

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

С.И. Грачёв

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

ОТВЕТСТВЕННЫЙ
СЕКРЕТАРЬ

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

* * * * *

Журнал включен
в Российский индекс
научного цитирования
(РИНЦ)

Интернет-ресурсы:
<https://sciencesiberia.ru>
www.elibrary.ru
<https://readera.ru/forumsibir>

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

Учредитель и издатель:
ООО «М-центр»
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

Дата выхода в свет:
31.10.2018 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 № 181
Тираж 900 экз.
Цена свободная

16+

Содержание

Природопользование

- Д.С. Вячеслав, В.А. Трифонова, А.П. Романова*
Защита внутрипромысловых трубопроводов от коррозии . 4
- Т.Д. Островская, Е.И. Инякина, И.И. Краснов*
Влияние воды на извлечение углеводородов из пласта
при разработке газоконденсатного месторождения 5
- М.Ю. Савастыин, Е.В. Ваганов, А.А.Шавалеева, Е.Е.Левитина*
Опыт применения нефтеотмывающих и потокоотклоняющих
технологий на нефтегазовых месторождениях 6
- В.В. Куриннов*
Низкотемпературная сепарация газа
на газоконденсатных месторождениях 8
- Е.А. Овсянников*
Повышение нефтеотдачи пласта методом циклическое
заводнения скважин на Суторминском месторождении ... 9
- Д.П. Саган*
Основные методы обработки призабойной зоны пласта
Варьганского месторождения 10
- О.Г. оглы Нагиев*
Нонг-Еганское месторождение 12
- А.С. Иванов*
Оценка запасов углеводородов Западной Сибири
и перспективы повышения эффективности
разработки месторождений 13
- К.Д. Поручиков*
Обзор опыта применения технологии
биополимерного воздействия БП-92 15
- Т.Д. Островская, Е.И. Инякина, И.И. Краснов, Е.В. Ваганов*
Результаты исследования скважин,
эксплуатирующих газоконденсатные залежи 16
- А.Е. Рожков*
Расчет продуктивности многозабойной горизонтальной
скважины с боковыми горизонтальными стволами 17
- Н.Н. Джаббаров*
Анализ эффективности ОПЗ на добывающем фонде
на одном из месторождений Западной Сибири 19
- Н.Н. Джаббаров*
Оценка эффективности ОПЗ на основе проведения
трассерных исследований на одном из месторождений
Западной Сибири 21
- С.В. Миронов*
Технико-технологические требования при проведении ГРП .. 22

<i>К.К. Валеев</i> Особенности геологического строения Медвежьего месторождения	23	<i>Т.К. Гусенов</i> Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородов на Тромъеганском месторождении	47
<i>И.И. Шмачилин</i> Типы коллекторов Баженовской свиты	26	<i>А.Х. Батталов</i> Анализ эффективности перфорационных работ	48
<i>О.П. Зотова, Д.И. Зубарев, К.В. Коровин, А.А. Севастьянов</i> Особенности разработки отложений Тюменской свиты	28	<i>С.П. Борисенко</i> Применение методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях	49
<i>Е.И. Инякина, М.С. Иванова, И.И. Краснов</i> Результаты исследования физико-химических свойств нефти и газа нефтегазоконденсатных месторождений ...	30	<i>Д.Д. Бузаджи</i> Основные аспекты применения технологий обработки призабойной зоны пласта на Муравленковском месторождении	50
<i>И.И. Шмачилин</i> Аномальный разрез Баженовской свиты ...	31	<i>М.Н. Гришина</i> Разработка программы применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов	51
<i>М.А. Абдулов</i> Критерии выбора объекта для применения исследуемой технологии	33	<i>С.П. Борисенко</i> Описание технологий ПНП, применяемых на Кочевском месторождении	52
<i>М.А. Абдулов</i> Применение потокоотклоняющих технологий	34	<i>Д.С. Бутков</i> Анализ эффективности зарезки боковых стволов (ЗБС)	53
<i>Т.К. Гусенов</i> Текущее состояние разработки Тромъеганского месторождения	36	<i>Ю.В. Гузенко</i> Способы повышения выработки запасов ..	54
<i>А.Х. Батталов</i> Способы повышения выработки запасов ..	38	<i>А.Ю. Кирюшин</i> Анализ эффективности бурения боковых стволов на Муравленковском месторождении	55
<i>Р.Д. Блеч</i> Анализ существующих отечественных и иностраных технологий водоизоляционных работ применяемых на газовых месторождениях Западной Сибири	39	<i>М.С. Лесняк</i> К вопросу проведения комплекса ГТМ на Муравленковском месторождении	56
<i>Д.С. Бутков</i> Анализ эффективности применения комплекса ГТМ на Приразломном месторождении	40	<i>С.А. Сорокин</i> Классификация методов повышения нефтеотдачи	57
<i>С.И. Горнак</i> Исследование влияния ГРП на выработку запасов нефти верхнеюрских залежей Покамазовского месторождения	41	<i>Г.В. Талипова</i> Анализ технологической эффективности применения комплекса ГТМ в условиях Южно-Ягунского месторождения	58
<i>Ф.Г. Гирфанов</i> Необходимость применения способов повышения выработки запасов на нефтяном месторождении	42	<i>А.Р. Усманов</i> Оценка эффективности разработки объекта БС ₄₋₅ Приразломного месторождения	59
<i>Р.Д. Блеч</i> Расчет эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах	43	<i>И.А. Файзуллин</i> Оценка технологической эффективности от внедрения методов по увеличению нефтеотдачи на Тагринском месторождении	60
<i>Д.Д. Бузаджи</i> Основные аспекты применения технологий гидравлического разрыва пласта на Муравленковском месторождении	45	<i>Д.М. Шпенюк</i> Оценка проведения ГТМ на Кальчинском месторождении	61
<i>М.Р. Ганиев</i> Применение методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на Северо-Варьеганском месторождении ..	46	<i>С.А. Сорокин</i> Оценка эффективности проведения ГРП по объектам Южно-Ягунского месторождения ..	61
		<i>Г.В. Талипова</i> К вопросу эффективности проведения зарезки боковых стволов на скважинах Южно-Ягунского месторождения	62

А.Р. Усманов		П.В. Михеенко	
Тепловые методы воздействия на пласт 63		Как омичи город в сад превращали 77	
И.А. Файзуллин		А.М. Тюрикова	Строительство
К вопросу проведения обработки призабойной зоны пласта на Тагринском месторождении 64		Анализ физико-механических свойств землебитной смеси Приоратского дворца .. 79	
Д.М. Шпенюк		В.И. Монахов, С.В. Матвеева	IT технологии
Обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на нефтяных месторождениях ХМАО-Югры 65		Проектирование хранилища данных для анализа проведения приёмной кампании ВУЗа 81	
М.Р. Ганиев		В.И. Монахов, Г.М. Михеев	
Результаты проведения зарезок боковых стволов на Приобском месторождении 66		Автоматизированная система мониторинга новостных печатных изданий 83	
Ф.Г. Гирфанов		Е.А. Румма	Право
Анализ эффективности гидродинамических методов на объектах Тевлинско-Русскинского месторождения ... 67		Компенсация морального вреда как мера гражданско-правовой ответственности 85	
С.И. Горнак		Н.В. Макарова	Педагогика
Исследование эффективности применение ГРП в скважинах, находившихся бездействия более 1 года 68		Формирование словаря наречий у учащихся с общим недоразвитием речи ... 86	
М.Н. Гришина		М.А. Грудень, В.В. Шерстнев	Медицина
Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи по объектам Восточно-Придорожного месторождения... 68		Оценка состояния гематоэнцефалического барьера и развитие аутоиммунных реакций к белку S100b в системе предгипертония / гипертония 89	
Ю.Г. Денисов		И.Э. Рабицев, А.В. Котов, М.А. Карпилова	
Основные аспекты применения технологий увеличения нефтеотдачи углеводородов 69		Фузия как фундаментальный процесс обеспечения функций бинокулярного зрения 92	
А.Ю. Кирюшин		А.И. Рейхерт, Е.С. Остапчик, О.А. Кичерова, В.Г. Скорикова, Т.В. Зуева	
Особенности применения обработки призабойной зоны пласта 70		Сравнительный анализ отдаленных результатов консервативного и хирургического лечения пациентов с субарахноидальным кровоизлиянием 95	
М.С. Лесняк		Т.С. Басова, А.Г. Басов, Л.А. Бахова	
К вопросу применения нестационарного заводнения на Муравленковском месторождении 71		Остеосцинтиграфия при оценке костных метастазов 99	
И.Г. Мурин		Н.М. Фёдоров, П.Б. Зотов, Е.Б. Подгальная, В.Н. Оценков, А.А. Налётов, В.А. Шидин	
Оценка эффективности проведения ГТМ на Приобском месторождении 72		Эпидемиологический и социально- поведенческий портрет больного коло- ректальным раком в Тюменской области 100	
Ю.Г. Денисов		И.А. Мелехов, О.А. Кичерова, Л.И. Рейхерт	
Зарезка боковых стволов на Урьевском месторождении 73		Современные представления о диализной головной боли 105	
Ю.Н. Гюльяхмедли, А.С. Мансуров, В.А. Тиванков		Информация для авторов 108	
Особенности технологии проведения поинтервального ГРП в горизонтальных скважинах 74		На 1-й странице обложки: И.К. Фёдоров (1884) «Императрица Екатерина II у Ломоносова»	
И.А. Алиев, А.А. Гусейнова	Экология		
Видовое разнообразие и свойства патогенности микобиоты сформировавшийся в жилых зданиях во время чрезвычайных ситуаций 75			



Полный текст «Научного форума. Сибирь» теперь можно найти в базах данных компании EBSCO Publishing на платформе EBSCOhost. EBSCO Publishing является ведущим мировым агрегатором научных и популярных изданий, а также электронных и аудио книг.

«Scientific forum. Siberia» has entered into an electronic licensing relationship with EBSCO Publishing, the world's leading aggregator of full text journals, magazines and eBooks. The full text of JOURNAL can be found in the EBSCOhost™ databases. Please find attached logo files for EBSCO Publishing and EBSCOhost™, which you are welcome to use in connection with this announcement.

ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

ЗАЩИТА ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Д.С. Вячеслав, В.А. Трифонова,
А.П. Романова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail авторов: dmitryvyacheslav@gmail.com

В статье рассмотрены различные способы защиты внутрипромысловых трубопроводов от коррозии. Учитывая все особенности внутрипромыслового трубопровода, в статье авторы продемонстрировали возможные пути решения для предотвращения коррозии на трубопроводах.

Ключевые слова: Исследование эффективных методов защиты внутрипромысловых трубопроводов от коррозии.

Срок службы внутрипромысловых трубопроводов в естественных условиях окружающей среды часто относительно короткий, поэтому разрабатываются различные средства прогнозирования и защиты [4]. В данной статье рассматриваются основные способы защиты внутрипромысловых трубопроводов.

Первый способ носит название пассивной защиты [1, 2, 6]. Он предусматривает:

а) нанесение на поверхность металла слоя химически инертного относительно металла и окружающей агрессивной среде вещества с высокими диэлектрическими свойствами;

б) специальные методы укладки, часто применяемые для защиты подземных сооружений на территории городов и промышленных площадок;

в) обработку изделий специальными растворами, в результате чего на поверхности металла образуется слой малорастворимых солей металла.

Второй способ защиты – это применение коррозионностойких труб. Он осуществляется введением в металл компонентов, повышающих его коррозионную стойкость в данных условиях, или удалением вредных примесей, ускоряющих коррозию.

Третий способ защиты трубопроводов от коррозии – это снижение агрессивности окружающей среды [5, 7].

Четвертый способ носит название активной защиты. К нему относятся:

а) постоянная катодная поляризация металлического сооружения,

б) протекторная защита основана на катодной поляризации,

в) электродренажная защита, к этому методу можно отнести мероприятия по борьбе с блуждающими токами.

Основными направлениями совершенствования борьбы с коррозией являются:

– применение новых конструкций и способов нанесения изоляционных покрытий;

– применение различных технологических мероприятий;

– использование ингибиторов;

– использование высокоэффективных и экономичных труб;

– создание надежных методов обследования действующих трубопроводов без нарушения режима их работы.

