистанционного обучения является «не только интерактивное взаимодействие между обучающимися и обучающим, но и между самими обучающимися» [1].

Профессор А.В. Зубов отмечает, что дистанционное обучение «основывается на принципе самостоятельного получения знаний» [3], выделяя, таким образом, в качестве основной характеристики дистанционного обучения процесс самообразования.

По мнению украинского учёного П.В. Стефаненко, специфика дистанционного обучения заключается в средствах информационных технологий и средствах массовой коммуникации (факс, радио, телевидение, в том числе кабельное, а также аудио-, теле- и видеоконференции, средства мультимедиа и гипермедиа, компьютерные телекоммуникации) [5].

Из определения российского учёного А.В. Хуторского мы видим, что образовательный процесс при дистанционном обучении сопровождается «созданием образовательной продукции» [2].

Среди особенностей дистанционного обучения, предложенных Тони О'Деллом, можно выделить «обучение в комфортной обстановке», «индивидуальные сроки и темп обучения», а также «экономия денежных средств».

Для учёного университета Западного Онтарио, Вана Зеинга, главным принципом обучения по дистанционной форме является самодисциплина. Учёный отмечает, что «для дистанционного обучения необходима самодисциплина, а его результат напрямую зависит от самостоятельности и сознательности учащегося».

Если обратиться к труду американского аналитика и теоретика дистанционного обучения Р. Кларка, можно заметить, что специфика дистанционного обучения заключается в применяемых дистанционных технологиях, однако он отмечает, что такие технологии являются лишь средством передачи изучаемого материала и не влияют на эффективность дистанционного обучения [4].

Проанализировав различные точки зрения на дистанционное обучение, можно сделать вывод, что ученые по-разному определяют дистанционное обучение, подчеркивая в своих трудах ту или иную особенность дистанционного обучения. Взаимосвязь рассмотренных выше определений дистанционного обучения очевидна, однако дистанционное обучение многоаспектно и, действительно, рассматривается учеными с разных сторон.

Литература:

1. Андреев А.А., Солдаткин В.И. Дистанционное обучение: сущность, технология, организация. – М.: Изд-во МЭСИ, 1999.
2. Беспалько В.П. Педагогика и прогрессивные технологии. – М.: Изд-во ИРПО, 1995.
3. Зубов А.В., Зубова И.И. Информационные технологии в лингвистике: учеб. пособие для студ. лингв. фактов высш. учеб. заведений. – М.: Академия, 2004.
4. Назаренко А. Л., Роусон-Джонс К., Аношкина Ж. Г. Дистанционное образование и преподавание иностранных языков (опыт факультета иностранных языков МГУ) // Вестник Московского университета: Изд-во Московского университета. Серия 19 лингвистика и межкультурная коммуникация. – 2004. – № 1.
5. Стефаненко П.В. Дистанционная система обучения в высшей школе / Монография. Донецк: ДонНТУ, 2002. 1 ФЗ № 273-ФЗ от 21.12.2012 «Об образовании в Российской Федерации».
6. ФЗ № 273-ФЗ от 21.12.2012 «Об образовании в Российской Федерации».

ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЕТЕНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ СОДЕРЖАНИЯ ПРОГРАММ ПО ХУДОЖЕСТВЕННОЙ ОБРАБОТКЕ МЕТАЛЛА

Г.А. Шинкарева

Московский ПГУ, г. Москва, Россия

E-mail автора: shinkareva.gala@yandex.ru

В соответствии с принятыми сегодня в сфере высшего профессионального образования стандартами, студенты должны не только знать уметь и владеть определенным объемом знаний и специфическими приемами, но иметь и определенный опыт, связанный с ответственностью и самостоятельной деятельностью. Именно это в сочетании со способностью делать выводы и принимать решения на их основе и есть компетенции, усвоение которых и определяет качество образования. Разные исследователи по разному определяют и классифицируют данное понятие, в своей классификации компетенции нередко могут пересекаться между собой, но, но наиболее употребим базовый перечень компетенций принятый на симпозиуме в Берне в 1996. Так же достаточно часто используется классификация И.А. Зиминной, за признак деления в которой взяты категории деятельности.

При написании программ бакалавриата педагогу требуется приложить больше усилий и принести в программу подготовки больший объем информации, чем для идентичной по названию программы специалитета. Это связано с прибавлением в требования к освоению дисциплины компетенций, а также некоторым сокращением часов самой программы, и переходом аудиторной работы, в самостоятельную. Для полного выполнения требований стандарта и лучшего формирования компетенций, содержание программ должно быть насыщенным и тщательно продуманным. Согласно стандарту и учебному плану таких направлений подготовки как «Декоративно - прикладное искусство и народные промыслы», «Изобразительное искусство и Дополнительное образование», «Изобразительное искусство», преподаваемых в ФГБОУ ВО МПГУ в программы включаются компетенции связанные с профессионально – прикладной, профессиональной, общепрофессиональной и общекультурной деятельностью в целом, что тоже осложняет написание программ. Выбор содержания, которое бы соответствовало прописанным в стандарте компетенциям для некоторых дисциплин не вызывает сложностей, так как традиционно сложившиеся содержание может сразу обеспечить формирование нужных компетенций, при этом, наполненность содержания программы такова, что даже при замене компетенций в стандарте оно остается практически неизменным. Зачастую этим свойством обладают дисциплины входящие в базовый цикл. Дисциплины ва-

риативного цикла (обязательные) и дисциплины по выбору требуют больше чуткости при выборе содержания и заданий. Так же следует отметить, что дисциплины связанные с теорией гораздо более мобильны при изменениях компетенций, чем курсы, связанные с практикой. И если в формировании содержания практических дисциплин, читаемых на кафедре ДПИ, практически отсутствуют трудности связанные с выполнением профессионально – прикладных и профессиональных компетенций, что обуславливается тем, что работа с любым художественным материалом декоративно – прикладного искусства практически полностью их обеспечивает, вне зависимости от выбранной техники, технологии и выбранного материала, то с общепрофессиональными и общекультурными компетенциями возникают некоторые сложности. Для их устранения необходимо как можно тщательнее подходить к выбору и проработанности содержания дисциплин, и тех заданий, которые должны выполнять студенты в аудитории и самостоятельно. При выборе заданий, нужно ориентироваться не только на технологию обработки материала, но и на его пластические свойства, которые тоже нужно использовать.

Если в программах специалитета читаемых на кафедре ДПИ основное внимание уделялось технологиям художественной обработки металла, и в рамках курсов подробно рассматривались около 15 видов художественной обработки металла, с последующим выполнением 2-5 изделий. При этом одно изделие могло сочетать в себе несколько техник художественной обработки металла, в том числе и его декорирования, по свободному выбору студента. С введением бакалавриата количество изучаемых подробно техник сократили до пяти (металлопластика, скань, пропиленной металл, эмаль,ковка). В настоящее время мы изучаем не только техники художественной обработки как таковые (технологии), но и возможности самого металла, как художественного материала. Для этого мы составили ряд заданий, в которых происходит сочетание вида выпускаемого проката (проволока, прутки, лист, тавр) и техники по его обработке наиболее полно раскрывающей его возможности. Кроме того техники художественной обработки металла мы разделили на те, с помощью которых можно создать объемно – пространственные объекты (изделия), и те которые используются только для их декорирования. После подбора у нас получилась система заданий, изучение которых дает знания умения навыки по обращению с металлом как с художественным материалом, используемым для создания плоскостных, объемных и объемно – пространственных изделий. Первое задание направленно на изучение свойств текстуры и фактуры металла, второе на работу с проволокой и линией в плоскости, третье на проволоку и линию в трехмерном пространстве, остальные задания связаны с листовым металлом

(рельеф – металлопластика, объемное изделие в технике выплотка / дифовка и объемно – пространственное – изделие из жести). Так же как подтверждено экспериментально, данная система заданий способствуют формированию у учащихся пространственных представлений.

Именно подобный подход тщательного отбора заданий и помогает выполнить требования стандарта и сформировать у студентов нужные для использования в их дальнейшей педагогической, художественной и других видах деятельности компетенции.

Литература:

1. Бермус А.Г. Проблемы и перспективы реализации компетентностного подхода в образовании // На сайте: <http://journal/2005/0910-12.htm>.
2. Болотов В.А., Сериков В.В. Компетентностная модель: от идеи к образовательной программе // Педагогика. – 2003. – № 10.
3. Иванов Д.А., Митрофанов К.Г., Соколова О.В. Компетентностный подход в образовании. Проблемы, понятия, инструментарий. Учебно – методическое пособие. – М.: 2005.

ПСИХОЛОГИЯ

ЭМПИРИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПСИХОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЛИЦ, ПЕРЕНЕСШИХ ОСТРОЕ НАРУШЕНИЕ МОЗГОВОГО КРОВООБРАЩЕНИЯ

О.А. Барсукова

Владимирский ГУ им А.Г и Н.Г. Столетовых, г. Владимир

E-mail автора: o.a.barsukova@ya.ru

Острое нарушение мозгового кровообращения – под этим термином объединяют все виды острого нарушения мозгового кровообращения, которые сопровождаются преходящей или стойкой неврологической симптоматикой. Провоцировать нарушения мозгового кровообращения могут стрессовые ситуации [2].

Острые нарушения мозгового кровообращения (ОНМК) представляют собой тяжелое осложнение патологии сердечно-сосудистой системы, в ряде случаев приводящее к летальному исходу. Социальные последствия инсульта тяжелы: 70–80% больных становятся инвалидами, причем 20-30% из них нуждаются в постоянном постороннем уходе. В зависимости от тяжести перенесенного инсульта наблюдаются разной степени выраженности изменения всех сфер психики человека [1].

Цель исследования: выявить психологические особенности больных, перенесших острые нарушения мозгового кровообращения.

Результаты исследования личностных особенностей по опроснику 16 PF Р.Кеттелла в контрольной группе во многом совпали с результатами экспериментальной группы. Испытуемые избирательны в общении и предпочитают устанавливать доверительные отношения с людьми, которые

близки им по интересам, с кем поддерживает давние отношения. Они понимают проблемы других людей, а вот собственные предпочитают хранить в тайне и находить решение самостоятельно. В повседневной жизни прислушиваются к мнению группы, уважают его так же, как и свое.

Испытуемые из обеих групп стремятся находить позитивное в жизни. Однако полностью отключиться от неприятностей и от повседневных проблем у них не всегда получается.

В отличие от людей, перенесших ОНМК, здоровые испытуемые имеют средние показатели по шкале М. Это говорит о том, что они практичны, тщательны и предпочитают упорядоченную работу. Представители контрольной группы стараются избегать неопределенности и напряженных ситуаций, предпочитают консерватизм в мышлении.