Самым распространенным способом нанесения изоляционного покрытия из полиэтилена является экструдирование. Полиэтилен можно наносить на зачищенную поверхность стальной трубы без подогрева последней. В этом случае материал покрытия наносится на двигающуюся поступательно трубу через отверстие кольцевого экструдера.

Для улучшения сцепления покрытия с поверхностью металла при экструдировании полиэтилена применяется промежуточный слой клейкого материала.

Наиболее распространенный способ нанесения эпоксидного покрытия на поверхность металла – напыление в электростатическом поле [7].

К недостаткам тонкопленочных эпоксидных покрытий относятся низкие показатели стойкости к катодному отслаиванию и ударной прочности. В связи с этим в последнее время проводятся исследования как по повышению качества тонкопленочных эпоксидных покрытий, так и по повышению их ударной прочности.

В настоящее время существует большое количество методов защиты от коррозии. Однако, несмотря на то, что в нашей стране накоплен большой опыт проведения мероприятий с целью определения скорости протекания коррозионных процессов и способов защиты от коррозии, и ведутся разработки в области специализированных материалов и технологий, обеспечивающих большую степень защиты от коррозии, на данный момент нет универсального метода борьбы с этой проблемой [3].

Литература:

1. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Апасов Р.Т., Назарова Н.В. Протекторная защита для борьбы с коррозией внутрискажинного оборудования // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 1. С. 5-6.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль за разработкой месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. 780 с.
3. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Удмурдский госуниверситет, 2008. 720 с.
4. Новиков В.Ф., Радченко А.В., Устинов В.П. О новом превентивном методе прогнозирования коррозии трубной стали // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 2. С. 36-39.
5. Симкин Э.М., Кузнецов О.Л. Лекции по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Москва-Ижевск: НИЦ «Регу-

лярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2008. 232 с.

6. Спивак А.Е., Цыпышев О.Ю., Лаптев А.Б., Бугай Д.Е. Новые ингибиторы-консерванты на основе соединений нефтехимии для защиты нефтегазопроводов от коррозии // Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9, № 4. С. 32-33.
7. Устинов В.П., Новиков В.Ф., Муратов К.Р., Радченко А.В., Тихонов К.В., Соколов Р.А., Мимеев М.С. Особенность работы электрохимической защиты с локальными анодами в северных условиях // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 1. С. 25-28.

ВЛИЯНИЕ ВОДЫ НА ИЗВЛЕЧЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.Д. Островская, Е.И. Инякина, И.И. Краснов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Северо-Восточный федеральный университет,
(филиал) МПТИ г. Мирный Республика Саха (Якутия)

В процессе разработки газоконденсатных месторождений практический интерес представляет влияние паров воды на его компонентный состав добываемого конденсата. С этой целью были выполнены экспериментальные PVT-исследования. Изучаемые пластовые газоконденсатные системы отличались составом, содержанием углеводородов в газовой фазе, а также содержанием конденсационной воды. Эксперименты проводились изотермическим снижением давления методом дифференциальной конденсации с последующим изучением состава жидкой фазы выпавшего конденсата в присутствии воды в системе и без нее.

Ключевые слова: экспериментальные исследования, влияние паров воды, PVT-исследования, метод контактной конденсации, термобарические условия, проектные дебиты, фазовые процессы, изотермическое снижение давления, определение прогнозного КИК, метод дифференциальной конденсации

Summary: In the process of developing gas-condensate fields, the effect of water vapor on its component composition of the produced condensate is of practical interest. For this purpose, experimental PVT studies were performed. The studied formation gas-condensate systems differed in composition, content of hydrocarbons in the gas phase, and also in the content of condensation water. The experiments were carried out by isothermal pressure reduction by the method of differential condensation with the subsequent study of the composition of the liquid phase of the precipitated condensate in the presence of water in the system and without it.

В пластовых условиях совместно с углеводородами $C_{5+выш.}$ в пластовом газе содержатся пары воды, которые оказывают влияние на фазовые процессы, а, следовательно, и на основные прогнозные характеристики. В зависимости от коллекторских свойств пород остаточная вода занимает различную часть порового объема залежи. Отличительным признаком конденсационных вод является их слабая минерализация. Обычно PVT-исследования при определении конденсатоотдачи проводятся без учета воды, в то время как ее наличие ведет к снижению КИК и росту пластовых потерь углеводородов до 5% при разработке реальных газоконденсатных залежей [1, 2].

Экспериментальные исследования пластовой системы газ-вода-конденсат проводились на рекомбинированных пробах газа сепарации, насыщенного конденсата и воды, отобранных из залежей Уренгойского месторождения [3]. Прогнозирование процесса разработки на истощение водонасыщенной газоконденсатной смеси осуществлялось на установке Chandler Engineering модели 3000G методом дифференциальной конденсации.

Результаты эксперимента представлены на рисунке 1. Так, установлено, что при снижении давления происходит конденсация воды вместе с высоко-

кипящими углеводородами из пластовой газоконденсатной смеси. В зависимости от термобарических условий характер влияния конденсационной воды различный. Для насыщенных газоконденсатных систем по фазовому состоянию вода снижает КИК из залежи, затормаживая процесс испарения конденсата. В условиях аномально высоких пластовых давлений вода также снижает конденсатоотдачу.

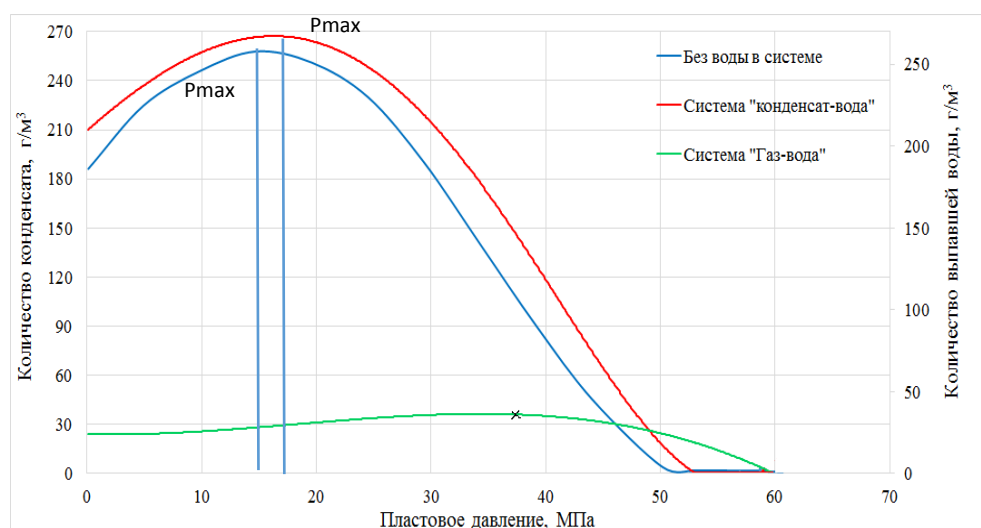


Рис. 1. Кривые пластовых потерь конденсата.

Отрицательное влияние воды на степень извлечения конденсата из пласта проявляется в период процесса конденсации углеводородов, способствуя более интенсивному выпадению конденсата. Несмотря на то, что процесс испарения конденсата в присутствии воды проявился интенсивнее, он не компенсирует потери конденсата в зоне конденсации углеводородов. Для «околокритических» газоконденсатных систем наличие воды в пластовой смеси способствует повышению конденсатотдачи из пласта за счет более активного процесса испарения углеводородов [4, 5, 6].

Проведенные исследования способом газовой хроматографии по определению нормальных алканов и моноароматических углеводородов показали, что вода оказывает влияние на молекулярное перераспределение углеводородов [7, 8, 9]. Относительное распределение нормальных алканов в пластовом конденсате при протяженности ряда нормальных алканов с C_3 до C_{33} молекулярно - концентрационный максимум приходится на C_5 - C_8 , при этом наблюдаются отдельные максимумы для компонентов C_{13} ; C_{17} ; C_{22} . Содержание фракции $Sn(C_5-C_8)$ составляет 11,7%. В «выпавшем» конденсате при длине ряда нормальных алканов до C_{40} концентрационный максимум находится в области углеводородов C_9 - C_{19} .

Данный факт свидетельствует о фазовом перераспределении компонентов в процессе снижения давления в зависимости как от начальных факторов (давления, температуры, содержания высокомолекулярных углеводородов), так и от начального компонентного состава самого конденсата. Наличие воды в газоконденсатной системе ачимовской свиты Уренгойского месторождения также избирательно действует и на извлечение компонентов этого ряда.

Литература:

1. Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И., Мараков Д.А., Зотова О.П. Изучение зависимости конденсатотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 1 (50). С. 118.
2. Краснова Е.И., Грачев С.И. Прогнозирование конденсатотдачи на установке PVT-соотношений при разработке залежей Уренгойского месторождения. Проблемы геологии и освоения недр. Томск. 2012. С. 97-98.
3. Краснова Е.И., Островская Т.Д., Краснов И.И., Радченко В.В. Геолого-технические факторы, влияющие на текущие значения коэффициента конденсатотдачи // Академический журнал Западной Сибири. 2012. № 6. С. 65.
4. 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. Т. 10, № 1 (50). С. 122.
5. Краснов И.И., Островская Т.Д., Краснова Е.И. и др. Особенности прогнозирования конденсатотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. 2012. № 6. С. 64-65.
6. Краснова Е.И., Перевалова Д.М., Краснов И.И. и др. Опыт существующих способов разработки нефтегазоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, № 5 (54). С. 109-110.
7. Лапутина Е.С., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Краткий обзор методов ограничения газопритоков в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, № 6 (55). С. 18-20.

8. Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RUS 2059064.
9. 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.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕОТМЫВАЮЩИХ И ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

*М.Ю. Савастьин, Е.В. Ваганов,
А.А. Шавалеева, Е.Е. Левитина*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
ООО «РосНефтеКомплект» Россия

Оценка состояния разработки нефтегазовых месторождений Западной Сибири показывает, что при применении активных систем заводнения значительная их часть переходит в категорию трудноизвлекаемых запасов. Основной причиной в данном случае является неравномерная разработка залежи, обусловленная высокой неоднородностью коллекторов. В этих условиях важным резервом повышения нефтеотдачи пластов являются технологии управления фильтрационными потоками при закачке в пласт реагентов. В работе приводятся данные промысловых исследований внедрения методов повышения нефтеотдачи закачкой химреагентов.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти и газа, потокоотклоняющие технологии, проектные дебиты нефти, выработка нефтяного пласта, потокоотклоняющие реагенты

Обширные научные исследования, подтвержденные промысловой практикой разработки нефтегазовых залежей показывают, что значительная часть углеводородов переходит в категорию трудноизвлекаемых запасов [1, 2, 3]. Причиной неравномерной выработки нефтяного пласта является высокая неоднородность и прерывистость коллекторов [4, 5].

В данном случае важным фактором повышения нефтеотдачи являются технологии управления фильтрационными потоками. Применяемые потокоотклоняющие реагенты снижают фильтрационные характеристики и тем самым, выравнивают фронт вытеснения прорывов воды в добывающие скважины [6, 7, 8].

На месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», для вовлечения слабодреннруемых запасов нефти внедряются различные нефтеотмывающие и потокоотклоняющие технологий [9, 10, 11]. За последние годы на нагнетательном фонде скважин осуществлено более 300 скважиноопераций по закачке оторочек химических реагентов [12, 13, 14]. Средний объем химреагентов при закачке составил 105 м^3 .

Таблица 1

Результаты применения нефтеотмывающих и потокоотклоняющих технологий

Наименование применяемого воздействия на пласт	Кол-во скв. операций	Удельный объем закачки, м ³	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Удельная эффективность, т/скв.опер.	Продолжительность эффекта, сут
Структурированная система (СС-2)	5	120	13,80	2760,8	398
Структурированная система (СС-1)	1	100	1,52	1519,0	302
Закачка оторочек ПАВ	9	85	23,46	2607,0	430
Поверхностно-активный полимерный гелеобразующий состав (ППГС)	40	100	140,86	3521,5	427
Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)+Вязко-эмульсионный состав (ВЭС)	17	162	85,51	5029,6	421
Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)	7	85	19,79	2827,5	573
Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)+Закачка оторочек ПАВ	14	133	110,77	7912,1	625
Глиносодержащий полимерный гелеобразующий состав (ГПГС)	9	116	53,81	5980,1	396
Структурированный состав (СС-1)+Вязко-эмульсионный состав (ВЭС)	3	143	4,69	1564,0	261
Вязко-эмульсионный состав (ВЭС)	15	80	42,56	2837,1	432
Вязко-эмульсионный полимерный состав (ВЭПС)	28	87	78,92	2818,0	361
Вязко-эмульсионный дисперсный состав (ВЭДС)	2	130	7,84	3922,0	383

Средняя продолжительность эффекта 420 сут. Данные применения технологий при разработке нефтегазовых залежей за текущий анализируемый период представлено в таблице 1.

Наибольшее применение нашли закачки ППГС (40 скважино-операций), ВЭПС (28 скважино-операций) и ВЭС (15 скважино-операций), характеризующиеся соответственно удельной эффективностью 3521,5 т/скважино-операций, 2818 т/скважино-операций и 2837,1 т/скважино-операций.

Наиболее высокой эффективностью дополнительно добытой нефти характеризуется закачка вязко-эмульсионного бесполимерного состава (ВЭБС) [15, 16]. При проведении комплексных закачек полимерных гелеобразующих составов с оторочками ПАВ достигнута высокая эффективность 7915 т/скв.-опер. Удельная эффективность других мероприятий (закачка структурированного и вязко-эмульсионного составов) до 5980 т/скв.-опер., (закачка глиносодержащих полимерных гелеобразующих составов) составила в среднем 3923,5 т/скв.-опер. В настоящий период эффект от мероприятий продолжается.

Таким образом, на основе опыта проведения методов, можно прогнозировать применение методов увеличения охвата пласта воздействием, а также развитие потокоотклоняющих технологий при возможном разнообразии количества используемых рецептур.

Литература:

1. 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. Т. 10, № 1 (50). С. 118.
2. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. ТюмГНГУ, 2015. 99 с.
3. Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. М., 2015. С. 90-94.
4. Краснова Е.И. Влияния перетоков нефти на конденсатоотдачу в условиях разработки газонефтеконденсатных месторождений // Геология, география и глобальная энергия. 2012. № 4 (47). С. 068-071.
5. 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.
6. 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. Т. 10, № 1 (50). С. 122.
7. Краснова Е.И., Грачев С.И. Оценка пластовых потерь конденсата при неравномерном вводе объектов в разработку // Геология, география и глобальная энергия. 2012. № 4 (47). С. 016-019.
8. 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.
9. Краснова Е.И. Влияние неравномерности разработки залежи на величину конденсатоотдачи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 5. С. 36-39.
10. Краснов И.И., Островская Т.Д., Краснова Е.И. и др. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. 2012. № 6. С. 64-65.
11. Краснова Е.И., Перевалова Д.М., Краснов И.И. и др. Опыт существующих способов разработки нефтегазоконденсатных за-

- лежей // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, № 5 (54). С. 109-110.
12. Краснов И.И., Забоева М.И., Краснова Е.И., Винокурова Н.К. Совершенствование подходов к описанию термодинамических свойств пластовых флюидов для моделирования процессов разработки // Геология, география и глобальная энергия. 2007. № 4. С. 71-73.
13. Лапутина Е.С., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Краткий обзор методов ограничения газопритоков в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, № 6 (55). С. 18-20.
14. Маляренок А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RU 2059064.
15. 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.
16. 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.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ ГАЗА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В.В. Куриннов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Применение низкотемпературной сепарации на газоконденсатных месторождениях предназначена для сбора и подготовки природного газа и газового конденсата. Понижение температуры можно достигнуть, за счет дроссельного эффекта или применение эжекторов. В статье рассмотрена низкотемпературная сепарация, используемая для разделения газожидкостной смеси на природный газ и конденсат и какой ингибитор лучше использовать на месторождении.

Ключевые слова: низкотемпературная сепарация, природный газ, конденсат, газоконденсатное месторождение

В отечественной газовой отрасли промышленную подготовку газа газоконденсатных месторождений с высоким конденсатным фактором осуществляют по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), которая имеет несколько модификаций [2, 4]. Для получения максимального количества конденсата и лучшей осушки газа необходимо поддерживать температуру в низкотемпературных сепараторах, которая прописана в технологическом регламенте. Система должна в себя включать узел ввода для подачи в низкотемпературные сепараторы ингибиторы, для предотвращения гидратообразований, при достаточном перепаде давления в системе.

Для разделения газожидкостной смеси на конденсат и газ применяется низкотемпературная сепарация. Суть её заключается в использовании энергии высокого давления газа, под которым жидкость поступает из пласта [1]. За счет высокого давления, понижение температуры происходит за счет дроссельного эффекта или применение блоком эжекторов. НТС с дросселем или блоком эжекторов,

обычно состоит из двухступенчатой или трехступенчатой сепарации газа.

Низкотемпературная сепарация с применением дросселирования характеризуется с малым капитальным вложением и простотой регулирования технологического процесса [3]. Данный метод не особо эффективен, в связи с тем, что высокие перепады по установке и из-за этого необходимо вводить дожимную компрессорную станцию, также не получаем отрицательную температуру товарного газа на выходе, только при высоком давлении на установку, порядка 11 МПа. Дроссельная технология НТС можно успешно применяться, если в технологическую схему включить воздушное охлаждение газа первой сепарации, тогда температура газа на выходе будет давать отрицательную температуру товарного газа на выходе.

Также в низкотемпературной сепарации применяют метод эжекторов. В отличие от дроссельного метода, с помощью эжекторов возможно вводить низконапорные газы концевой ступени дегазации в основной поток жидкости. Эжекторное устройство, по своему строению, обладает довольно простой конструкцией, малыми габаритами и надежной эксплуатацией. Перепад по установке, для достижения температуры -25 °С, составляет порядка 5 МПа.

Так как, низкотемпературной сепарации газа протекает при температуре ниже -10 °С, начинает образовываться гидраты углеводородов, за счет наличия влаги в газе. Для предотвращения образования гидратов в поток газа подается ингибитор гидратообразования, обычно применяется этиленгликоль, метанол.

Метанол часто применяется за счет: низкой стоимостью, по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования; концентрированный раствор обладает низкой температурой замерзания, ниже 50°С; обладает антикоррозионными свойствами. Но имеет ряд недостатков: высокая пожароопасность; токсичность; экологические риски по выбросу и разливу; недостаточная концентрация раствора ускорит образование гидратов.

Из-за существенных недостатков, поэтому использование метанола как ингибитора гидратообразования является экологически небезопасным и дорогостоящим. Альтернативный ингибитор можно использовать моноэтиленгликоль. По экономическим и экологическим свойствам эффективнее применять моноэтиленгликоль.

МЭГ имеет свои преимущества: оказывает гораздо меньше влияния на окружающую среду, при аварийном выбросе или разливе; экологически безопасен и может использоваться в морской акватории; регенерация МЭГа и закачка в систему. Также имеет ряд недостатков: механические примеси, накопление минеральных солей при регенерации.

Самый эффективный ингибитор – метанол. Его расход составляет 0,304 кг/ч. МЭГ требует больше

го расхода – 0,310 кг/ч. Однако по экономическим показателям и экологическим свойствам на производстве применяется моноэтиленгликоль.

Литература:

1. Бальбердина И.Т. Физические методы переработки и использования газа: Учебник для вузов. М.: Недра, 1988. 248 с.
2. Денисов Д.Р. Использование атмосферного холода для повышения эффективности работы установки низкотемпературной сепарации газа Бованенковского НГКМ // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 2, № 4. С. 25-26.
3. Зиберт Г.К. Перспективные технологии и оборудование для подготовки и переработки углеводородных газов и конденсата. М.: Недра, 2005. 366 с.
4. Истомин В.А. Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов. Ч. I. М.: ИРЦ Газпром, 1999. 76 с.

LOW-TEMPERATURE GAS SEPARATION IN GAS CONDENSATE FIELDS

V.V. Kurinnov

Application of low-temperature separation in gas condensate fields is designed for the collection and preparation of natural gas and gas condensate. Lowering the temperature can be achieved due to the throttle effect or the use of ejectors. The article deals with the low-temperature separation used to separate the gas-liquid mixture into natural gas and condensate and which inhibitor is best used in the gas condensate field.

Keyword: low-temperature gas separation, natural gas, condensate, gas condensate field

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА МЕТОДОМ ЦИКЛИЧЕСКОЕ ЗАВОДНЕНИЯ СКВАЖИН НА СУТОРМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.А. Овсянников

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: eugen_7293@mail.ru

Представлены результат оценки эффективности работы по повышению продуктивности скважин и мероприятия по интенсификации добычи нефти на Суторминском месторождении БС₁₀¹. Выполненное в работе исследование позволило выявить динамику геологического мероприятия (далее – ГТМ) за период 2008-2012 гг. по пласту БС₁₀¹. Основные объемы циклического заводнения осуществлялись на фоне скважин залежи БС₁₀¹ Суторминского месторождения.

Ключевые слова: Суторминское месторождение, скважина, циклическое заводнение, гидродинамические свойства, давление

На Суторминском месторождении проводились разнообразные комплексы ГТМ на добывающем и нагнетательном фонде, включающий в себя различные виды физико-химических ОПЗ, ГРП, перфорационных работ, переводов скважин на вышележащий объект, выравнивание профилей приемистости

с использованием различных составов, осуществлялась программа нестационарного заводнения [2].

Основным методом повышения нефтеотдачи являлось циклическое заводнение. Данный вид воздействия на пласт является частным случаем нестационарного заводнения. Циклическое заводнение широко использовалось в процессе разработки месторождения и являлось основным методом повышения нефтеотдачи пласта БС₁₀¹, поскольку являлся мало затратным методом.

Использование в дальнейшем процессе разработки залежи 1 пласта БС₁₀¹ нестационарного заводнения, включающем в себя один из элементов циклической закачки воды в пласт, является одним из главных методов повышения нефтеотдачи обводненного пласта БС₁₀. Программа нестационарного заводнения основывается на данных о гидродинамических свойствах конкретных участков месторождений, распределении остаточных запасов нефти, сформировавшихся в фильтрационных потоках и предусматривающих расчет полуволн закачки и отборов для каждого конкретного участка, пласта БС₁₀¹.

За счет заводнения месторождений при благоприятных геолого-физических условиях можно увеличить нефтеотдачу пластов на залежах до 60-65% и более. Но, не смотря на это, полнота охвата пластов заводнением и конечная нефтеотдача их резко снижается при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов. В достаточно сильно неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям и зонам, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых слоях и участках, зонах. Неравномерные прорывы воды имеют место также и в участках однородных пластах при повышенной вязкости нефти за счет неустойчивости фронта вытеснения. Это приводит к тому, что участки нефтяных залежей за фронтом заводнения представляют собой бессистемное чередование заводненных высокопроницаемых и нефтенасыщенных, менее проницаемых, слоев или зон, которые могут достигать до 30-50% от нефтенасыщенного объема [3].

Основа метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, по проницаемости слоев, поропластов, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Давление же достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения и снижения.

В процессе такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты, в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны или участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых нефтенасыщенных слоях, зонах, участках.

Таким образом, между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, то есть при увеличении объема нагнетаемой воды или снижении отбора жидкости, возникают положительные перепады давления – в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных ниже. При снижении давления в пласте, т.е. при уменьшении объема нагнетаемой воды, либо повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления – в нефтенасыщенных зонах давление выше, а заводненных ниже.

Циклическое воздействие на пласты, создавая знакопеременные перепады давления между зонами (слоями) разной насыщенности (проницаемости), способствует преодолению прерывистого характера проявления капиллярных сил, выравниванию насыщенностей, либо повышению охвата заводнением неоднородных пластов. Изменение направления потоков жидкости между скважинами усиливает этот процесс повышения охвата пластов заводнением.