Также, контрольная группа имеет более высокие показатели по шкалам В, G, Н. Испытуемые более интеллектуально развиты, независимы, доминантны. На них можно положиться в проблемных вопросах, так как они степенны, сознательны и обязательны. Все эти качества могут быть обусловлены видом профессиональной деятельности испытуемых (учителя).

Таким образом, у больных, перенесших ОНМК, выявляются следующие личностные особенности: эмоциональная нестабильность, тревожность, депрессивность, обеспокоенность. Контрольная группа характеризуется более высоким уровнем интеллектуального развития, абстрактностью мышления, уравновешенностью, независимостью и ответственностью.

С целью изучения степени независимости, самостоятельности и активности человека в достижении своих целей, применялась методика УСК Дж. Роттера. Больные, перенесшие инсульт, показывают высокий уровень интернальности в области достижений. Они считают, что всего хорошего что было и есть в их жизни, они добились сами; все успехи, достижения, реализованные цели – только их заслуга. При этом отмечаются низкие показатели в интернальности неудач, т.е. инсультники склонны приписывать ответственность за неприятности и страдания, возникающие в их жизни другим людям или обстоятельствам.

Исследуя контрольную группу, самый высокий результат мы получили по шкале интернальности в области межличностных отношений. Это говорит о том, что человек считает себя способным контролировать свои формальные и неформальные отношения с другими людьми. По шкалам общей интернальности, интернальности в области производственных отношений и в отношении здоровья и болезни результаты контрольной группы близки к результатам экспериментальной, и имеют низкие показатели. Испытуемые не видят связи между своими действиями и событиями, которые с ними про-

исходят, не считают себя способными контролировать их ход.

Таким образом, у больных, перенесших ОНМК отмечаются высокие показатели в интернальности достижений, семейных отношениях и низкие в сферах неудач, производственных отношений, здоровья и болезни. В контрольной группе только интернальность в области межличностных отношений имеет высокий уровень, остальные показатели по шкалам говорят об интернальных типах контроля.

Беседа с медицинским персоналом позволила выявить некоторые эмоциональные особенности больных с диагнозом ОНМК. Врачебный персонал клиники говорит о том, что больные, имеющие острое нарушение мозгового кровообращения, характеризуются повышенной эмоциональностью. Они легко начинают волноваться, склонны беспокоиться, легко сдают свои позиции. В случае сложных ситуаций – начинают раздражаться, склонны вступать в ссоры, подвергаются действию фрустрационных факторов, легко расстраиваются. У больных, перенесших инсульт, отмечается: беспокойный сон, беспричинные страхи, обида на других, то есть имеют многочисленные трудности в приспособлении к жизни. Наше наблюдение и беседа с пациентами подтверждает наблюдения медицинского персонала.

Литература:

1. Косырев В.Н. Клиническая психология. – Тамбов: Изд-во ТГУ им. Г. Р. Державина, 2003. – 451 с. ISBN 5-89016-114-8
2. Трошин В.Д., Густов А.В. Острые нарушения мозгового кровообращения. – Нижний Новгород: Изд-во НГМА, 2000. – 437 с. ISBN 5-7032-0327-9

ВЛИЯНИЕ УРОВНЯ ИНТЕЛЛЕКТА НА ВЗАИМООТНОШЕНИЯ В СУПРУЖЕСКОЙ ПАРЕ

С.В. Клёнова

Владимирский ГУ им. А.Г. и Н.Г. Столетовых, г. Владимир

E-mail автора: snezhinka.klenova@gmail.com

Интеллектуальные различия между мужчинами и женщинами на протяжении многих лет является животрепещущей темой обсуждения. Данные различия изучаются по самым разным критериям и результаты весьма неоднозначны, оставляют массу вопросов.

К основным теориям межличностных отношений относятся такие теории, как: психоаналитическая теория З. Фрейда, теория обмена Дж. Хоманса и П. Блау, теория управления впечатлениями Э. Гоффмана, теория межличностных отношений В. Шутца, трансакционный анализ Э. Берна, диагностика межличностных отношений Т. Лири.

Психологические особенности взаимоотношений в молодых супружеских парах зависят от ряда самых различных факторов. Брак «функционирует» тем лучше, чем больше взаимодействие мужа и же-

ны. Но состав функций в конкретном браке может быть различным в зависимости от стадий развития семьи и конкретных условий её существования.

На сегодняшний день, интеллектуальный потенциал населения, наряду с демографическим, экономическим, сырьевым, является одним из самых важных показателей развития общества страны.

Целью исследования является выявление взаимосвязей интеллекта и особенностей межличностных отношений в супружеских парах.

Материал и методы.

Для достижения цели исследования были подобраны испытуемые: добровольно участвующие в исследовании молодые люди и девушки, состоящие в браке от 1 до 3 лет, а именно: 50 супружеских пар, среди которых 50 девушек в возрасте 19 – 22 года и 50 молодых людей в возрасте 22 – 25 лет.

Для исследования использовалась следующая батарея методик: тест «Диагностика межличностных отношений» (ДМО) Т. Лири; тест «Трансактный анализ» Э. Берна; вербальный тест интеллекта Г. Айзенка; тест структуры интеллекта Р. Амтхауэра (TSI).

В результате были получены следующие данные:

1. В супружеских парах, находящихся в браке от 1 до 3 лет, на сегодняшний день преобладают партнёрские отношения – 70% (20 – матриархальные семьи, 10% – патриархальные).

2. Основная ролевая позиция, которую занимают в супружеских парах как мужчины так и женщины – роль Взрослого-80% (20% – роль Дитя).

3. В результате вербального теста интеллекта Г. Айзенка было выявлено, что среднее значение уровня интеллекта по всему вербальному тесту у женщин выше, чем у мужчин.

4. Тест структуры интеллекта Р. Амтхауэра показал, что у женщин лучше развито чувство реальности, самостоятельность, чувство языка, индуктивное речевое мышление, способность быстро решать поставленные проблемы, конструктивные геометрические способности, конструктивность теоретических и практических способностей, а так же высокая способность к запоминанию, осмысленному воспроизведению. У мужчин, в свою очередь, выше уровень обстоятельности мышления, подвижность и непостоянство мышления, понимание отношений. Так же, у них выше способность к абстракции, образованию понятий, умственная образovanность в целом.

5. После получения результатов по методикам семейные пары были разделены на группы в зависимости от уровня интеллекта партнёров. В итоге было выявлено 4 блока: блок 1: мужчина с высоким уровнем интеллекта – женщина со средним уровнем интеллекта; блок 2: мужчина с высоким уровнем интеллекта – женщина с высоким уровнем интеллекта; блок 3: мужчина со средним уровнем интеллекта – женщина со средним уровнем интеллекта; блок 4: мужчина со средним уровнем интеллекта – женщи-

на с высоким уровнем интеллекта. В каждом из блоков получились свои значимые корреляционные связи, вот некоторые из них: «мужчины со средним уровнем интеллекта – женщины со средним уровнем интеллекта» – у мужчин данной группы шкала авторитарность коррелирует со школой общий IQ, т.е. стремление к доминированию, независимости, лидерские данные не присущи мужчинам среднего интеллекта данной выборки: чем больше общий IQ, тем ниже авторитарные способности. Шкала агрессивности имеет прямую корреляцию со шкалами «дитя» и «словесно-логическое мышление», это говорит о том, что у мужчин среднего интеллекта тем выше показатель агрессивности, чем ярче выражены черты роли «дитя» в отношениях, а именно неспособность преодолевать трудности, противостоять давлению, характерны спонтанные реакции, боязливость, чувство вины. Между шкалами подозрительность и общий IQ обратная взаимосвязь, т.е. недоверчивость, подозрительность, ревность, тем меньше присущи мужчинам, чем больше его тенденция к высокому интеллекту. Шкала общего интеллекта прямо коррелирует с пространственным обобщением и обратно коррелирует с абстрагированием. Т.е. общий интеллект влияет на способности к словесно-логическому мышлению и способности человека оперировать пространственными представлениями, при этом, наши результаты говорят о том, что общий уровень IQ затрудняет абстрагирование.

Результаты, полученные при анализе взаимосвязи интеллекта и особенностей взаимоотношений у женщин среднего интеллекта, идентичны результатам мужчин данной группы. Это единственный блок, в котором результаты у мужчин и женщин в точности повторяют друг друга. Единственное различие в корреляции между шкалами зависимости и «аналитико-синтетических способностей». Это говорит о том, что такие качества, как уважительность, благодарность, стремление доставлять радость партнёру связано с аналитическими, синтетическими способностями женщины среднего IQ, умением проанализировать ситуацию и сделать выводы.

Литература:

1. Посысов Н.Н. «Основы психологии семьи и семейного консультирования» М.: Изд-во ВЛАДОС-ПРЕСС, 2004. – 328 с.
2. Холодная М.А. Психология интеллекта: парадоксы исследования. – 2-е изд., перераб. и доп. СПб.: Питер, 2002. – 272 с.

ОСОБЕННОСТИ САМООЦЕНКИ СТУДЕНТОВ-ПСИХОЛОГОВ

А.Ю. Семёнова

Владимирский ГУ им. А.Г. и Н.Г. Столетовых, г. Владимир

E-mail автора: aleo.semyonowa2016@yandex.ru

Понятие самооценки в психологии – это способность сознания человека составлять представле-

ние о себе и своих действиях, а также судить о своих навыках, умениях, личных качествах, достоинствах и недостатках. Самооценка позволяет людям критически относиться к себе, ставить различные цели и достигать их, соизмерять свои возможности с требованиями в жизненных сферах [3].

Индивид может оценивать себя не только совокупно, но и частично. Общая самооценка отражает целостное отношение человека к самому себе, его принятие или непринятие себя. Частная самооценка тесно связана с уровнем притязаний и отражает отношение человека к результатам своей деятельности, личностным чертам и т.п. [2].

Проблеме развития самооценки посвящено множество исследований как в отечественной, так и в зарубежной психологии. В зарубежной психологии исследования самооценки связаны с именами З. Фрейда, К. Хорни, Э. Фромма, К. Левина и К. Роджерса. В отечественной психологии исследования самооценки соединены с изучением проблемы развития и самосознания, что связано с именами Б.Г. Ананьева, С.Л. Рубинштейна, Л.И. Божовича, М.С. Неймарка, Л.С. Славиной, Е.А. Серебряковой и др. [3].

Самооценка ребенка, осознание предъявляемых к нему требований появляются примерно к трем-четырем годам на основе сравнения себя с другими людьми. К среднему дошкольному возрасту у многих детей складывается умение и способность правильно оценивать себя, свои успехи, неудачи, личностные качества в учении, труде и общении. В старшем дошкольном возрасте дети придают большое значение оценкам, даваемым им взрослыми людьми. Самооценка в младшем школьном возрасте формируется, главным образом, под влиянием оценок учителя. Главная новая черта, появляющаяся в психологии подростка по сравнению с ребенком младшего школьного возраста, — это более высокий уровень самосознания. Вместе с ним возникает отчетливо выраженная потребность правильно оценивать и использовать имеющиеся возможности, формировать и развивать способности, доводя их до уровня, на котором они находятся у взрослых людей [1].

Объектом данного исследования является самооценка личности, а предмет исследования – особенности самооценки студентов-психологов.

Для исследования нами была сформирована группа испытуемых, в которую вошли студенты-психологи Владимирского Государственного университета им. А.Г. и Н.Г. Столетовых в возрасте от 17 до 22 лет. Численность выборки – 60 человек.

Методы исследования: тестовый (методика исследования самооценки Дембо-Рубинштейн (модификация Прихожан); методика «Уровень притязаний» В.К.Гербачевского); математико - статистический (для оценки достоверности различий по исследуемым признакам был применён Н - критерий Крускала – Уоллиса).

Представляется необходимым описание полученных результатов по каждой из методик.

Обратимся к результатам, полученным по методике исследования самооценки Дембо - Рубинштейн (модификация Прихожан).

По результатам методики мы видим, что различия наблюдаются по низкому уровню выраженности самооценки. У испытуемых 2 курса наблюдается увеличение числа студентов с заниженным уровнем самооценки (23,8%), что не выражено у испытуемых 1, 3 и 4 курсов. Средний уровень самооценки выявлен у испытуемых 4 курса (8,3% от выборки). Большинство студентов-психологов характеризуются высоким уровнем самооценки. У испытуемых 1 и 3 курсов – 100%; испытуемых 2 курса – 76,2%; а у испытуемых 4 курса – 91,7%. Расчет Н – критерия Крускалла - Уоллиса позволил выявить значимые различия ($H_{эмп.}=8,172$ при $p \leq 0,05$) по шкале «внешность». Таким образом, у студентов-психологов преобладает высокий уровень самооценки.

По результатам методики «Уровень притязаний» В.К. Гербачевского мы видим, что у испытуемых 1 курса наиболее выражена шкала 2 (61,5%), шкала 6 (53,8%) и шкала 15 (61,5%), а наименее выражена шкала 8 (100%), шкала 10 (69,2%) и шкала 13 (69,2%). У испытуемых 2 курса наиболее выражена шкала 2 (57,1%), шкала 6 (52,4%), шкала 12 (52,4%), шкала 15 (61,9%), а наименее выражена шкала 4 (52,4%), шкала 8 (100%) и шкала 10 (61,9%). У испытуемых 3 курса наиболее выражена шкала 14 (%), шкала 15 (%), а наименее выражена шкала 3 (57,1%), шкала 4 (64,3%), шкала 7 (57,1%), шкала 8 (100%), шкала 9 (85,7%), шкала 10 (85,7%), шкала 13 (50%). А у испытуемых 4 курса наиболее выражена шкала 2 (58,3%), шкала 6 (50%), шкала 12 (58,3%), а наименее выражена шкала 3 (50%), шкала 7 (58,3%), шкала 8 (100%), шкала 10 (83,3%) и шкала 13 (83,3%). Расчет Н - критерия Крускалла – Уоллиса позволил выявить значимые различия ($H_{эмп.}=8,462$; $p \leq 0,05$) в компоненте закономерности результатов по данной методике. Таким образом, можно увидеть, что уровень притязаний оказывает большое значение на развитие интегральной самооценки.

Итак, можно сказать, что самооценка – это отношение индивида к себе, которое складывается постепенно и приобретает привычный характер. Самооценка отражает степень развития у индивида чувства самоуважения, ощущения собственной ценности и позитивного отношения ко всему тому, что входит в сферу его «Я». Знание себя, своей самооценки и факторов, влияющих на её развитие и становление, может значительно изменить жизнь каждого человека. Осознание того, что у тебя низкая самооценка позволит научиться жить с такой особенностью, и жить эффективно.

Литература:

1. Абрамова Г.С. Возрастная психология: Учеб. пособие для студ. вузов. 4-е изд., стереотип. – М.: Академия, 1999. – 672 с.

2. Кон И.С. Открытие «Я»: Историко-психологический этюд // Новый мир. – 1977. – № 8. – С. 176-195.
3. Столин В.В. Самосознание личности. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1983. – 284 с.

МЕДИЦИНА

ОСОБЕННОСТИ УЧЕБНОЙ МОТИВАЦИИ У СТУДЕНТОВ, ОБУЧАЮЩИХСЯ НА ФАКУЛЬТЕТЕ МЕДИКО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКОГО ДЕЛА С ПЕРВОГО ПО ШЕСТОЙ КУРС

А.И. Блюм, В.А. Ряднова

Курский ГМУ, г. Курск, Россия

E-mail авторов: frau.blum2013@eandex.ru

Эффективность учебного процесса непосредственно связана с тем, насколько высока мотивация, и высок стимул овладения будущей профессией [4]. Учебная мотивация как ведущий фактор в профессиональном становлении личности специалиста будет напрямую зависеть от характера образовательного процесса, ведущего вида деятельности будущего специалиста, условий становления личности профессионала, характеристики внешних и внутренних мотивов. В случае медицинского образования огромная роль в формировании учебной мотивации принадлежит профилирующему медицинским кафедрам, которые непосредственно осуществляют профессиональную социализацию [1]. Процесс формирования структуры учебной мотивации начинается с первых дней обучения в ВУЗе и происходит под влиянием профессиональной социализации, а эффективность обучения в каждом конкретном случае в большей степени зависит от структуры и силы мотивации [3]. На основании анализа научной литературы можно заключить, что учебная мотивация – это соотношение целей, которые студент стремится достичь, и внутренней активности его личности [2].

Проблема нашего исследования: как изменяются особенности учебной мотивации в зависимости от срока обучения.

Целью нашего исследования выступает изучение особенностей учебной мотивации у студентов с первого по шестой курс факультета медико-профилактического дела.

Материал и методы: для оценки учебной мотивации была использована методика Т.И. Ильиной «Мотивация обучения в ВУЗе» и опросник «Самомотивация обучения» (Райана Р. и Коннелла Дж.).

В исследовании приняли участие студенты с первого по шестой курс факультета медико-профилактического дела, которые были поделены на группы: 1-2 курс в количестве 30 студентов, 3-4 курс в количестве 30 студентов, 5-6 курс в количестве 30 студентов. Необходимость деления на три группы

была вызвана протеканием процессов, обусловленных адаптацией к новым учебным условиям и виду деятельности (1-2 курс), кризисом середины обучения (3-4 курс), завершением обучения и становлением профессиональной идентичности (5-6 курс).

Результаты и обсуждение: по результатам проведенного исследования можно констатировать, что мотивация студентов 1-2 курс характеризуется стремлением к приобретению знаний ($p\text{-level}=0,0004$) и получению диплома ($p\text{-level}=0,0002$). При этом важно отметить, что ориентированность на получение диплома вызвана формальным усвоением знаний, а также характеризуется поиском обходных путей облегчающих процесс обучения. По нашему мнению это связано с тем, что присутствует также внешняя мотивация, проявляющаяся в интегративной регуляции деятельности ($p\text{-level}=0,000$) и все это сопряжено с процессом адаптации личности к новой ситуации развития, вызванной поступлением в ВУЗ.

Учебная мотивация студентов 3-4 курсов характеризуется направленностью на приобретение знаний ($p\text{-level}=0,000$) и овладения профессией ($p\text{-level}=0,003$) в сочетании с идентифицируемой регуляцией деятельности ($p\text{-level}=0,001$). Студентов отличает созданная модель ценностей и смыслов выбранных самостоятельно не под давлением окружающих.

Учебная мотивация студентов 5-6 курсов направлена на овладение профессией ($p\text{-level}=0,005$), ее отличает стремление овладеть профессиональными знаниями и сформировать профессионально важные качества. Наряду с этим присутствует направленность учебной мотивации на получение диплома при доминировании интроективной регуляции ($p\text{-level}=0,0004$), связанной со стремлением сохранения самоуважения и чувства собственного достоинства. На наш взгляд это отражает специфику процессов происходящих в период окончания обучения, обусловленных становлением самостоятельной позиции при овладении профессией специалистом медико-профилактического дела.

Таким образом, процесс формирования учебной мотивации начинается с первых дней обучения в ВУЗе, а эффективность обучения в каждом конкретном случае в большей степени зависит от стремления овладеть профессиональными знаниями. Становление личности профессионала зависит от особенностей внутренней и внешней мотивации. Наибольшую продуктивность учебного процесса в связи с направленностью мотивации на получение знаний и овладения профессией можно наблюдать на 3-4 году обучения. Кризис профессионального обучения, способствует формированию образа будущего результата деятельности, и повышает ценность получаемых знаний.

Литература:

1. Жизневская И.И., Богомазов А.Д., Дедков А.А. Актуальные вопросы воспитания студентов в медицинском ВУЗе // Между-

народный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2010. – № 11. – С. 56-57.

2. Козлова Н.В., Берестнева О.Г., Шелехов И.Л. Особенности личностного и профессионального становления студентов университета // Вестн. Томского гос. пед. ун-та. – 2009. – Вып. 9 (87). – С. 103-107.
3. Луцкова Л.Н., Русина Н.А. Исследование факторов, влияющих на учебную мотивацию студентов медицинского ВУЗа [Электронный ресурс] // Медицинская психология в России: электрон. науч. журн. – 2012. – № 1. URL: [http:// medpsy.ru](http://medpsy.ru)
4. Мормужева Н. В. Мотивация обучения студентов профессиональных учреждений // Педагогика: традиции и инновации: материалы IV междунар. науч. конф. (г. Челябинск, декабрь 2013 г.). – Челябинск: Два комсомольца, 2013. – С. 160-163.

СПЕЦИФИКА РАЗВИТИЯ АТЕРОСКЛЕРОЗА АОРТЫ, КАК ПРИЧИНЫ СЕРДЕЧНО-СОСУДИСТЫХ ЗАБОЛЕВАНИЙ

Ю.М. Иващенко

Уральский ГМУ, г. Екатеринбург, Россия

E-mail автора: ppsm2@rambler.ru

Сердечно-сосудистые заболевания являются одной из основных причин смертности во всем мире. По данным ВОЗ, каждый 13-й гражданин страдает той или иной патологией сердца или сосудов, смертность от сердечно-сосудистых заболеваний в России составляет 53% от всех летальных исходов. Одной из главных причин развития сердечно-сосудистых заболеваний является атеросклероз [1]. Известно, что атеросклероз – это хроническое заболевание артерий, при котором на внутренних стенках кровеносных сосудов откладывается холестерин. В результате происходит дегенеративные изменения в сосудах, затрудняющих поступление крови и работу сердца.