За период с 2006 г. по 2012 г. за счёт циклического заводнения было дополнительно добыто 499,7 тыс. т нефти [2].

Основные достоинства от проведения циклического заводнения:

- малые эксплуатационные затраты на проведение мероприятия;
- возможность введения как на раннем этапе заводнения, так и на поздней стадии разработки;
- задействование ранее не вовлеченных в разработку запасов нефти путем смены направления потоков жидкости, и вовлечение в разработку запасов из низкопроницаемых поропластов;
- простота проведения мероприятия;
- поддержание компенсации закачки воды на стабильном уровне.

Таким образом, можно сделать выводы, что основным методом, который следует предложить для повышения нефтеотдачи пласта в сложившихся условиях разработки пласта, может быть применение нестационарного заводнения пласта с использованием необходимого количества работ по выравниванию профиля приемистости скважин.

Литература:

1. Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 2000.
2. Переоценка балансовых запасов нефти и газа по Суторминскому месторождению. Главтюменьнефтегаз, 2000.

3. Проект разработки Суторминского месторождения, 2010, <http://mn.gazprom-neft.ru/>
4. Закиров С.Н., Индрупский И.М. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: Феникс, 2009.

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ВАРЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.П. Саган

ОАО «Варьеганнефть», г. Радужный, Россия

E-mail: densagan91@yandex.ru

В статье рассмотрен процесс увеличения нефтеотдачи и решения трудностей в ходе эксплуатации скважин методами обработки призабойной зоны пласта, в частности применяемые на Варьеганском месторождении. Изучены следующие проблемы эксплуатации скважин: снижение дебита, высокая обводненность скважин, отложения солей, парафиноотложения. Дана оценка эффективности применения соляно-кислотной обработки, обработки ингибитором солеотложения СНПХ-5312Т и обработки промывкой технической водой.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, обводненность, парафиноотложение, солеотложение, соляно-кислотная обработка, ингибитор солеотложения, нефтеотдача, проницаемость, обработка призабойной зоны

В процессе эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными и штанговыми глубинными насосами, снижается их дебит. Во вновь вводимых в эксплуатацию скважинах дебит оказывается значительно ниже расчетного. Для того чтобы облегчить условия притока нефти в скважину применяют методы искусственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Иногда для повышения дебита достаточно удалить со стенок фильтра и поверхности вскрытой части пласта отложения парафина, смол и глинистых частиц. Однако в большинстве случаев необходимо искусственно увеличить число и размеры поровых каналов, а также их протяженность.

Методы, воздействия на ПЗП разнообразны, их условно делят на химические, механические, тепловые и физические. Для повышения эффективности воздействия на ПЗП, данные методы часто сочетают друг с другом или используют их последовательно один за другим.

Одним из наиболее действенных и быстрых, в краткосрочной перспективе, методов повышения производительности скважин является химическая обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта. Химические методы обработки основаны на реакциях взаимодействия породы с химическими веществами (чаще всего с кислотами) в результате которых часть породы растворяется, увеличивая размеры поровых каналов и трещин.

Механические методы позволяют создать в продуктивных пластах новые каналы и расширить существующие. Они основаны на гидравлическом разрыве пласта, а также на воздействии на пласт взрывной силы торпеды.

При использовании тепловых методов со стенок поровых каналов удаляют оставшийся парафин и смолы. С помощью тепла также интенсифицируют химические методы воздействия на пласт.

Физические методы основаны на промывке ПЗП водными растворами поверхностно активных веществ (ПАВ) и других добавок, с помощью которых из пор, поровых каналов и трещин удаляют остаточную воду и мелкодисперсные твердые частицы [6].

Варьеганское месторождение многопластовое, в разрезе слагающих пород выделены следующие продуктивные пласты: покурской свиты ПК19, ПК17, ПК16, ПК22, ПК15, АВ3, АВ4, АВ5, АВ7-8, БВ4-0, БВ-4, БВ-5, БВ-6, БВ-7, БВ8-0, БВ8-1, БВ8-2, БВ-9, БВ10, БВ-12, ачимовской толщи Ач1-2, Ач1-3, васюганской свиты Ю11, Ю12 [4]. На месторождении широкое применение получили следующие методы обработки ПЗП:

- соляно-кислотная обработка (СКО);
- обработка ингибитором солеотложения (ИСО) – СНПХ-5312Т;
- промывка технической водой.

При СКО соляная кислота контактирует с известняками и доломитами (карбонатные породы) вступает с ними в химическую реакцию и растворяет их, хлористый кальций и магний хорошо растворимы в воде и поэтому легко удаляются из пласта вместе с прореагировавшим кислотным раствором. Также легко удаляется и углекислый газ, который частично находится в свободном виде, а частично растворен в воде. На эффективность соляно-кислотных обработок влияют многие факторы, основными из которых являются состав породы пласта, пластовые температура и давление, объем и концентрация кислотного раствора, время реагирования кислоты с породой и свойства жидкостей, насыщающих пласт. Свойство породы пласта в большой степени влияет на выбор способа обработки концентрации кислотного раствора. Свойства жидкостей также необходимо учитывать при кислотных обработках. Температура оказывает значительное воздействие на интенсивность соляно-кислотной обработки. Активность соляной кислоты возрастает по мере увеличения температуры от 20 до 150 °С. Пластовое давление влияет на скорость реакции кислоты с породой: чем оно выше, тем ниже скорость реакции. Объем кислотного раствора выбирают, как правило, на основе опытных промысловых данных. На практике небольшие объемы кислотного раствора (0,4-0,6 м³ на 1 м толщины пласта) берут для обработки малопроницаемых пластов в скважинах с невысокими начальными

дебитами. Для пластов с большей проницаемостью кислотного раствора берут больше (0,8-1 м³ на 1 м толщины пласта) [3].

Для предотвращения парафиноотложений и солеотложений на насосном и подземном оборудовании скважин, в выкидных линиях и нефтесборных коллекторах на Варьеганском месторождении используется ингибитор солеотложения СНПХ-5312Т. Предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования в процессах добычи и подготовки нефти от отложений неорганических солей, включающих сульфаты, карбонаты кальция и магния, сульфат бария, а также соединения железа в условиях высокой минерализации промысловых вод. Технологии применения ингибиторов отложения солей зависят от геолого-физических особенностей строения и системы разработки месторождения, состава попутно добываемых вод и отлагающихся солей, условий выпадения солей и эксплуатации скважинного оборудования, а также от физико-химических свойств используемого ингибитора отложения солей [5].

Промывка технической водой скважины применяется в следующих случаях: снижается приток, снижается дебит, частые остановки по ЗСП и ЗП, клин в одну и обе стороны (запуск скважины производится вместе с ЭПУ). При прямой промывке промывочная жидкость закачивается в спущенные в скважину трубы, а подъем воды с размытым песком происходит по кольцевому пространству. В процессе промывки трубы находятся на весу и спускаются с той или иной скоростью в зависимости от плотности пробки и количества жидкости, необходимой для подъема размытого песка на поверхность. Обратная промывка отличается от прямой промывки тем, что промывочная жидкость поступает в кольцевое пространство, а подъем с размытым песком происходит по насосно-компрессорным трубам. Для герметизации устья скважины при обратной промывке обязательно применение специальной головки с резиновым манжетом-сальником, плотно охватывающим тело трубы [1].

Заключение. По величине начальных извлекаемых запасов нефти Варьеганское месторождение относится к группе крупных, по сложности геологического строения – к сложным. На данный момент месторождение находится на последней четвертой стадии разработки, характеризующейся падающей добычей нефти из-за высокой обводненности. В связи с этим требуется своевременное решение проблем, связанных с максимально возможным повышением дебита скважин. С данной задачей, на короткий срок, справляются рассмотренными методами обработок призабойной зоны пласта.

Самыми распространенными ОПЗ на Варьеганском месторождении являются: соляно-кислотной, обработке ингибитором солеотложения СНПХ-5312Т и промывке технической водой.

Главными преимуществами данных методов является:

- скорость применения (длительностью в несколько часов);
- минимальный простой скважины (промывка технической водой возможна и без остановки скважины);
- экономически более выгодны.

Литература:

1. Бухаленко Е.И. Техника и технология промывки скважин. М: НЕДРА, 1982.
2. Иконникова Л.Н., Золотухин А.Б. Анализ эффективности интенсификации добычи нефти с использованием солянокислотной обработки // Сб. науч. трудов: материалы научно-технической конференции (20-23 сентября 2011 г.): в 3 ч.; ч.1 / под ред. Н.Д. Цадаева. Ухта: УГТУ, 2011. С. 50-54.
3. Кристиан М., Сокол С., Константинову А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. М.: Недра, 1985.
4. Отдел геологической службы УДНГ ЦДНГ №9 ОАО «Варьеганнефть».
5. <http://neftpx.ru/development/ingibitory-soleotlozhenij/> Применение ингибитора солеотложения.
6. <http://helpiks.org/6-22001.html>. Физико-химические методы обработки призабойной зоны пласта.

BASIC METHODS FOR PROCESSING THE PRECEAL ZONE OF THE VARIEGAN DEPOSIT PLAST

D.P. Sagan

Varioganneft, Raduzhny, Russia

This article considers the process of increasing oil recovery and solving the difficulties in the course of well operation by methods of bottomhole formation treatment, in particular, used at the Varioganskoye field. The following problems of well operation were studied: decrease of production rate, high water cut of wells, salt deposits, paraffin deposits. The efficiency of hydrochloric acid treatment, treatment with scaling inhibitor SNPCH-5312T and treatment with industrial water was evaluated.

Keywords: Bottomhole formation zone, watercut, paraffin deposition, scaling, hydrochloric acid treatment, scaling inhibitor, oil recovery, permeability, bottomhole treatment

НОНГ-ЕГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

О.Г. оглы Нагиев

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: oktai.nagiev@mail.ru

Нонг-Еганское нефтегазовое месторождение открыто в 1974 году, а в разработку введено с 1978 году. В течение 44-летнего периода промышленной разработки и эксплуатации, на территории месторождения внедрялись и активно применялись различные геолого-технологические мероприятия по оптимизации полезного притока нефти в призабойных зонах добывающих скважин, которые применяются и по сей день [1, 11, 12].

Целью данной работы является описание Нонг-Еганского месторождения.

Нонг-Еганское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в пределах Нижневартовского и Сургутского районов Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Залежи нефти месторождения расположены на территории трёх лицензионных участков: Нонг-Еганского, Кечимовского и Восточно - Придорожного, принадлежащих ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Месторождение расположено в 15 км к северу от г. Покачи. Наиболее крупным населенным пунктом в районе работ является г. Лангепас (в 118 км к юго-востоку), в котором базируются производственные базы ТПП «Лангепаснефтегаз». Районный центр – г. Нижневартовск, находится в 170 км к юго-востоку от месторождения [6].

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Кечимовское, Мишаевское, Ключевое, Покачевское, Южно-Покачевское, Северо-Покачевское, Нивагальское, Вать-Еганское.

На участке работ находятся коридоры коммуникаций: с севера на юг площадь пересекает газопровод Уренгой-Центр, а в 40 км западнее проходит межпромысловый нефтепровод от Повховского месторождения через Покачевское и Лас-Еганское месторождения. Электроснабжение района осуществляет Сургутская ГРЭС мощностью свыше 1200 тыс. кВт. Основными видами транспорта являются автомобильный, железно-дорожный и авиационный. Автодорожная сеть более развита в западной части территории. Связь буровых с районным центром осуществляется автотранспортом, вездеходами и тракторами по бетонной дороге, соединяющей месторождение с городами Покачи, Лангепас, Кога-лым и Нижневартовск. В 20-25 км от западной границы Нонг-Еганского месторождения проходит железная дорога Сургут-Уренгой [6].

Таким образом, Нонг-Еганское месторождение находится в районе нефтедобычи с достаточно развитой инфраструктурой вблизи от существующих объектов коммуникаций.

Нонг-Еганское месторождение находится в пределах Среднеобской низменности. Рельеф представляет собой слабопересеченную заболоченную равнину с абсолютными отметками в среднем от +68 м до +72 м. Две трети площади покрыты труднопроходимыми болотами.

В орографическом отношении территория работ приурочена к междуречью р. Аган и её притока – р. Айкаган. Кроме перечисленных рек, площадь работ дренируется большим количеством более мелких водотоков. Реки сильно меандрирующие, несудоходные. Уровень грунтовых вод в долинах рек расположен на глубине до 5 м, на водоразделах – до 25 м. Заболоченные равнинные участки изобилуют множеством озер, расположенные преимущественно в западной части площади. Наиболее крупные из них Имн-Лор, Имн-Нерым-Лор, Сыс-Лор.

Климат района резко континентальный с суровой продолжительной зимой. Средняя температура зимнего периода минус 25 °С, минимальная минус 55 °С. Лето короткое, температура воздуха достигает +38 °С, самый теплый месяц - июль. Количество атмосферных осадков в год составляет 500-550 мм, причем 75% из них приходится на теплое время года. Высота снежного покрова колеблется от 0,7 м на открытых участках до 1,5 м в низинах. Толщина льда на реках и озерах 40–80 см [5].

Площадь работ находится в зоне разобленного залегания реликтовой мерзлоты, залегающей на глубинах до 150-200 м в виде сегментов, разделенных сквозными таликами в долинах рек и под крупными озерами. Плотность населения в районе очень низкая. Основная масса населения занята в нефтегазодобывающей промышленности.

Нонг-Еганское нефтегазовое месторождение со времени открытия и по настоящее время, в процессе применения на нем различных методов интенсификации притока, сталкивается с различными проблемами, одним из которых является ухудшение полезного притока нефти в призабойной зоне скважины, причиной, которых является высокая вязкость скважиной продукции, высокое содержание в скважиной продукции асфальто-смолистых и парафиновых веществ, высокое содержание механических примесей, а также причиной являются последствия геолого-технологических мероприятий [8].

Среди известных методов интенсификации притока скважин на Нонг-Еганском месторождении для рациональной разработки нефтегазовых месторождений необходимо не только проводить всякого рода геолого-технологические мероприятия, необходимо еще следить за качеством проведения данных работ во избежание нежелательных последствий, в дальнейшем приводящих к ухудшению работы скважины таких как высокий процент обводненности или к кольтации призабойной зоны скважины тем самым затрудняя приток из пласта или прекращая его вовсе [11].

Таким образом, с целью обеспечения на Нонг-Еганском нефтяном месторождении нормальной разработки и эксплуатации скважин, требуется своевременное и качественное проведение определенных регламентом геолого-технологических мероприятий, направленных на интенсификацию притока.

Литература:

1. Технологическая схема разработки Нонг-Еганского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз» за 1976 г.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Нонг-Еганского месторождения за 1976 г.
3. Технологическая схема разработки Нонг-Еганского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз» за 1978 г.
4. Технологическая схема разработки Нонг-Еганского месторождения ТПП «Покачевнефтегаз» за 1986-1987 гг.
5. Дополнение к технологической схеме разработки Нонг-Еганского месторождения за 1995 г.
6. Проект разработки Нонг-Еганского месторождения за 2000 г.

7. Анализ разработки Нонг-Еганского месторождения за 2005 г.
8. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Нонг-Еганского месторождения по состоянию за 2006 г.
9. Дополнение к проекту разработки Нонг-Еганского месторождения: отчет о НИР по договору № 08С0682 за 2008 г.
10. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Академия, 2012. 348 с.
11. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2010. 345 с.
12. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М., 2001. 163 с.

ОЦЕНКА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.С. Иванов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: ivas_89@mail.ru

В статье рассматриваются вопросы прогнозирования объемов добычи углеводородного сырья в Западной Сибири, в первую очередь, нефти в ХМАО. Даются оценки перспективных запасов. Предлагаются варианты увеличения прогнозных запасов нефти в ХМАО. Рассматриваются технологии интенсификации добычи, в том числе и на месторождениях с длительным сроком эксплуатации.

Ключевые слова: Западная Сибирь, углеводородное сырье, ХМАО, запасы нефти и газа, повышение нефтеотдачи

Западная Сибирь является уникальным регионом Российской Федерации, обладающим уникальными запасами углеводородов. За годы промышленной разработки было добыто примерно 11,5 млрд.т нефти (в основном, в Ханты – Мансийском автономном округе) и около 16,5 млрд.м³ свободного газа, преимущественно в северной части Западной Сибири. Учитывая, что основная часть федерального бюджета формируется за счет продажи на экспорт углеводородного сырья, значимость Западной Сибири сложно переоценить.

На территории ХМАО открыто 29 гигантских нефтесодержащих месторождения (крупнее 300 млн.т) с суммарными запасами нефти 37 млрд.т. Лидером по запасам является Самотлорское. На севере Западной Сибири имеется 28 газосодержащих месторождений, в том числе уникальных, с оценочными запасами 42,9 трлн.м³. Это полностью подтверждает прогнозы, сделанные еще в 1970-х годах: чем дальше на Север, тем меньше запасов нефти и больше газа, вплоть до полного исчезновения нефтяных месторождений в Южно-Карской нефтегазоносной провинции.

В пределах нефтегазоносной провинции до 1992 г. открывалось в среднем от 15 до 30 месторождений углеводородного сырья, затем их число су-

щественно снизилось. В ХМАО с 1993 по 2012 гг. было открыто около 100 месторождений, в том числе 29 крупных и средних нефтяных (от 10 до 95 млн. т), в том числе семь крупных (более 30 млн.т). С 2002 по 2012 г. число открытых месторождений составило 75, но крупных только два – Колтогорское и Соровское, остальные относятся к мелким (менее 3 млн.т) и мельчайшим (менее 1 млн.т) [3]. Таким образом, явно просматривается тенденция к падению числа крупных месторождений и преобладание менее перспективных с небольшими запасами сырья.

В настоящее время по разным оценкам в Западной Сибири геологические запасы нефти составляют от 120 до 180 млрд.т, в том числе от 45 до 60 млрд.т извлекаемых. Потенциальные ресурсы газа, преимущественно на Севере мегапровинции, оцениваются, по разным данным, от 110 до 160 трлн.м³. Предполагается, что к 2040 г. прирост запасов нефти составит 8-9 млрд.т, а газа 32-34 трлн.м³. При этом на ХМАО придется максимум прироста запасов нефти и не более 3% прироста разведанных запасов газа [3].

Однако, с 1990-х годов начинается постепенное падение доли Западной Сибири в общероссийской добыче нефти. Если в 1990 г. там добывалось 72,8% нефти и газового конденсата, то в 2012 г. уже только 61,2%. Падает и абсолютное значение показателей добычи: 1990 г. – 376, 2005 г. – 333, 2012 г – 317 млн.т. Соответственно, падает и доля основного нефтедобывающего района Западной Сибири – ХМАО. В 2012 г. она составила 50% против 54% в 2002 г. При этом снизились и физические объемы добываемой нефти с 270,4 до 259,9 млн.т (2002-2009 гг.) [5]. Падение продолжилось, и в настоящее время (данные на 2017 г.) ХМАО приходится 43,0% общероссийской добычи нефти (235,3 млн.т) [7]. Прирост добычи нефти в последние годы обеспечивается, в основном, за счет месторождений Восточной Сибири. Однако с выходом на плановые показатели темпы роста нефтедобычи и там замедлились.

Ряд отечественных ученых считает, что причины уменьшения доли Западной Сибири в нефтедобыче лежат не столько в плоскости экономической, сколько в политической. Принятая в настоящее время стратегия приоритетного освоения месторождений Арктического шельфа и Восточной Сибири не позволяет в полной мере использовать потенциал уже освоенных нефтеносных районов, обладающих значительно лучшими экономическими показателями (стоимость добычи нефти в Восточной Сибири примерно в три раза выше, чем в Западной и приближается к таковой на шельфовых проектах). Более того, нужно принимать во внимание, что издержки на добычу углеводородных ресурсов в Западной Сибири ниже, чем в любых других регионах страны [4].

Каким же образом ХМАО может остановить неблагоприятные тенденции, ведущие к утрате его лидерства в нефтедобыче страны? Во-первых, необходимо восстановить прежние масштабы геологоразведочных работ, свернутые ведущими нефтяными компаниями в связи с их переориентацией на Восток. В настоящее время отечественные ученые предложили несколько перспективных разработок, которые позволят увеличить прогнозные запасы нефти. Например, по мнению академика И.И. Нестерова, в глинистых породах баженовской свиты имеется еще около 127 млрд.т нефти, что позволило бы в обозримом будущем получать дополнительно до 15 млн.т нефти в год [4]. Очень перспективными являются работы по исследованию нефтегазоносности кристаллического фундамента, которые, в случае успеха позволят существенно переоценить запасы нефти и газа в сторону увеличения [2].

Стимуляция процесса нефтедобычи и повышения нефтеотдачи пластов характерна для всех месторождений. Наиболее актуальна такая задача для скважин, использующихся уже длительное время, составляющим большинство на разрабатываемых в Западной Сибири. Эти скважины обладают следующими особенностями, снижающими эффективность добычи: высокая степень обводненности, аномально низкое пластовое давление. В настоящее время наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи является гидравлический разрыв пласта. Хотя в сложных условиях месторождений Западной Сибири этот метод требует нетрадиционных решений, но такие задачи успешно решаются [6]. Значительно повышает эффективность использования месторождений горизонтальное бурение. Еще одним перспективным методом повышения нефтеотдачи на обводненных скважинах является нагнетание растворов химических реагентов, которые взаимодействуя с водой, способствуют высвобождению нефти и транспортировке ее на поверхность. Среди разновидностей данного метода наиболее эффективным стало применение состава из щелочи, поверхностно-активных веществ и полимеров. Использование этого метода позволило достигнуть увеличения нефтеотдачи на 20% [1]. И, наконец, еще одним способом повышения эффективности нефтедобычи становится максимальное использование мелких месторождений, эксплуатация которых не является приоритетной для компаний – гигантов. Соответствующей государственной политикой, прежде всего налоговой, возможно привлечение в эту сферу малых инновационных компаний.

Все выше перечисленные меры позволяют еще в течение длительного времени сохранить за Западной Сибирью и ХМАО роль лидера в добыче углеводородного сырья в России.

Литература:

1. Крибель Г. Повышение нефтеотдачи пластов // Нефтегазовые технологии. 2012. № 8.

2. Мусилимов Р.Х., Плотникова И.Н. Возобновляются ли запасы нефти // ЭКО. 2012. № 1.
3. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы // Вести газовой науки. 2014. № 3 (19).
4. Шмат В.В. Зачем резать дойную корову? // ЭКО. 2013. № 6.
5. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворный И.А. Добыча, переработка и экспорт нефти и нефтепродуктов в России // Вестник Томского государственного университета. Серия «Науки о земле». 2014. № 4.
6. Юсифов Т.Ю., Фаттахов И.Г., Хакимова А.И., Ахметшина Д.И., Сафиуллина А.Р. Увеличение извлекаемых запасов нефти нетрадиционными методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-2.
7. Итоги социально-экономического развития ХМАО за 2017 г. [Электронный документ] – Режим доступа: <https://depeconom.admhmao.ru/deyatelnost/sotsialno-ekonomicheskoe-razvitiye/itogi-razvitiya-okruga/itogi-sotsialno-ekonomicheskogo-razvitiya-khanty-mansiyskogo-avtonomnogo-okruga-yugry/2017-god/1152487/predvaritelnye-itogi-sotsialno-ekonomicheskogo-razvitiya-khanty-mansiyskogo-avtonomnogo-okruga-yugry-za-yanvar-dekabr-2017-goda>

ОБЗОР ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БИОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ БП-92

К.Д. Поручиков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Обсуждаются вопросы обработки призабойной зоны добывающих скважин биополимерными составами с целью ограничения водопритока на месторождениях. Показано, что применение технологии биополимерного воздействия БП-92 дает положительный эффект: после обработки в течение 2-3 месяцев имеет место увеличение средних дебитов, максимальная амплитуда эффекта достигает 100%, в дальнейшем происходит постепенное уменьшение эффекта.