При изменении стенок аорты под влиянием атеросклероза необходимо учитывать специфику отложений атеросклеротических бляшек, кальцинатов и т.п. веществ, которые определяют особенности появления и протекания сердечно-сосудистых заболеваний. Следствием развития атеросклероза аорты, по мнению исследователей, является возникновение либо аневризмы брюшной аорты, либо стеноза аортального клапана [2, 4]. Раннее выявление изменений аорты, могут способствовать своевременной диагностике заболевания сердца и назначению соответствующего лечения.

Из многих причин развития сердечно - сосудистых заболеваний, обусловленных атеросклерозом наибольшую трудность составляет выявление дефекта стенки аорты, способствующего возникновению аневризмы брюшного отдела аорты. По данным отечественных и зарубежных авторов, основным этиологическим фактором развития аневризмы брюшной аорты в 42–73% случаев является именно атеросклероз [2].

В результате атеросклеротических отложений стенки аорты истончаются, что приводит к увеличению внешнего диаметра сосуда более чем в 2 раза

по сравнению с нормой. Любое утолщение эндотелия за счет атеросклеротических бляшек, кальцинатов и т.п. приводит к ухудшению упругости и архитектоники коллагена сосудистой стенки. В области аневризмы отмечается нарушение мышечно - эластического каркаса стенки аорты, ее истончение.

Наиболее частыми факторами риска, приводящих к развитию аневризмы брюшного отдела аорты являются такие как пожилой возраст, образ жизни, система питания, вредные привычки [2]. Наиболее часто в группу риска попадают мужчины. Сложность заключается в том, что аневризма брюшного отдела аорты, как правило, протекает бессимптомно, и выявляется случайно на профилактических осмотрах, при ультразвуковом исследовании либо при лапаротомии, производимой по другому поводу. Но всегда является абсолютным показанием к оперативному ее лечению.

Следующая причина развития сердечно - сосудистых заболеваний, связанных с атеросклеротическими отложениями и поражением створок аорты – стеноз аортального клапана, а именно сужение просвета и затруднение оттока крови из левого желудочка сердца. Распространенность аортального стеноза, по данным разных авторов, колеблется от 4 до 7% пациентов [4]. С возрастом частота выявления данного порока возрастает, составляя 15–20% у лиц старше 80 лет [4].

Отметим, что за последние 30 лет этиология аортальных клапанных пороков изменилась: снизилась распространенность постревматических поражений аортального клапана с 30 до 18%, но выявлено увеличение частоты кальцинированного аортального стеноза с 30 до 46%, особенно у лиц старше 65 лет [4]. Также существуют трудности в диагностике аортального стеноза, заключающиеся в стертости клинических симптомов и затруднениях в интерпретации результатов инструментальных исследований. Появление симптомов аортального стеноза является абсолютным показанием к проведению кардиохирургической коррекции порока.

В 2016 году в Областной клинической больнице г. Екатеринбурга было проведено ЭХО-кардиографическое обследование пациентов с измерением параметра раскрытия створок аортального клапана и дальнейшей оценке риска возникновения аортального стеноза. Исследование выявило различия по параметру раскрытия створок аортального клапана у мужчин и женщин и увеличение риска стеноза аортального клапана у женщин в исследуемой группе по сравнению с мужчинами [3].

Таким образом, проявления атеросклероза как причины сердечно-сосудистых заболеваний многообразны и зависят от специфики его проявления – скорости развития, локализации пораженного участка сосуда, степени охвата сосуда и др. Осложнением атеросклеротического поражения сосудов являются такие кардиологические заболевания, как

ишемическая болезнь сердца, гипертоническая болезнь, ишемический и геморрагический инсульт. Для адекватного воздействия на протекание болезни важна своевременная диагностика и комплексный подход к лечению данных заболеваний.

Литература:

1. Бокерия Л.А. Ситуация с сердечными заболеваниями в России улучшается. Интервью 08.02.2016. [Электронный ресурс] // Сайт РИАНовости. <https://ria.ru/interview/20160208/1370288689.html> (дата обращения 14.12.2016)
2. Джаилова Д.А., Гайдукова Н.И., Потешкина Н.Г., Хамитов Ф.Ф. Атеросклеротическая аневризма брюшной аорты: кардиальные осложнения и их профилактика в послеоперационном периоде // Лечебное дело. – 2011. – № 2. – С. 4-6.
3. Иващенко Ю.М. Анализ параметра раскрытия створок аортального клапана у пациентов разного пола и возраста // Современная медицина: актуальные вопросы, достижения и инновации: сб. статей Международной научно-практической конференции. г. Пенза 30 октября 2016. г. Пенза: МЦНС «Наука и просвещение». – 2016. – С. 8-11.
4. Карпова Н.Ю., Рашид М.А., Казакова Т.В., Шостак Н.А. Аортальный стеноз // Российский медицинский журнал. – 2014. – № 2. – С. 162.

ПСИХОСОМАТИЧЕСКИЕ ПРОЯВЛЕНИЯ СИНДРОМА КЕХРЕРА В СВЯЗИ С ВОЗРАСТНЫМИ ОСОБЕННОСТЯМИ У ЖЕНЩИН

О.В. Краля, Я.Ю. Ломова

Омский ГМУ, г. Омск, Россия

E-mail авторов: okralya@mail.ru, jmartini@mail.ru

Настоящее время характеризуется значительным количеством социальных стрессовых факторов, воздействующих на психику людей [1, 4, 6, 8, 11]. Высокие нагрузки вызывают формирование социогенных психосоматических расстройств [2, 3, 10], которые по данным многочисленных исследований [1, 5, 11, 12] имеют высокую распространенность среди пациентов первичного звена – от 30 до 57% и среди населения – от 15 до 60%. Это касается, прежде всего, заболеваний желудочно - кишечного тракта и сердечно-сосудистой системы, но сейчас все чаще можно свидетельствовать нарушения сексуальной сферы, особенно среди женщин [6, 7, 11, 12]. По данным [11, 12], до 57% женщин не получают сексуального удовлетворения, и в 1,5-9% у них отмечается формирование синдрома Керхера [4, 9, 11, 12]. Данный синдром проявляется в виде постепенного нарастания у женщин различных психосоматических расстройств [10, 11, 12].

Для выявления взаимосвязи сексуально - эротической удовлетворенности женщин с возрастными условиями и наличием психосоматических расстройств, нами были проведены исследования, в которых в качестве объекта изучения были выбраны 60 женщин в возрасте от 20 до 40 лет, условно разделенные на две группы: от 20 до 30 лет и от 30 до 40 лет. У всех женщин были выявлены психосоматические расстройства, от вегетативных проявлений до ярко выраженных заболеваний. Уровень

сексуальной удовлетворенности женщин определялся с помощью шкалы общей сексуальной удовлетворенности методики «Индекс женских сексуальных функций» (FSFI) и опросника сексуальной удовлетворенности по Л. Берг-Кросс на основе методологии исследования качества жизни, предложенной Л.И. Вассерманом и Е.А. Трифоновой.

Результаты исследований показали, что сексуальная женская формула (FSFI) в группе от 20 до 30 лет у 87% исследуемых соответствует среднестатистическому показателю сексуально здоровой женщины (27 и более баллов), у оставшихся 13% – результат незначительно снижен.

При обследовании по Л.Берг-Кросс, у 73% исследуемых в возрасте 20-30 лет сексуальные отношения "на высоте". У 27% тестируемых присутствовала некоторая неудовлетворенность своим партнером или сексом с ним.

Другая картина была среди женщин в возрасте 30-40 лет – данные FSFI у 41% исследуемых соответствуют среднестатистическому показателю сексуально здоровой женщины, и всего 19% из них имеют выраженную половую конституцию. У 23% – результат FSFI незначительно снижен, у оставшихся 36% результат FSFI значительно снижен, то есть, выраженность их неудовлетворенности сексуальными отношениями весьма значительна.

При обследовании по Л. Берг-Кросс были получены также несколько иные данные, в отличие от более молодых женщин. Так, всего у 26% исследуемых в возрасте 30-40 лет сексуальные отношения "на высоте". Подавляющее большинство, 74% исследуемых женщин отмечает неудовлетворенность сексуальными отношениями. При этом обеих группах были выявлены психосоматические симптомы, входящие в структуру синдрома Кехрера. Так, среди женщин 20-30 лет только по одному показателю были выявлены значимые цифры – повышенная раздражительность – отмечалась в 40% случаев. Но во многом сами пациентки связывали его не только с сексуальной неудовлетворенностью, но и с общим эмоциональным фоном их жизни.

В возрастной группе 30-40 лет повышенная раздражительность была выявлена более чем у половины – в 63% случаев, наряду с расстройствами стула, которые отмечались у 57% обследуемых. С частотой, близкой к половине отмечались боли внизу живота (47%) и психомоторное возбуждение (43%). Остальные симптомы проявлялись приблизительно с равной частотой, от 20 до 32%, за исключением обильного выделения белей, которые не наблюдались в возрастной группе 20-30 лет, а в группе 30-40 лет были выявлены в 10% случаев. Таким образом, у всех обратившихся девушек были выявлены проявления синдрома Кехрера, но в полной мере данный синдром был обнаружен в 2% среди обследуемых до 30 лет и в 10% у женщин во второй группе, что в целом подтверждает мировые

данные статистики, при этом мы имеем выраженную тенденцию к повышению частоты случаев психосоматических проявлений у женщин с возрастом.

Выводы: наряду с нарастанием сексуальной неудовлетворенности с возрастом среди женщин отмечается рост психосоматической симптоматики, входящей в структуру синдрома Кехрера.

Литература:

1. Вассерман Л.И., Трифонова Е.А. Методология исследования качества жизни в контексте психосоматических и соматопсихических соотношений // Обозрение психиатрии и медицинской психологии им. В.М. Бехтерева. – 2006. – Том 3, № 4. – С. 21-22.
2. Васильченко Г.С. Сексопатология: справочник. – М.: М, 1990.
3. Голод С. Сексуальная эмансипация женщин и проблема Другого // Журн. социологии и социальн. антропологии. – 1999. – № 2. – С. 105-114.
4. Сидоров П.И., Новикова И.А. Психосоматические заболевания: концепции, распространенность, качество жизни, медико-социальная помощь больным // Медицинская психология в России: электрон. науч. журн. 2010. N 1. URL: <http://medpsy.ru> (дата обращения: 24.11.2016).
5. Смулевич А.Б. Психокardiология и основные аспекты психосоматической медицины // Психиатрия и психофармакотерапия. – 2005. – Том 7, № 3.
6. Смулевич А.Б., Андриященко А.В., Романов Д.В. и др. Терапия пограничных психических расстройств (исследование эффективности и переносимости афобазола) // Психические расстройства в общей медицине. – 2006. – № 6. – С. 10-16.
7. Старович З. Судебная сексология / Пер. с польск. – М.: Юридическая литература, 1991. – 336 с.
8. Тёмкина А. К вопросу о женском удовольствии: сексуальность и идентичность // Мишель Фуко и Россия: Сб. статей. – СПб.; М.: Летний сад. – 2001. – С. 316-346.
9. Тёмкина А. Сексуальная жизнь женщины: между подчинением и свободой. – СПб.: Изд. ЕУСПб, 2008. – 376 с.
10. Шанько Г.Г. – Неврозы у детей. – Минск: Харвест, 2007.
11. McAnulty R.D., Brunette M.M. // Sex and sexuality. – 2006. – Vol. 3. – P. 289.
12. Sandler J.C., Freeman N.J. Sexual Abuse: A // Journal of Research and Treatment. – 2007. – Vol. 19, Issue: 2. – P. 73.

ОТДАЛЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ КСЕНОСКЛЕРОПЛАСТИКИ ПРИ ПРОГРЕССИРУЮЩЕЙ МИОПИИ

*Р.О. Мухамадиев, Х.М. Рахмонов,
А.А. Юсупов, А.М. Кадирова*

Самаркандский МИ, г. Самарканд, Узбекистан

Прогрессирующая близорукость является одной из основных нозологических причин первичной инвалидности по зрению [3]. Среди способов лечения, направленных на торможение прогрессирования миопии, наиболее эффективны склероукрепляющие операции, в механизме действия которых, независимо от способа и вида пластического материала, выделяют следующие факторы: механическое укрепление склеры, реваскуляризация с улучшением гемодинамики в оболочках глаза, а также тканевое биостимулирующее действие имплантата [1, 2].

Множество различных модификаций склеропластических операций также указывает на неудовлетворенность хирургов, сложность выполнения, травматичность и наличие операционных и послеоперационных осложнений.

Вышеизложенное вызвало необходимость создания нами эффективного, малотравматичного

метода лечения пациентов с прогрессирующей миопией с использованием доступных материалов, в нашем случае, из перикарда овцы [1, 2]. (Авторское свидетельство 002-02/145 РУз от 28.03.2003 и лицензия на производство ксенотрансплантата 4893 от 06.04.2005. РУз)

Цель работы: оценка эффективности ксеносклеропластики заднего полюса глаза в отдаленном периоде наблюдения.

Материал и методы. 90 пациентам (90 глаз) с прогрессирующей осложненной близорукостью различных степеней (от 3,0 до 6,0 Д – 17 глаз; от 6,0 до 9,0 Д – 32 глаза; 9,0 Д и выше – 41 глаз) проведены склеропластические операции по разработанной нами методике. Второй парный глаз (90 глаз) оставался контрольным для сравнения эффективности проводимого лечения. Возраст больных варьировал пределах 10-20 лет. На эти глаза проводились традиционные консервативные способы лечения (тренировка цилиарных мышц по Э.С. Аветисову, инъекции общеукрепляющих и витаминных средств в течение 15-20 дней).

Прогрессирующей близорукостью считали рост миопии 1,0 Д и выше в течение 1 года. Пациенты до этого годами наблюдались у окулистов, и им проводились консервативные методы лечения.

Техника операции: Производили разрез конъюнктивы и теноновой капсулы в верхне-наружном его квадранте в 8-10 мм от лимба, изогнутым шпателем в направлении к заднему полюсу глаза формировался узкий тоннель. По сформированному тоннелю в направлении заднего полюса глаза вводили ксенотрансплантат размером 10,0х20,0 мм. На конъюнктивальную рану накладывали узловый шов.

Результаты и обсуждение: динамические наблюдения за оперированными пациентами в течение двух лет показали улучшение остроты зрения от 0,02 до 0,50 в течение одного года и в следующие периоды наблюдения оставались стабильными. В 1 группе (n=17) – острота зрения до операции без коррекции $0,06 \pm 0,03^*$, с коррекцией $0,41 \pm 0,02$, после операции – без коррекции $0,12 \pm 0,01^*$, с коррекцией $0,52^* \pm 0,02$. Во 2-й группе (n=32) – острота зрения до операции без коррекции равнялась $0,06 \pm 0,00$, с коррекцией $0,33 \pm 0,02$, а после операции без коррекции $0,11 \pm 0,01^*$, с коррекцией $0,49 \pm 0,01^*$. В 3-й группе (n=41) – до операции без коррекции $0,04 \pm 0,00$, с коррекцией $0,17 \pm 0,01$, после операции без коррекции – $0,06 \pm 0,00^*$, с коррекцией $0,22 \pm 0,02^*$. В контрольной группе (n=90n) острота зрения до лечения без коррекции находилась в пределах $0,05 \pm 0,00$; с коррекцией $0,17 \pm 0,02$, после лечения – без коррекции $0,04 \pm 0,01$, с коррекцией $0,08 \pm 0,00^*$ ($M \pm m$ p<0,01).

Таким образом, в послеоперационном периоде наглядно прослеживается улучшение как скорректированной, так и некорректированной остроты зрения в 1 и 2 группах пациентов и незначительное

повышение остроты зрения в 3-й группе. Это объясняется плотным прилеганием и склеиванием ксенотрансплантата, а также появлением массы новообразованных сосудов, которые улучшают трофику тканей глаза.

Изучение динамики рефракции показало, что в 1-й группе рефракция до операции составляла $4,75 \pm 0,85$ Д, после операции $4,50 \pm 0,45$ Д, во 2-й гр. до операции – $7,50 \pm 0,74$ Д, после операции – $7,00 \pm 0,35$ Д, отмечалось уменьшение миопии от 0,25Д до 1,0Д, а в 3-й группе – до операции $12,20 \pm 0,25$ Д, после операции $12,25 \pm 0,30$ Д ($M \pm m$ P<0,001) рефракция глаза не менялась. Следовательно, во всех группах после склеропластики остановился рост миопии, в то время как в контрольной группе (n=90) до лечения рефракция составила $10,74 \pm 0,30$ Д, после лечения – $12,60 \pm 0,20$ Д* ($M \pm m$ P<0,001). В этой группе продолжался рост миопии до 2,0Д в год и отмечалось ухудшение зрительных функций.

В отдаленном периоде каких-либо осложнений со стороны глаза не было зафиксировано. Об уменьшении реактивных свойств донорского ксенотрансплантата после операции свидетельствует отсутствие теннонитов или каких-либо других аллергических реакций.

При динамическом наблюдении через 1, 3, 6 месяцев и до 4-х лет отмечалась стабильность достигнутых зрительных функций.

Эффективность склеропластики прямо связана с укреплением склеры, стабилизацией переднезаднего размера (ПЗР) глазного яблока и биомеханической устойчивостью склеральной оболочки.

Литература:

1. Мухамадиев Р.О. Использование ксенотрансплантата при прогрессирующей близорукости // Вестник Оренбургского Государственного Университета: Специальный выпуск «Новые технологии микрохирургии глаза» (Оренбург, Россия). – 2004. – С. 92-95.
2. Мухамадиев Р.О. Состояние гемодинамики и эффективность склеропластических операций ксенотрансплантатом при прогрессирующей миопии // Регионарное кровообращение и микроциркуляция: Санкт-Петербург, Россия. – 2004. – № 3 (II). – С. 36-41.
3. Чеглаков Ю.А., Иошин И.Э., Чеглаков В.Ю., Моисеенко Г.Л. Отдаленные результаты ксеносклеропластики заднего полюса глаза при лечении пациентов с прогрессирующей миопией // Вестник офтальмологии. – 2005. – № 6. – С. 18-21.

ОСОБЕННОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ЛЕЧЕНИЯ БОЛЬНЫХ С СИНДРОМОМ ДИАБЕТИЧЕСКОЙ СТОПЫ

В.П. Окроян, Р.Р. Сайфуллин, О.В. Галимов, В.О. Ханов, Т.Р. Ибрагимов

Башкирский ГМУ, г. Уфа, Россия

Клинический материал основан на результатах обследования и лечения 90 пациентов с нейроишемической формой синдрома диабетической стопы, находившихся на стационарном лечении в Клинике БГМУ. Все больные были распределены на две группы. В контрольную группу включили ретроспективный анализ лечения 65 пациентов с нейроишемической фор-

мой СДС, которым проводилась стандартная терапия, с использованием медикаментозных средств для компенсации углеводного обмена, использованием некрэктомии и наложением марлевых повязок с водорастворимыми мазями, применяемая в общехирургических отделениях. Группу исследования составили 25 больных, у которых проводилось современное комплексное применение лечебных мероприятий: выполнение ангиографии с ЧТБА и стентированием артерий с применением комбинированных перевязочных материалов. У всех пациентов, которым были проведены некрэктомии, остановка кровотечения из раневой поверхности осуществлялась гемостатическим средством «Желпластан».

Из вошедших в исследование 90 пациентов, женщин было – 62 (68,9%), мужчин – 28 (31,1%). Возраст больных составлял от 40 до 60 лет, а средний возраст составил $52,5 \pm 8,2$ лет. Длительность пребывания пациентов в контрольной группе на стационарном лечении составила в среднем 28 ± 3 дней. В большинстве наблюдений по данным УЗДС магистральный тип кровотока был сохранен на бедре на уровне бедренноподколенного сегмента у 64 (71,1%) пациентов, однако наблюдалось снижение его скоростных характеристик (магистрально - измененный кровоток).

На уровне подколеннотиббиального сегмента магистральный и магистрально-измененный кровоток был сохранен у 57 больных (63,3%). Кровоток по передней и задней большеберцовым артериям определялся у 47 (52,2%). На тыльной артерии стопы кровоток определялся у 25 (27,8%) больных.

При наличии большого количества некротических масс первые сутки использовали повязки с протеолитическими ферментами: трипсином, химотрипсином, мазью «Ируксол» и продолжали перевязывать с наложением современных сорбирующих повязок «Витас-Айтуар» (Казань), «TenderWet» и «Atrauman Ag» (Hartmann) [1]. Очищение раны от некротических тканей, уменьшение количества отделяемого, ликвидация перифокального отека и инфильтрации, наряду со снижением температуры тела и улучшением состояния больного, свидетельствующем о переходе во вторую фазу раневого процесса позволяла проводить смену на комбинированные повязки «PermaFoam» (Hartmann). Для достижения гемостаза и «склеивания» тканей при раневых дефектах, было использовано гемостатическое средство для местного применения «Желпластан».

Клиническая оценка эффективности местного лечения включала в себя следующие параметры: уменьшение размеров раневой поверхности, появление грануляций, начало краевой эпителизации. Применяемые нами современные комбинированные перевязочные материалы в комплексе лечебных мероприятий обеспечивали хороший дренирующий эффект. В большинстве случаев, перевязки проходили безболезненно, и не отмечалось прилипания повязки к ране. Удаление повязок не сопровождалось травматизацией «молодой» грануляционной ткани.

Средняя длительность пребывания пациентов в стационаре составила 15 ± 1 дней. Побочные эффекты при использовании коллагеновых покрытий отмечены у 1 (4,0%) больного. В основном это были случаи по-

явления кратковременного зуда в области раны. В контрольной группе перевязки чаще всего проводились с использованием марлевых повязок с мазевым компонентом. У этих пациентов побочные эффекты проявлялись у 10 (15,4%) больных в виде дискомфорта, болей и зуда в области раны.

На фоне проводимой терапии после сосудистых вмешательств не достигнуто полного заживления пораженной стопы у 3 (12,0%) больных. Однако у этих пациентов удалось купировать критическую ишемию, добиться регресса гнойно - некротического расплавления с сохранением опорной функции нижней конечности. Данные пациенты отметили уменьшение болей и размеров кожного дефекта, который покрылся струпом без отделяемого. Эти пациенты были направлены на амбулаторное долечивание с рекомендациями продолжить лечение в условиях санатория - профилактория. В контрольной группе не достигнуто эпителизации язвы у 16 (24,6%) больных с нейроишемической формой СДС. Неэффективность консервативного лечения ишемического поражения нижних конечностей, прогрессирование гнойно - некротического процесса послужили причиной выполнения ампутации на уровне бедра у 2 (8,0%) больных основной группы. В послеоперационном периоде после выполнения шунтирующей операции у 1 (4,0%) больного при проведении исследования оксигенации кожных покровов не отмечено повышения ТрО_2 стопы выше 20 мм рт.ст. при наличии некупирующегося гнойного процесса на стопе. Данному пациенту были определены показания к проведению высокой ампутации.

Таким образом, опорная функция конечности была утрачена у 3 (12,0%) пациентов основной группы. На фоне прогрессирования гнойно - некротического процесса на стопе в контрольной группе, различного уровня ампутации произведены 12 (18,5%) больным. В последующем, при неэффективности консервативных мероприятий дополнительно некрэктомии и реампутации на различных уровнях выполнены ещё 13 (20,0%) больным. За изучаемый период во время прохождения лечения в стационаре умерло 2 (3,1%) пациента контрольной группы и 1 (4,0%) пациент основной. Всем троим были выполнены высокие ампутации нижней конечности.

Литература:

1. Галимов О.В., Ханов В.О., Сайфуллин Р.Р. и др. Диабетическая стопа: современные принципы комплексного лечения // Лечащий врач. – 2015 – №10. – С. 83.

ХАРАКТЕР СРЕДСТВ, ВЫБРАННЫХ ПАЦИЕНТАМИ ДЛЯ ПРЕДНАМЕРЕННОГО ОТРАВЛЕНИЯ С СУИЦИДАЛЬНОЙ ЦЕЛЬЮ (НА ПРИМЕРЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ)

А.Б. Приленский

Тюменский ГМУ, г. Тюмень, Россия

Проведён анализ 1571 случаев суицидальных попыток пациентов, госпитализированных в токсикологическое отделение после преднамеренного отравления. Средний возраст суицидентов $37,56 \pm 14,6$ лет. Соотношение – мужчины : женщины – 1 : 2. Среди веществ, употребля-

мых с суицидальной целью, доминировали лекарственные препараты (87,0%), реже – другие химические вещества, применяемые в быту (23,0%). В группе медикаментов наиболее часто использовались противосудорожные, седативные и снотворные средства (21,6%), нейролептики и антидепрессанты (15,9%), гипотензивные и противоаритмические средства (13,5%); ненаркотические анальгетики и жаропонижающие препараты (8,7%); препараты, влияющие преимущественно на вегетативную нервную систему (8,5%); разъедающие вещества (кислоты и щелочи) – 8,2%.

Ключевые слова: суицид, самоотравление.

Вопросы снижения уровня самоубийств являются важными направлениями медико-социального развития как отдельных регионов, так и страны в целом [13, 14]. Потери от суицидальной смертности, наряду с другими внешними причинами смертности (убийства, алкоголь, дорожно-транспортные происшествия и др.), приносят значительный урон не только в численности населения, но негативно отражаются на экономике и развитии регионов [6, 8, 9], семейном функционировании и др. [7].

В последние годы в России отмечается положительная динамика в виде снижения уровня самоубийств, что обусловлено улучшением социально-экономических условий в стране, снижением потребления алкоголя и распространенности зависимого поведения [9, 11, 12], а так же эффективной работой систем суицидальной превенции, разработкой специальных психокоррекционных методик и программ [2, 11, 14].

В Тюменской области показатели уровня суицидов в течение многих лет превышают общероссийские. При этом суицидальная смертность значительно выше в южных, преимущественно сельских районах [5]. С целью улучшения ситуации в 2012 году на базе Тюменской областной психиатрической больницы был организован Центр суицидальной превенции, внедрена система выявления, регистрации и учета суицидальных действий («суицидологический регистр»), что позволило оценить уровень суицидальной активности населения, определить возможные направления суицидальной превенции [3, 4].

Настоящее исследование является частью общей системы изучения суицидальной ситуации в регионе с целью дальнейшего повышения эффективности мер профилактики и коррекции.

Цель исследования: изучить характер средств для преднамеренного отравления с суицидальной целью выбранных пациентами, госпитализированных в токсикологическое отделение.

Материал и методы: Проводился ретроспективный анализ медицинской документации 1571 пациента, проходивших лечение в отделении токсикологии Областной клинической больницы в период с 2010 по 2015 гг. по поводу преднамеренного отравления (суицидальная попытка).

Статистическая обработка проводилась с помощью программы IBM SPSS statistics 23.

Результаты и обсуждение:

Среди исследуемого контингента 32,1% составляли мужчины, 67,9% – женщины. Соотношение – мужчины : женщины – 1 : 2. Возрастной интервал – от 9 до 88 лет (средний – $37,56 \pm 14,6$ лет). Полученные данные

в целом согласуются с результатами исследований других авторов [1, 12].

Среди всех попыток суицида 19,9% были совершены в трезвом состоянии, 74,1% в состоянии алкогольного опьянения, 6,2% – в состоянии наркотического опьянения. У 33,4% поступивших были выявлены психические расстройства. Из них: невротически и связанные со стрессом расстройства (38,6%), шизофрения и шизотипические расстройства (29,6%), органические психические расстройства (13,0%), расстройства личности (10,3%), аффективные расстройства (7,4%); оставшиеся 1,2% приходились на олигофрению и другие расстройства.

Среди веществ, употребляемых с суицидальной целью, доминировали лекарственные препараты (87,0%), реже – другие химические вещества, применяемые в быту (23,0%). Среди медикаментов наиболее часто (21,6%) использовались противосудорожные, седативные и снотворные (препараты бензодиазепинового ряда, барбитураты и др.), нейролептики и антидепрессанты (15,9%); гипотензивные и противоаритмические средства (13,5%); ненаркотические анальгетики и жаропонижающие средства (8,7%); препараты, влияющие преимущественно на вегетативную нервную систему (8,5%); разъедающие вещества (кислоты и щелочи) – 8,2%. Статистически значимой связи между возрастом суицидента и выбором препарата обнаружить не удалось.

В структуре исхода отравления 87,1% пациентов были выписаны домой с выздоровлением, с улучшением состояния здоровья – 11,6%, без улучшения 0,3%. Число летальных исходов – 1,0%.

Выводы: наиболее часто с целью отравления применяли противосудорожные или снотворные средства, психотропные препараты, лекарства, действующие преимущественно на сердечно - сосудистую систему и медикаменты из группы ненаркотических анальгетиков и жаропонижающих. В структуре психических расстройств у суицидентов преобладали невротические и связанные со стрессом состояния, шизофрения. Полученные данные могут быть использованы для сравнительного анализа данных из других территорий, а так же для разработки мер профилактики суицидальных действий.

Литература:

1. Васильев В.В. Суицидальное поведение женщин (обзор литературы) // Суицидология. – 2012. – № 1. – С. 18-28.
2. Говорин Н.В., Сахаров А.В., Ступина О.П., Тарасова О.А. Суициды в Забайкальском крае: эпидемиология и организация помощи населению // Тюменский медицинский журнал. – 2013. – Том 15, № 1. – С. 5-6.
3. Зотов П.Б., Родяшин Е.В., Ряхина Н.А. Системный учет суицидальных попыток: первый опыт работы суицидологического регистра в Тюменской области // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 44-45.
4. Зотов П.Б., Родяшин Е.В. Суицидальные попытки в г. Тюмени // Тюменский медицинский журнал. – 2013. – № 1. – С. 8-10.
5. Зотов П.Б. Динамика уровня самоубийств на юге Тюменской области (Западная Сибирь) в 2001-2013 гг. // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 2. – С. 95-96.
6. Любов Е.Б., Паршин А.Н. Клинико-экономические исследования суицидального поведения // Суицидология. – 2016. – Том 7, № 1 (22). – С. 11-28.
7. Меринов А.В. Суицидологическая, наркологическая и экспериментально-психологическая характеристики супругов в семьях мужчин, страдающих алкогольной зависимостью, в зависимости

- сти от динамики брачных отношений // Тюменский медицинский журнал. – 2013. – Том 15, № 2. – С. 25-35.
8. Морев М.В., Шматова Ю.Е., Любов Е.Б. Динамика суицидальной смертности населения России: региональный аспект // Суицидология. – 2014. – Том 5, № 1 (14). – С. 3-11.
 9. Немцов А.В., Шельгин К.В. Самоубийства и потребление алкоголя в России, 1956-2013 гг. // Суицидология. – 2016. – Тм 7, № 1 (24). – С. 3-12.
 10. Приленский Б.Ю., Родяшин Е.В., Приленская А.В. Интегративный подход в психотерапии суицидального поведения // Суицидология. – 2011. – № 2. – С. 49-51.
 11. Приленский Б.Ю., Приленская А.В. Зависимое поведение и суицидальное поведение // Тюменский медицинский журнал. – 2013. – Том 15, № 1. – С. 19-22.
 12. Разводовский Ю.Е., Дукорский В.В. Корреляты парасуицида лиц с синдромом зависимости от алкоголя: гендерный аспект // Суицидология. – 2015. – Том 6, № 2 (19). – С. 46-54.
 13. Сахаров А.В., Говорин Н.В., Ступина О.П., Колчанова Т.Г. Современные тенденции смертности населения по причине самоубийств в Забайкальском крае // Суицидология. – 2016. – Том 7, № 2 (23). – С. 58-63.
 14. Чубина С.А., Любов Е.Б., Куликов А.Н. Клинико - эпидемиологический анализ суицидального поведения в Тульской области // Суицидология. – 2015. – Том 6, № 4 (21). – С. 66-76.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЛЕЧЕНИЯ ГЕРПЕТИЧЕСКИХ КОНЬЮНКТИВИТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОЗОНА В ВИДЕ ГАЗА ЧЕРЕЗ ОЧКИ АППАРАТА «ОРИОН-СИ»

Д.Б. Сабирова, М.А. Юсупова, Д.С. Эргашева

Самаркандский ГМИ, г. Самарканд, Узбекистан

E-mail авторов: dilrabo_sabirova@mail.ru

Наиболее часто встречающейся и наиболее опасной патологией глаза при офтальмогерпесе являются герпетические кератиты, конъюнктивиты, особенно его рецидивирующие формы, составляя основную часть инвалидизирующей патологии роговицы во всем мире [1].