Ключевые слова: биополимеры, низкопроницаемые пропластки, ограничение водопритока, технологии

Повышение нефтеотдачи скважин составляет одну из главных задач разработки месторождения. Для этого в настоящее время предложено большое количество технологий [1, 2].

Технология биополимерного воздействия БП-92 предназначена для воздействия на объектах с сильно выраженной неоднородностью, как по толщине, так и по простирацию со средней проницаемостью более 100 мД и с температурой до 130 °С. Применение технологии основано на зависимости изменения профиля приемистости от давления. Обычно, при уменьшении закачки, снижение приемистости происходит неравномерно. Приемистость низкопроницаемых интервалов уменьшается сильнее, чем высокопроницаемых. При пониженном давлении закачки (на десятки атмосфер ниже устьевого давления при нагнетании в пласт жидкости) низкопроницаемые (нефтенасыщенные) пропластки

перестают принимать закачиваемую воду. Для того, чтобы закачиваемая биополимерная композиция попала преимущественно в промытую водонасыщенную зону, закачка композиции в пласт производится при давлении на 5-10 атмосфер ниже давления в линии ППД.

Разработано четыре базовых состава биополимера. Первый, на основе модифицированного картофельного крахмала, применим при пластовой температуре не менее 60 °С, коллектором как порового, так и трещиновато-порового типа с проницаемостью минимум 10 мД. Наилучший эффект достигается на ранней стадии разработки. Второй состав, на хромкалиевых квасцах, применим для коллекторов того же типа, что и первый, но при температуре менее 60 °С. Третий, на основе бентонита, рекомендуется для трещиновато-поровых коллекторов с проницаемостью минимум 5 мД и при пластовой температуре более 60 °С. Четвертый, на основе отходов слоистого пластика «сломель М», имеет критерии применимости аналогично третьему, но более эффективен при кинжальных прорывах воды, применим также при наличии заколонных перетоков и для поровых коллекторов.

К настоящему времени биополимерные технологии прошли промысловую апробацию: обработка призабойной зоны добывающих скважин биополимерными составами с целью ограничения водопритока проводилась на месторождениях Украины (терригенные коллектора НГДУ "Черниговнефтегаз"), ПО "Татнефть" и НГДУ "Кинель-нефть" (карбонатные трещиноватые коллектора), а также на некоторых других месторождениях. Снижение обводненности в этих экспериментах достигало в отдельных случаях 40% (в зависимости от предыстории и начальной обводненности), суточный прирост добычи нефти в среднем 4-5 тонн (в отдельных случаях до 20 тонн в зависимости от дебита по жидкости и начальной обводненности).

В Татарии дополнительная добыча нефти на одну скв.-операцию в среднем составляет 530 тонн (или около 300 тонн нефти на тонну товарной формы биополимера).

Закачка биополимерных композиций через нагнетательные скважины с целью изменения профиля приемистости и увеличения охвата заводнением (регулирование фильтрационных потоков) проводилась на ряде месторождений Западной Сибири: Талинское месторождение ("КОНДРПЕТРОЛЕУМ"), Поточное, Покачевское и Нантеганское месторождения ("Лангепаснефтегаз"), Тарасовское и Барсуковское месторождения ("Пурнефтегаз"), Ершовое и Самотлорское месторождения ("Нижневартовскнефтегаз"), Западно-Ноябрьское месторождение ("Ноябрьскнефтегаз").

Наиболее полно апробация биополимерных технологий проводилась на месторождениях "Мегионнефтегаз".

Работы выполнялись на Покамасовском месторождении (пласт Ю1), Северо-Покурском месторождении (пласты Б6 и Б8), Аганском месторождении (Б8 и Б9), Южно-Аганском месторождении (Б9), Ватинском месторождении (А1-2 и Б8), Мегионском месторождении (А1-2 и Б8), Мыхпайском месторождении (А1).

При закачке биополимерных композиций в нагнетательные скважины на опытном участке через один - три месяца после закачки наблюдается прогрессирующее снижение обводненности и прирост добычи нефти. Дополнительная добыча от проведенных обработок во многих случаях превышает 500 тонн нефти на 1 тонну товарной формы биополимера Продукт БП-92.

После обработки в течение 2-3 месяцев имеет место увеличение средних дебитов, максимальная амплитуда эффекта достигает 100%, в дальнейшем происходит постепенное уменьшение эффекта.

Литература:

1. Гладких А.Е. Полимерное заводнение как метод борьбы с обводнением // Научный форум Сибирь. 2017. Т. 3, № 1. С. 14-15.
2. Тухбатуллина Д.Р. Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Научный форум Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 39-41.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ ЗАЛЕЖИ

Т.Д. Островская, Е.И. Инякина,
И.И. Краснов, Е.В. Ваганов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Северо-Восточный федеральный университет, (филиал)
МПИ г. Мирный Республика Саха (Якутия)
АО «Геотрансгаз», г. Новый Уренгой, Россия

В статье рассмотрены результаты исследований газовых скважин, эксплуатирующих газоконденсатные залежи пласта БТ₁₀ и БТ₁₁ Берегового месторождения. Рассмотрены фильтрационные характеристики коллекторов на стационарных режимах фильтрации с фиксацией устьевых и забойных давлений и температур, а так же дебитов газа сепарации и стабильного конденсата при исследовании через промысловый сепаратор. Стационарный режим фильтрации считался при условии, что $\Delta P / \Delta t \leq \delta$.

Ключевые слова: исследование скважин, газоконденсатные залежи, термобарические условия, проектные дебиты, фильтрационные характеристики, фазовые процессы, стационарные режимы фильтрации, снижение давления

Summary: The article reviews the results of studies of gas wells exploiting the gas condensate deposits of the БТ₁₀ and

БТ₁₁ of the Beregovoye field. The filtration characteristics of the collectors under stationary filtration conditions with fixation of wellhead and bottomhole pressures and temperatures, as well as debit gas of separation and stable condensate during investigation through a commercial separator are considered. The stationary mode of filtration was assumed under the condition that $\Delta P / \Delta t \leq \delta$.

Key words: gas, gas condensate deposits, Beregovoye field, Siberia

Совершенствование подходов к изучению фильтрационных характеристик коллекторов и описанию свойств пластовых флюидов является актуальной задачей для нефтегазовой промышленности. Подготовка и получение исследуемых параметров является важным при геолого-математическом моделировании процессов разработки месторождения [1]. Для создания гидродинамических моделей прогнозирования разработки газоконденсатных залежей необходимо формирование достоверного представления о пластовых флюидах и характеристик коллекторов для каждого пласта [2, 3].

Обычно на практике при проведении газоконденсатных исследований применяются одноступенчатые сепараторы газового ряда, при этом замер дебита газа сепарации производится через ДИКТ со сменными шайбами. С целью изучения работы скважин, эксплуатирующих газоконденсатные залежи Берегового месторождения, выполнен комплекс исследований фильтрационных характеристик коллекторов. Замер же жидкой фазы производился в тарированной емкости по времени заполнения жидкостью мерников. На всех кустах месторождения в гребенках смонтированы специальные байпасы и задвижки, позволяющие производить подсоединение измерительного блока без остановки скважины [4, 5].

Исследования, как правило, проводились на 2–9 стационарных режимах фильтрации с фиксацией устьевых и забойных давлений и температур, а так же дебитов газа и конденсата. Режим работы скважины задавался штуцером, а режим работы промыслового сепаратора – шайбой на ДИКТе. За стационарный приток был принят приток газа, при котором изменение давления и расхода в течение промежуток времени приборами не фиксировался. В результате исследований были построены в координатах $P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = f(Q)$ и $m(P_{пл}) - m(P_{заб}) = f(Q)$ индикаторные диаграммы, позволяющие учесть реальные свойства газа и определены значения фильтрационных коэффициентов A и B уравнения притока газа, а так же значение абсолютно-свободного дебита. По результатам обработки КВД методом Хорнера рассчитали коэффициент гидропроводности и значение пластового давления на контуре питания скважины.

При исследовании пласта БТ₁₁ получен приток газоконденсатной смеси из продуктивных интервалов в скважинах номер 11, 260, 34 и 22, а в скважинах номер 36, 153, 156 получен приток газоконден-

сата с водой. По результатам исследований определены эффективная проницаемость коллектора и значение коэффициента пьезопроводности пласта. При испытании на трех режимах фильтрации получен коэффициент гидропроводности – 23,49 мкм²·м/МПа·с и при среднем дебите газоконденсатной смеси – 182 тыс. м³/сут.

Испытания скважины номер 261 в интервале 3280 – 3283 м расчетное текущее пластовое давление составило 25,91 МПа, коэффициент гидропроводности – 30,37 мкм²·м/МПа·с и дебит газоконденсатной смеси составил 172,85 тыс. м³/сут. Следует отметить, что после проведения дополнительной перфорации пласта БТ₁₁ (интервал 3385-3388 м) наблюдается существенное увеличение продуктивных характеристик скважины. В момент проведения исследований в 2014 году коэффициент продуктивности составлял порядка 46,5 (тыс.м³/сут)/МПа, в то время как, исследования проведенные после дополнительной перфорации в 2016 году свидетельствуют об увеличении данного параметра более, чем в два раза. Возможным объяснением дальнейшего увеличения данного параметра во время исследований в 2017 г. (коэффициент продуктивности составил 190 (тыс.м³/сут)/МПа) послужила дополнительная очистка призабойной зоны пласта, т.к. данный период эксплуатации скважины характеризовался максимальными отборами и скоростью потока газа к забою скважины. Анализ результатов исследований на нестационарных режимах показывает, что в процессе эксплуатации скважины произошло снижение пластового давления на 3,51 МПа. В последующий период оценка пластового давления проведена единожды. При этом значение пластового давления, определенное расчетным путем по данным измерения статического давления на устье скважины, составило 24,76 МПа.

Газодинамические исследования на скважине номер 282 проводились совместным испытанием продуктивных интервалов пластов БТ₁₀ и БТ₁₁. По результатам исследований в интервале 3240 м замеренное пластовое давление составило 29,11 МПа, расчетное пластовое давление составило 29,28 МПа, коэффициент гидропроводности – 29,01 мкм²·м/МПа·с, дебит воды – 14,4 м³/сут и дебит газоконденсатной смеси – 362,5 тыс. м³/сут. Комплекс исследований показал, что на глубине 3230 м замеренное пластовое давление составило 28,19 МПа, расчетное пластовое давление составило 28,22 МПа, коэффициент гидропроводности – 189,2 мкм²·м/МПа·с (согласно акту) и дебит газоконденсатной смеси – 452,0 тыс. м³/сут. При исследовании скважины на нестационарном режиме фильтрации, за период остановки скважины, которая составила 19 часов, отмечается отсутствие притока к скважине по радиальной схеме. Так, параметр гидропроводности определялся достаточно условно, повтор-

ная интерпретация с определением коэффициента гидропроводности диагностирует значение 36,0 мкм²·м/МПа·с.

Таким образом, оценка результатов исследований скважин при стационарном режиме фильтрации газа показывает стабильность поведения продуктивной характеристики в процессе эксплуатации Берегового месторождения. Результаты исследования носят оценочный характер и, рассчитанные фильтрационно-емкостные параметры имеют невысокую информативность.

Литература:

1. 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. Т. 10, № 1 (50). С. 118.
2. Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: мат. Всеросс. конференции. М., 2015. С. 90-94.
3. Краснова Е.И., Грачев С.И. Прогнозирование конденсатоотдачи на установке РВТ-соотношений при разработке залежей Уренгойского месторождения // Проблемы геологии и освоения недр. Томск. 2012. С. 97-98.
4. 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.
5. 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. Т. 10, № 1 (50). С. 122.
6. Краснов И.И., Островская Т.Д., Краснова Е.И. и др. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. 2012. № 6. С. 64-65.
7. Краснова Е.И., Перевалова Д.М., Краснов И.И. и др. Опыт существующих способов разработки нефтегазоконденсатных залежей // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, № 5 (54). С. 109-110.
8. Лапутина Е.С., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Краткий обзор методов ограничения газоприток в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, № 6 (55). С. 18-20.
9. Малайченко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RUS 2059064.
10. 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.