Герпес роговицы среди взрослых по разным источникам составляет 20-75%, а среди детей 70-80% от числа всех воспалительных заболеваний роговицы [2]. Частота рецидивов герпетического кератита после первой атаки инфекции в ближайшие 2 года составляет от 25 до 33%, после второй – от 43 до 50% [3]. Следует отметить, что каждый последующий рецидив имеет более тяжелое течение, что приводит к образованию помутнений роговицы и необходимости проведения кератопластики [4]. Применение натуральных методов лечения, как безопасных и в то же время эффективных методов лечения находит всё больший интерес у практических врачей. Использование наряду с противовирусными средствами метода озонотерапии, не только как противомикробного, в том числе противовирусного средства широкого спектра действия, но обладающего ещё и противовоспалительными, антиоксидантными, антигипоксическими, детоксикационными, иммуномодулирующими свойствами, что особенно ценно при тяжёлом офтальмогерпесе [2, 5]. В экспериментах установлено, что газообразный озон убивает практически все виды бактерий, вирусов, плесневых и дрожжеподобных грибов и простейших. Озон в концентрациях от

1 до 5 мг/л в течение 4-20 мин. приводит к гибели 99,9% эшерихии коли, стрептококков, мукобактерий, филококков, кишечной и синегнойной палочек, протеев, клебсиеллы и др. Озон подавляет вирус, частично разрушая его оболочку, прекращается процесс его размножения и нарушается способность вирусов соединяться с клетками организма. В связи с чем, изучение эффективности метода озонотерапии открывает новые возможности для поиска путей эффективного лечения, профилактики рецидивов и тяжёлых исходов инфекционных и воспалительных заболеваний глаз различной этиологии.

Цель работы: изучение клинической эффективности озонотерапии при введении озона в виде газа через очки аппарата Орион-си при комплексном лечении герпетических конъюнктивитов.

Материалы и методы.

Клинические исследования выполнены на кафедре глазных болезней СамГосМИ, в период с 2015 по 2016 годы. В глазном отделении СамГосМИ нами было обследовано 26 больных (26 глаз) с тяжёлыми формами герпетического конъюнктивита. Распределение больных по полу было следующим: женщин было 15 человек (48,1%), а мужчин – 11 (51,9%). В зависимости от проводимого лечения все больные были подразделены на 2 группы:

I группа (контрольная) – 12 пациентов (12 глаз) получали только стандартное медикаментозное лечение, которое включало противовирусное лечение – глазную мазь Вирган и таблетки Зовиракса, парабульбарное введение циклоферона 0,5 мл, препараты, улучшающие микроциркуляцию; сосудоукрепляющие средства (аскорбиновая кислота); антиоксиданты (Аевит, вит. Е); витамины группы В (В₁, В₆).

II группа (основная) – 14 пациентов (14 глаз) получали как традиционное консервативное лечение, так и озон в виде газа через очки аппарата Орион-си. Всем больным были проведены офтальмологические методы обследования: визиометрия, периметрия, офтальмоскопия, биомикроскопия.

Результаты и обсуждение. Анализ результатов проведенной традиционной консервативной терапии выявил то, что показатели исхода у больных, отличались значительной вариабельностью, что свидетельствовало о различной степени вовлечения в патологический процесс конъюнктивы.

Выводы: В результате проведенных сравнительных клинических исследований и изучения комплексного применения метода озонотерапии и традиционного медикаментозного лечения герпетического конъюнктивита показало, что комплексное применение позволяет повысить эффективность лечения, улучшает клинические показатели и не вызывает токсико-аллергических явлений.

Литература:

1. Ершов Ф.И. Использование иммуномодуляторов при вирусных инфекциях // Антиб. и химиотер. – 2003. – № 48 (6). – С. 27-32.
2. Каспаров А.А. Лечение важнейших заболеваний роговицы. – Мат. VIII съезда офтальмологов России. – М, 2005. – С. 450-451.
3. Колпаков С.А. Новые эритроцитарные тест-системы для выявления вирусов различных антигенных групп. Профилактика инфекционных заболеваний на рубеже XXI века / Антропонозные инфекции. – Хабаровск, 2001.
4. Майчук Ю.Ф. Основные тенденции в эпидемиологии и терапии глазных инфекций // Материалы VIII съезда офтальмологов России. – М, 2005. – С. 92-94.
5. Неясова И.Г. Некоторые патофизиологические механизмы действия озона у больных герпетическим кератитом: Автореф. дис... канд. мед. наук. – Саранск, 2005.

РАЗНОЕ

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ГЛАГОЛЬНАЯ
МЕТАФОРА НА МАТЕРИАЛЕ АНГЛИЙСКИХ
ГЛАГОЛОВ SIT, STAND, LIE

И.В. Неупокоева

Алтайский ГПУ, г. Барнаул, Россия

Лексическое значение является одной из центральных проблем лингвистики, а также предметом исследования многих школ и направлений. Значение слова способно быть самостоятельным, актуализироваться в акте речи и не самостоятельным, которое вычленяется в акте речи из общего значения высказывания. Значение включает в себя как лексическую оболочку, так и совокупность знаний о мире. Понимание лексического значения с точки зрения об окружающем мире восходит к работам таких ученых как И.В. Арнольд, В.Г. Гак, Е.С. Кубрякова М.В. Никитин, С.А. Песина, А.А. Потемня, И.А. Стернин, В.М. Солнцев. Все они рассматривали лексическое значение в рамках когнитивных структур, концептов, создающихся в процессе познания окружающего мира. Известны также теория «сцен» Ч. Филлмора, теория фреймов М. Минского, а также теория формального и содержательного понятия С.Д. Кацнельсона, каждая из которых берет за основу когнитивную сторону лексического значения. Значение и концепт неотделимы друг от друга, существование одного невозможно без другого. К примеру, словарной дефиницией лексической единицы *moon* является следующее *the natural satellite of the earth* с подробными характеристиками, включающими информацию о диаметре, скорости вращения, однако в высказывании *once in a blue moon* лексическая единица *moon* приобретает другое значение, тем не менее, оставляя в восприятии реципиента образ небесного тела с известными характеристиками. Благодаря знаниям о небесном теле *moon* реципиент способен извлечь значение из вышеуказанного выражения, сопоставив факты существования такого явления как *blue moon* и событий, возникающих согласно выражению только при возникновении вышеупомянутого явления, т.е. очень редко. Понятие лексического значения и концепта тесно связаны с понятием метафоры. Понятие метафоры восходит к учениям Аристотеля, Платона. С дальнейшим развитием представлений о

метафоре метафора укрепила связь с логикой и на сегодняшний день встречается в различных сферах жизни. Метафору как правило определяют следующим образом: «сдвиг в значении», «перенос значения на основе сходства», «средство вторичной номинации на основе ассоциации по сходству предметов» [1]. Американские лингвисты Дж. Лакофф и М. Джонсон в своей книге выдвигают теорию о метафоре как понятийной структуре, которая занимает центральное место в развитии мышления человека. Выделяя несколько видов метафор и опираясь на тесную связь понятия метафоры и концепта, ученые приходят к следующей схеме концептуальной метафоры: сфера-источник → сфера-мишень. Таким образом, метафора является средством движения мысли от одного образа к другому. Однако утверждать, что метафора является лишь переносом от одного явления к другому не верно. Рассмотрим пример, взятый из романа Стивена Кинга «Сияние»: *The boxes were sleeping peacefully in the kitchen* [12, 38]. Глагол *sleep* в данном случае включает в себя не только основное значение сна, а также покоя, непоколебимости, тяжести. В глаголе *sleep* путем мышления реципиента соединяются компоненты образа спящего человека с коробками, годами покоящимися на кухне, без использования. Принимая во внимание тот факт, что признак предмета является основой метафорического процесса, схему представляется возможным изобразить следующим образом: концепт-источник (признак) → концепт-цель (сходство).

Вышеупомянутый пример является представителем глагольной пространственной метафоры, т.к. сон предполагает определенное расположение объекта в пространстве. Пространство в свою очередь предопределяет геометрические признаки объекта. «Пространство есть форма бытия материи, характеризующая ее протяженность, структурность, сосуществование и взаимодействие элементов во всех материальных системах» [5]. А. Эйнштейн описывал пространство как «хранилище» для объектов. Таким образом, пространство – это фактор, соединяющий в восприятии реципиента образ определенного месторасположения объекта с его геометрическими особенностями. Наиболее распространенными пространственными глаголами являются *сидеть*, *стоять*, *лежать* (*sit*, *stand*, *lie*). В Толковом словаре В.И. Даля представлены следующие значения вышеприведенных глаголов: «сидеть» - располагаться, перегнувшись в бедрах и коленях (о человеке); «стоять» - быть на ногах, в прямом положении и при этом быть в покое, не трогаться с места; «лежать» - «человек или животное лежит, покоясь на чем-либо, растянувшись или свернувшись так, чтобы дать ногам покой, и вообще не напрягая мышц». Однако каждое из данных определений является только базой для развития всех возможных значений вышеупомянутых глаголов. К примеру, глагол «сидеть» в следующих выражениях обозначает не только геометрические особенности положения объекта, но и признак кропотливой работы: *сидеть над диссертацией*, *сидеть над учебниками*; в английском языке – *sit for exams*, *sit for an essay*. В отличие от *сидеть* *сложив руки*, *sit around*, рассмотренные варианты глагола *sit* указывают на значение расположения объекта в пространстве именно таким обра-

зом для выполнения определенной работы. Глагол *sit* также имеет значение груза, тяжести, т.к. объект давит своим телом на точку опоры, располагаясь сидя. Данное значение глагола *sit* является одним из основ для метафорического процесса: *The food sat heavily on his stomach; The remorse sat heavily on him*. В обоих примерах метафора основана на сходстве с сидячим человеком, оказывающим давление на определенную точку опоры. Соответствующие примеры в русском языке также имеют метафорический характер, однако отличаются в связи с различием языковых культур, особенностей восприятия: *еда лежала тяжестью; груз угрызений совести висел над ним*. Сравнение данных особенностей одного и того же метафорического процесса в разных языках показывает разное восприятие особенностей физического груза и груза ответственности в разных языковых культурах.