РАСЧЕТ ПРОДУКТИВНОСТИ МНОГОЗАБОЙНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С БОКОВЫМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ

А.Е. Рожков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Результаты, достигнутые на Самотлорском месторождении за счет применения горизонтальных скважин с боковыми стволами, позволяют охарактеризовать технологию как весьма перспективную для более широкого применения. Технологии и технические средства строительства скважин сложного профиля с проведением нескольких боковых сформировать разветвленную систему техногенных каналов, охватывающую объем продуктивного пла-

ста, но системная оптимизация указанной технологии разработки с применением горизонтальных скважин – отсутствует.

Ключевые слова: Горизонтальная скважина, перфорация, профиль притока, самотлорское месторождение

Abstract: The results achieved in the Samotlor field due to the use of horizontal wells with lateral trunks make it possible to characterize the technology as very promising for wider application. The technology and technical means for constructing wells with a complex profile with several lateral ones will form a branched system of man-made channels that covers the volume of the productive formation, but system optimization of this development technology with the use of horizontal wells is absent.

Keywords: Horizontal well, perforation, inflow profile, Samotlor field

Результаты, достигнутые на Самотлорском месторождении за счет применения горизонтальных скважин с боковыми стволами, позволяют охарактеризовать технологию как весьма перспективную для более широкого применения.

Технологии и технические средства строительства скважин сложного профиля с проведением нескольких боковых сформировать разветвленную систему техногенных каналов, охватывающую объём продуктивного пласта, но системная оптимизация указанной технологии разработки с применением горизонтальных скважин – отсутствует [2].

При этом научные работы в данном направлении в основном затрагивают технические возможности проведения данной операции и в большинстве своем не затрагивают вопросов теоретического исследования эффективности зарезки боковых

стволов. Кроме того, остается актуальным вопрос оптимального количества боковых стволов и расстояния между ними для чего необходимо моделировать работу боковых стволов, расположенных в пределах горизонтального участка на равном расстоянии друг от друга с учетом интерференции между ними [1].

В качестве примера рассмотрим многозабойную горизонтальную скважину с тремя боковыми горизонтальными стволами, один из которых цементирован и перфорирован, а остальные открыты (рис. 1). Основной ствол также цементирован и перфорирован.

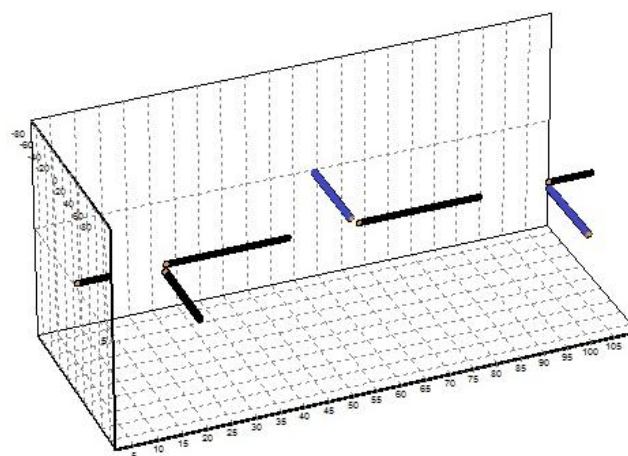


Рис. 1. Схема расположения гидродинамически активных участков многозабойной горизонтальной скважины.

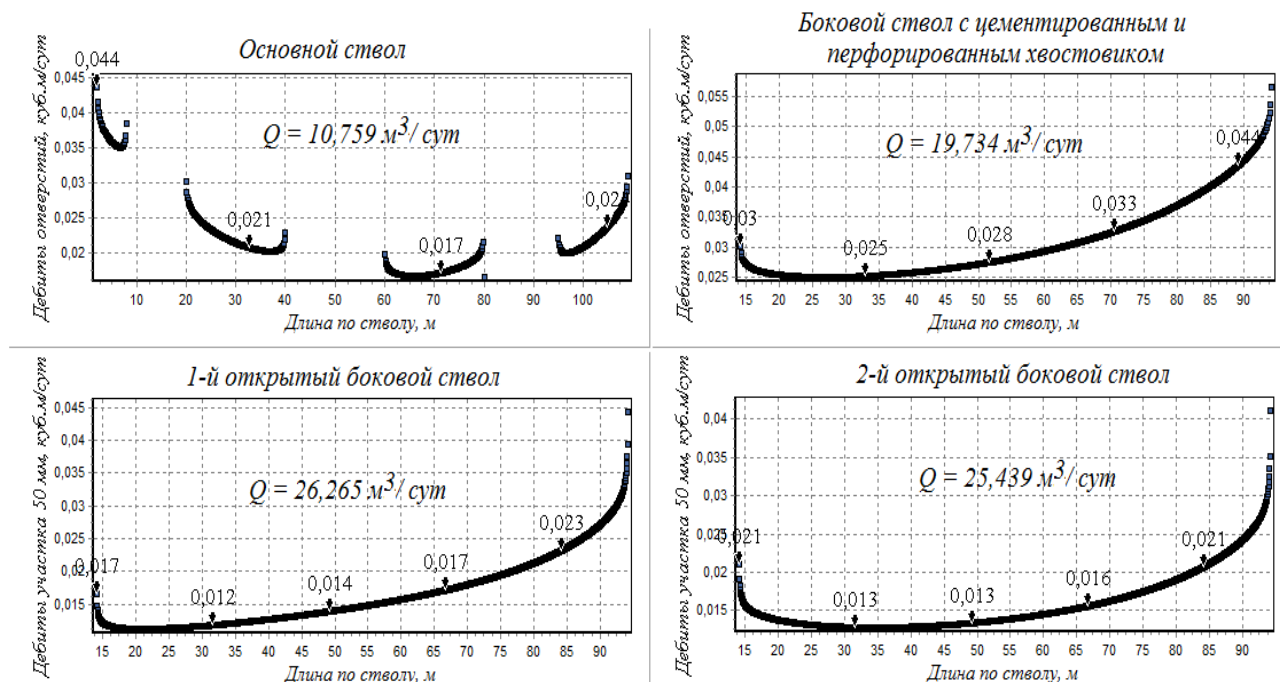


Рис. 2. Профили притока к стволам многозабойной скважины.

Проницаемость пласта 50 мД, мощность пласта 10 м, вязкость нефти 5 сПз, плотность нефти 850 кг/м³, Пластовое давление 25 МПа, давление в начале ствола 20 МПа, диаметр основного ствола 0,2 м, диаметр боковых 0,1 м, расстояние до нагнетательно скважины 1200 м, плотность перфорации 8 отв./м, радиус отверстий – 0,006 м, глубина канала 0,2 м. На рис. 1 показана схема скважины для расчета. Голубым цветом обозначены открытые участки стволов, черным цветом обозначены перфорированные участки.

В результате расчета получены дебиты основного и боковых стволов скважины (рис. 2). Суммарный дебит составил 82,21 м³/сут. Из рисунка 2 видно, что дебит основного ствола при данном числе и соответствующем расположении боковых стволов незначителен.

Таким образом, данная модель позволяет рассчитывать стационарный приток к многозабойным скважинам с различными типами заканчивания и сложными траекториями боковых стволов. Подобная универсальность отличает ее от существующих численных моделей и аналитических решений. Определение профиля притока вдоль основного и боковых стволов наряду с дебитами дает возможность проанализировать работу скважины, что важно на этапе ее проектирования, бурения и выбора типа заканчивания.

Литература:

1. Сохошко С.К., Колев Ж.М. Приток к скважине со сложной траекторией ствола в слоистом пласте // Нефтяное хозяйство. 2014. № 10. С. 110-112.
2. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта: монография. Тюмень-Курган: Издательство «Зауралье», 2015. 268 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЗ НА ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Н.Н. Джаббаров

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: djabbarovnn@tyuiu.ru

В работе представлено обоснование проведения обработки призабойной зоны пласта при разработке нефтяных месторождений на территории Западной Сибири, так же описана эффективность ее проведения в пластах АС9-11, БС8/2.

Ключевые слова: обработка призабойной зоны пласта, добывающая скважина, месторождение

Эффективность разработки нефтяных месторождений в первую очередь определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП), которая наиболее подвержена различным физико - химическим

и термодинамическим изменениям, как в процессе вскрытия пласта, так и эксплуатации скважин. Как правило, фильтрационные свойства пород-коллекторов в ПЗП из-за влияния технологических факторов (загрязнение фильтратом бурового раствора и жидкости глушения, выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений) ниже, чем в удаленной зоне пласта. Высокая послойная неоднородность по проницаемости, наличие контакта с водоносной частью залежи приводят к обводнению продукции скважин, а также к частичному или полному отключению из разработки интервалов пласта с пониженной проницаемостью [1-6]. Таким образом, возникает необходимость проведения мероприятий по увеличению фильтрационных свойств пород в ПЗП, выравниванию профилей притока и приемистости, ликвидации конусов обводнения и заколонных перетоков воды [7-12]. Из-за кратковременности эффекта от воздействия на ПЗП, который редко длится более года, эти работы проводятся на протяжении всего срока разработки объектов и являются основным средством вывода скважин на оптимальный режим эксплуатации.

На *добывающем фонде скважин объекта АС9-11* за период 2011-2015 гг. проведено 420 воздействий на ПЗП, в том числе ОПЗ физико-химическими методами – 48, перфорационными технологиями – 135, перфорационными и ОПЗ химреагентами – 237. Средний объем закачки химических реагентов при воздействии на ПЗП составил 5,2 м³.

С целью восстановления продуктивности призабойной зоны физико-химическими методами проведено 48 воздействий химреагентами и пять депрессионных воздействий с помощью забойного струйного насоса.

Удельная эффективность ОПЗ физико - химическими методами оценивается на уровне 905,7 т/скв.-опер., при средней продолжительности эффекта 406 сут и среднем приросте дебита нефти 2,2 т/сут. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 36,9 (4,1) т/сут до 37,1 (4,1) т/сут, при снижении обводненности скважин с 89,0 % до 88,8 %. За счёт проведения ОПЗ физико-химическими методами дополнительно добыто 43,47 тыс.т нефти, с учётом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча нефти составила 45,79 тыс.т.

Удельная эффективность перфорационных мероприятий оценивается на уровне 911,3 т/скв.-опер., при средней продолжительности эффекта 611 сут и среднем приросте дебита нефти 1,5 т/сут. Средняя кратность увеличения дебита нефти после воздействий составила 2,4 раза. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 77,8 (2,5) т/сут до 94,2 (6,0) т/сут, при снижении обводненности скважин с 96,8% до 93,6%. За счёт проведения 135 перфорационных мероприятий дополнительно добыто 123,03 тыс.т нефти, с учётом переходящего эффекта

от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча нефти составила 188,88 тыс.т.

Удельная эффективность перфорационных мероприятий совместно с ОПЗ химреагентами оценивается на уровне 657,1 т/скв (305,0 т/скв.-опер.), при средней продолжительности эффекта 605 сут и среднем приросте дебита нефти 0,5 т/сут. Средняя кратность увеличения дебита нефти от воздействий составила 1,9 раза. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 48,1 (2,5) т/сут до 63,7 (4,8) т/сут., при снижении обводненности скважин с 94,9% до 92,5%. За счёт проведения 110 перфорационных мероприятий совместно с ОПЗ химреагентами дополнительно добыто 72,29 тыс. т нефти, с учётом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча нефти составила 91,95 тыс. т.

Всего за счёт проведения 420 мероприятий в период эксплуатации 274 добывающих скважин на 01.01.2016 дополнительно добыто 238,79 тыс.т нефти, при удельной эффективности мероприятий 871,5 т/скв. (568,5 т/скв.-опер.). С учётом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча составила 326,63 тыс.т.

На добывающем фонде скважин объекта БС8/2 за анализируемый период проведено два мероприятия по воздействию на ПЗП, в том числе одна глинокислотная ОПЗ (ГКО) и один дострелнефтенасыщенных интервалов.

– Объём закачки химических реагентов при проведении ГКО составил 2,0 м³.