Глагол *stand* в своем первоначальном значении, как и *sit*, предполагает определенное месторасположение объекта в пространстве и его физическое спокойствие, бездействие. Однако если обратиться к следующим примерам: *стоять оборону, стоять на своем; stand for smb, stand on education*, представляется возможным описывать значение глагола *stand* как стойкость, твердость, непоколебимость.

Глаголы *sit* и *stand* по-разному ведут себя при описании геометрических особенностей идентичных предметов. Рассмотрим следующие примеры: *the kettle sits on the stove; the summerhouse sits well back from the road; the car sits in a garage; the computer sits on the desk*, т.е. объекты более растянутые в ширину, нежели в высоту, занимающие больше горизонтального пространства, принимают «сидячее» положение. Сравнивая выражения *the vase sits on the table* и *the vase stands on the table*, следует отметить, что в первом варианте речь идет о вазе, вертикальные размеры которой явно уступают горизонтальным, а во втором – о высокой вазе под цветы. Таким образом, приходим к выводу, что источником метафорического значения глаголов *sit, stand* является его основное значение физического расположения в пространстве, а целью – необходимость данного физического расположения и его результат. Подобно рассмотренным глаголам лексическая единица *lie* в своем базовом значении также предполагает пространственное расположение объекта в покое и бездействии, в первую очередь относительно одушевленных лиц. В следующих случаях значение состояния покоя также актуализируется данным глаголом, но приобретает дополнительные оттенки: *мой путь лежит, дорога пролегает; the way lies, the path lies* – состояние покоя репрезентируется глаголом *lie* относительно географического месторасположения, которое предполагает протяженность, распространенность на большие площади в длину. Существуют также выражения, не указывающие на локативные признаки напрямую, а на положение неодушевленного объекта в рамках конкретной обозначенной ситуации и указывает на зависимость объекта от других объектов: *The real reason lies deeper*. Концепт «пространство» в данном случае актуализируется в рамках границ пространства в соотношении параметров «глубоко-мелко». В то же время пространство в этой ситуации предстает как по-

нятие абстрактное, т.к. «reason» – объект нематериальный и не способен занимать пространство как таковое, но абстрактные границы пространства, присутствуют, а значит и нематериальный объект теоретически может быть представлен в рамках границ этого абстрактного пространства. Также обратим внимание на следующие выражения: *the plate stands on the table* и *the fork lies on the table*. В обоих выражениях указано место расположения предмета в пространстве, однако в первом случае предмет занимает больше пространства в ширину, а во втором – в длину, чем и обусловлен выбор лексической единицы. Еще одним значением данного глагола аналогично глаголу *sit* является тяжесть, груз: *lie heavily on the shelf*. Как объект, физически покоящийся, оказывает нагрузку на точку опоры весом своего тела, так абстрактные понятия способны передавать подобный образ, что и актуализирует рассматриваемый глагол в следующих выражениях: *The remorse lay heavily on him; The responsibility lies with the adult; The success of the book lies in its direct style*. Таким образом, источником метафорического значения пространственных глаголов служит непосредственно образ физического расположения объекта в пространстве, а целью – употребление данных глаголов относительно неодушевленных, а также абстрактных предметов, т.е. метафора выступает не только как языковое явление, но и когнитивное.

Рассмотрев пространственную метафору на примере пространственных глаголов, мы выяснили, что метафора – это не только перенос в связи со сходством предметов, метафорическое значение включает в себя такие компоненты как когнитивный и лексический. Метафора неразрывно связана с концептом, представлением реципиента о предмете, со всеми реально присутствующими определенному предмету или явлению признаками, известными реципиентам в рамках данной языковой культуры, а также является средством номинации.

Литература:

1. Арутюнова Н.Д. Теория метафоры / Общ. ред. Арутюновой Н.Д., Журиной М.А. – М.: Прогресс, 1990.
2. Гак В.Г. Языковые преобразования. – М.: Школа «Языки русской культуры», 1998.
3. Кацнельсон С.Д. Содержание слова, значение и обозначение. – М.; Л.: Наука, 1965.
4. Куксова Н.А. Глагол как средство категоризации пространства // Вестник ТГУ. – 2006. – № 2. – С. 227–229.
5. Лакофф Дж., Джонсон М. Метафоры, которыми мы живем: пер. с англ. / Под ред. и с предисл. А.Н. Баранова. – М., 2004.
6. Никитин М. В. Развернутые тезисы о концептах // Вопросы когнитивной лингвистики. – 2004. – № 1. – С. 53–64.
7. Потебня А.А. Из записок по русской грамматике. – 1977. – Том 4, Вып. 2.
8. Солнцев В.М. Язык как системно-структурное образование. – М.: Наука, 1977.
9. Стернин И.А. Лексическое значение слова в речи. – Воронеж: Изд-во ВГУ. – 1985. – № 2. – С. 235–242.
10. Филлмор Ч. Фреймы и семантика понимания // Новое в зарубежной лингвистике. Когнитивные аспекты языка / Пер. с англ. Л.Н. Баранова. – М.: Прогресс. – 1988. – Вып. 23. – С. 52–93.
11. Колесов И.Ю. К проблеме языковой интерпретации содержания пространственных образов // Пробл. Совр. лингвистики: на стыке когнитивной и коммуникации: мат. Всерос. научной конф. с междунар. участием. 25–26 июня 2015г. Вып. XXI / отв. ред. вып. Л.В. Бабина. – Тамбов, 2015.
12. King S. The Shining/ S. King // "Steve needs your input". Stephenking.com. 2009-11-30. – Retrieved, 2011-09-20
13. Webster M. Online-dictionary [Electronic resource] / Mode of access: <http://www.merriam-webster.com/>

14. Даль В.И. Толковый словарь живого великорусского языка: Жизнь и творчество / Рос. гос. б-ка. НИО
15. Степин В.С. и др. Новая философская энциклопедия. – М.: Мысль, 2010. – 744 с.
16. Ярцева, В.Н. Лингвистический энциклопедический словарь. – М.: Советская энциклопедия, 1990. – 875 с.

О ПРОБЛЕМЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТОРОН В КОРПОРАТИВНОМ ДОГОВОРЕ

О.С. Устименко, Е.В. Еня

Юридический институт РУДН, г. Москва, Россия

E-mail авторов: ada-795@mail.ru

При рассмотрении дефиниции корпоративного договора в Гражданском кодексе Российской Федерации необходимо отметить, что в качестве основного критерия для стороны договора выступает такая характеристика, как прямое указание субъекта в законе, согласно которому сторонами договора являются участники хозяйственного общества или некоторые из них [1].

Такой приём юридической техники, применённый законодателем, связан с общей тенденцией определения сторон договора в российском праве. Сторонами корпоративного договора в силу прямого указания закона могут быть только участники общества. Доктрина не предусматривает оснований для возможного расширительного толкования нормы о круге лиц, которые обладают корпоративными правами. В этой связи сторонами корпоративного договора не могут быть третьи лица (в том числе потенциальные приобретатели долей участия или акций, их «косвенные приобретатели», кредиторы общества), а также непосредственно само общество.

Проблема причисления учредителей общества к категории сторон корпоративного договора является значимой как в практическом, так и в теоретическом плане. Закон связывает возникновение корпоративных прав участников общества с моментом его создания [2]. Но если допустить характеристику корпоративного договора как основного, то возможным представляется заключение предварительного договора между учредителями.

Включение нормы о договоре между участниками общества и третьими лицами в статью, регулирующую отношения, связанные с корпоративным договором, указывает на распространение правил данной статьи на схожую договорную конструкцию. Но в связи с тем, что данный договор уже не является корпоративным, можно сказать об ограничении круга субъектов корпоративного договора.

В процессе обсуждения проектов изменения ГК РФ было высказано предложение о расширении субъектного состава корпоративного договора до включения в него самого общества. Законодатель отказался от такого подхода.

Предмет корпоративного договора – это поведение того или иного участника договора как члена корпорации, заключённое как в осуществлении в перспективе своих корпоративных прав участника определённым

образом, либо в воздержании от осуществления своих прав, в том числе при голосовании.

Стоит отметить, что подход, закреплённый в российском гражданском законодательстве, при недобросовестной реализации может привести к злоупотреблениям в интересах кредиторов и третьих лиц. В контексте рассмотрения вопроса о сторонах корпоративного договора интересным представляется анализ данного договора на предмет соблюдения в нём принципа свободы договора. Корпоративные отношения урегулированы нормами права, созданными в рамках юридического лица с признаками корпорации, которые, в свою очередь, основываются на императивных, общеобязательных нормах гражданского права.

Согласно мнению Т.Т. Алиева, корпоративный договор как правовое явление имеет частноправовую природу, т.е. полностью подчиняется принципу свободы договора [3]. Обязательственные нормы, содержащиеся в ГК РФ, регулируют форму создаваемого корпоративного акта (договора). Сам по себе он представляет договор не как соглашение, а как особый инструмент корпоративного управления, поскольку помимо признаков, присущих частноправовой сделке, он содержит решение общего собрания членов организации (юридического лица), обладающего признаками корпорации.

Среди принципов гражданского законодательства, имеющих особое значение применительно к вопросу о сторонах корпоративного договора, можно выделить принцип свободы договора.

Как любое правило, принцип свободы договора имеет ряд исключений. Основываясь на том, что стороны договора свободно определяют условия договора, мера предоставляемой свободы должна соотноситься с императивными нормами ГК РФ.

Например, корпоративный договор может быть заключён только между участниками обществ, организационно-правовые формы которых закреплены в ГК РФ. То есть, если закон не предоставил сторонам конкретного вида юридического лица право на заключение подобного договора в совокупности норм, регулирующих деятельность этой организации, заключение корпоративного договора не допускается.

Анализ вопроса о сторонах корпоративного договора позволяет сделать следующие выводы:

- 1) сторонами корпоративного договора в силу прямого указания закона могут быть только учредители и участники общества;
- 2) предмет корпоративного договора направлен на установление порядка реализации корпоративных прав, то есть исключает возможность для третьих лиц быть сторонами договора.

Литература:

1. Алиев Т.Т. О сущности правовой природы корпоративного договора // Гражданское право. – 2015. – № 1. – С. 19-22.
2. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994 N 51-ФЗ (ред. от 30.12.2015) // "Собрание законодательства РФ", 05.12.1994, N 32, ст. 3301.
3. Ломакин Д.В. Корпоративные правоотношения: общая теория и практика применения в хозяйственных обществах. – М., 2008. – 89 с.