– Средняя кратность увеличения дебита нефти после воздействий составила 1,9 раза. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 87,7 (2,4) т/сут до 149,2 (4,5) т/сут, при снижении обводненности скважин с 97,3 % до 97,0 %. Удельная эффективность воздействий составила 244,4 т/скв.-опер., при средней продолжительности эффекта 241 сут и среднем приросте дебита нефти 1,0 т/сут.

– Глинокислотная ОПЗ характеризуется эффективностью 36,9 т нефти при продолжительности эффекта 17 сут. Эффективность дострела нефтенасыщенных интервалов оценивается на уровне 452,0 т нефти при продолжительности эффекта 465 сут.

Всего за счёт проведения двух мероприятий в период эксплуатации добывающих скважин на 01.01.2016 дополнительно добыто 0,49 тыс. т нефти.

На основе проведенного анализа для восстановления и увеличения продуктивности скважин предлагается продолжить применение кислотных ОПЗ и перфорационных методов.

Учитывая высокую обводненность продукции скважин при проведении ОПЗ в кислотный состав необходимо обязательно добавлять НПАВ и 3% уксусную кислоту, а при закачке глинокислоты –

3% борную кислоту. Это позволяет удалять из ПЗП коллоидные остатки железа, привнесенные туда фильтратом жидкости глушения и кислотным составом, а также переводить соли кремния в растворимые в воде соединения. Добавка ПАВ способствует диспергированию глинистых агрегатов цемента, более полному растворению асфальтосмолистых отложений, создаваемые при этом нефтекислотные эмульсии менее вязкие и стойкие. Наличие ПАВ, спиртов и ацетона в кислоте существенно снижает скорость их реакции, как с породой, так и со скважинным оборудованием.

Литература:

1. Ваховов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.
2. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.
3. Житинский А.А. Обзор зарубежного опыта применения физико-химических технологий воздействия на пласт // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 15-16.
4. Задорожний Е.С. Краткий обзор применения современных технологий воздействия на пласт // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 34-35.
5. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. – Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.
6. Михеева Т.А., Кобцева А.В. Анализ применения твердых и жидких пав на скважинах Медвежьего ГКМ // Научный форум. Сибирь. 2015. Т. 1, № 1. С. 55-56.
7. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, №1. С. 6-9.
8. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, № 1. С. 36-39.
9. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие. – Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.
10. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.
11. Тухбатулина Д.Р., Коровин К.В. Обзор физико-химических технологий ограничения водопитока на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, №3 (74). С. 27-29.
12. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Assessment of the prospects of producing hard-to-extract oil reserves in the territory of KhMAO – Yugra // Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. Т. 1, № 1. Р. 40-45.

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE TREATMENT OF THE BOTTOM HOLE ZONE IN THE PRODUCTION FUND AT ONE OF THE FIELDS IN WESTERN SIBERIA

N.N. Jabbarov

Tyumen I U, Tyumen, Russia

The work presents the rationale for the treatment of the bottomhole formation zone in the development of oil fields in the territory of Western Siberia, and also describes the efficiency of its implementation in the strata AC9-11, BS8/2.

Keywords: treatment of bottomhole formation zone, extracting skat, deposit

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЗ НА ОСНОВЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Н.Н. Джаббаров

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: djabbarovnn@tyuiu.ru

В работе дана характеристика трассерных исследований, проводимых на нефтяных месторождениях. Так же представлено описание эффективности проведения различных типов трассерных исследований на примере фонда скважин одного из месторождений Западной Сибири.

Ключевые слова: трассерные исследования, нефтяное месторождение, скважина, Западная Сибирь

Многочисленные трассерные исследования, проведенные А.С. Трофимовым на большом количестве продуктивных пластов нефтяных месторождений ХМАО-Югры [16], выявили наличие обширных гидродинамически связанных каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением, приводящих к непроизводительной закачке воды и снижению коэффициента охвата пласта разработкой.

Трассерные исследования заключаются в закачке в нагнетательную скважину жидкости, систематическом отборе проб жидкости из добывающих скважин, анализе проб на присутствие трассера и интерпретации полученных результатов с целью разработки геолого-технических мероприятий по управлению процессом заводнения.

С целью определения гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами и оценки влияния каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) [1-15, 17-19] на обводненность продукции добывающих скважин на двух участках на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири были проведены трассерные исследования.

Первый участок проведения трассерных исследований включает нагнетательную скважину №3172 и 10 добывающих скважин. Трассерные исследования проводились с использованием двух различных индикаторов по следующей схеме: фоновые исследования – закачка в нагнетательную скважину интенсифицирующего состава ГКО+ПАВ – контрольные исследования. Основной целью исследований являлось изучение изменения направлений фильтрационных потоков в результате применения технологии, направленной на увеличение приемистости нагнетательной скважины.

В нагнетательную скважину №3172 в качестве индикаторной жидкости сначала закачали 10 м³ водного раствора роданида аммония (РА), а после проведения ГКО+ПАВ закачали 10 м³ раствора тринатрийфосфата (ТНФ).

До проведения ОПЗ наиболее объемные каналы НФС распространялись в широтном направлении, по линии скважин №3173-3172-3171-3170. При этом в целом по участку, объем каналов к указанным скважинам был в 2,9 раза выше, чем к скважинам севернее и южнее нагнетательной, т.е. фронт вытеснения был неравномерный. После обработки призабойной зоны по технологии ГКО + ПАВ увеличилась приемистость скважины в 1,3 раза с 482,3 м³/сут в июне до 623,5 м³/сут в июле 2015 г., что привело к выравниванию фронта вытеснения на участке исследований.

На обработку нагнетательной скважины №3172 положительно отреагировали добывающие скважины №3151, 3152, 3170, 3171, 3173, 3185, что проявилось в увеличении добычи нефти и снижении обводненности. Не изменились показатели разработки скважин №3184, 5607, 5707, ухудшились по скважине №3183 (увеличение объема каналов НФС в сторону этой скважины привело к падению дебита по нефти и росту обводненности).

Второй участок проведения трассерных исследований включает нагнетательную скважину №1647 и семь добывающих скважин.

Исследования на участке проводились с использованием двух различных трассеров по следующей схеме: фоновые исследования – обработка нагнетательной скважины с использованием комплексной технологии МУН большого объема (ДСК + ВЭС-5) – контрольные исследования. Основной целью исследований являлось изучение изменения направлений фильтрационных потоков в результате применения больше объемной комплексной потокоотклоняющей технологии увеличения нефтеотдачи.

На участке произошло изменение фронта вытеснения, фильтрационные потоки сместились с северо-западного и западного к северо-восточному направлению. Добывающие скважины, расположенные к северу, юго-востоку и западу от нагнетательной скважины №1647, после ее обработки композицией «ДСК + ВЭС-5» остались слабо охвачены заводнением. В дальнейшем на данном участке, не смотря на полученный технологический эффект, в качестве технологий МУН целесообразнее применять технологии, которые не блокируют низкопроницаемые интервалы и обладают более мягким и селективным механизмом воздействия на пласт, чем технология ДСК (содержащая в своем составе глину и древесную муку), например ОГС-2 + ВЭС-5, или ПГС-3 + ВЭС-5.

Литература:

1. Архипова Е.Н., Севастьянов А.А. Исследование термохимических процессов снижения вязкости нефти Русского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 4 (59). С. 5-7.
2. Вахобов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.

3. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.
4. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Теоретические основы течения жидкостей в порово-трещиноватых коллекторах // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 4 (71). С. 20-21.
5. Житинский А.А. Обзор зарубежного опыта применения физикохимических технологий воздействия на пласт // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 15-16.
6. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 4 (59). С. 17-19.
7. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири. Мат. Междунар. научно-технической конф., посв. 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. ТюмГНГУ; отв. ред. П.В. Евтин. Тюмень, 2015. С. 69-71.
8. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. – Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.
9. Медведский Р.И., Даниэлян Ю.С., Севастьянов А.А. Способ определения потенциальных и рентабельных извлекаемых запасов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1999. № 5. С. 24-29.
10. Михеева Т.А., Кобцева А.В. Анализ применения твердых и жидких пав на скважинах Медвежьего ГКМ // Научный форум. Сибирь. 2015. Т. 1, № 1. С. 55-56.
11. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, № 1. С. 6-9.
12. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, № 1. С. 36-39.
13. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие. – Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.
14. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16, № 1. С. 61-67.
15. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.
16. Трофимов А.С., Бердников С.В., Кривова Н.Р., Алпатов А.А., Давиташвили Г.И., Гарипов О.М. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири // Тр. V Международного технол. симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи». М.: Институт нефтегазового бизнеса. 2006. С. 378-388.
17. Тухбатуллина Д.Р., Коровин К.В. Обзор физико-химических технологий ограничения водопритока на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 27-29.
18. Шпильман А.В., Коровин К.В., Савранская М.П. Перспективы освоения ТРИЗ В ХМАО-ЮГРЕ // В сборнике: НЕФТЬГАЗТЭК. Материалы 6 Тюменского международного инновационного форума. Правительство Тюменской области Комитет по инновациям Тюменской области. Тюмень. 2015. С. 461-464.
19. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Assessment of the prospects of producing hard-to-extract oil reserves in the territory of KhMAO – Yugra // Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. Т. 1, № 1. Р. 40-45.

ESTIMATION OF THE EFFICIENCY OF BOTTOMHOLE ZONE TREATMENT ON THE BASIS OF CONDUCTING TRACER STUDIES AT ONE OF THE FIELDS IN WESTERN SIBERIA

N.N. Jabbarov

Tyumen I U, Tyumen city, Russia

In paper, the author gave a description of the tracer studies conducted in oil fields. The description of efficiency of carry-

ing out of various types of tracer researches on an example of a well stock of one of deposits of Western Siberia is also presented.

Keywords: tracer studies, oil field, well, Western Siberia

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП

С.В. Миронов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: Sergeimir@yandex.ru

В последние годы в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов повышения коэффициента продуктивности нефтяных и газовых скважин, вскрывающих такие пласты. В работе приведен перечень параметров и данных, необходимых для проведения ГРП.

Ключевые слова: Гидроразрыв, трещинообразование, продуктивная зона

ГРП – эффективный метод повышения нефтеотдачи [1-3].

Мощность продуктивной зоны (Н) – очевидно, наиболее важная переменная величина коллектора, поскольку на её основе делаются оценочные расчеты общей проницаемости.

Кривизна ствола в зоне перфораций – часто проблемы с гидроразрывами возникают по причине увеличения угла отклонения ствола в интервале перфораций. На результат может влиять и модуль. Чем мягче порода, тем менее важен угол ствола. Однако, если породы характеризуются предполагаемым модулем 3-6 млн. psi, тогда кривизна является важной величиной.

Количество перфорированных зон – гидроразрыв может быть осложнен в результате неоднородности коллектора песчаных пропластков или по причине мощных перемычек между ними.

Проницаемость – поскольку значения приближенные, трудно полагаться на эту переменную при ранжировании скважин. Скважина может иметь низкое значение $K_{пр}$ по причине высокого скин-фактора.

Обводненность (%) – при подборе кандидатов на ГРП предпочтение не отдается скважинам с высокой обводненностью продукции. Однако, руководствуясь тем, сколько нефти можно добыть со скважины даже при большом отборе воды.

Пластовое давление – вопрос о точности составляет место сомнениям совместимости данной переменной.

Дизайн гидравлического разрыва пласта.

Традиционно рассматриваемые моменты включают:

Зенитный угол и азимут. В идеальном случае желательно рассматривать в качестве кандидатов для ГРП вертикальные скважины, поскольку отход даже в 15 град ведет к росту давления закачки и риску преждевременного «Стопа», а также к резкому снижению продуктивности после ГРП. Другим вариантом является подбор скважины с отходом, траектория которой находится в плоскости трещины [4].

Траектория скважины. Данное обстоятельство критично и при работах с ГНКТ и операциях (ГИС) на кабеле, без исключения требуемых при проведении ГРП [5]. Важно, чтобы траектория скважины не ограничивала выполнение этих работ.

Расчет проницаемости коллектора. Обычной проблемой, не ограничивающейся разработкой месторождения и интенсификации притока после ГРП, является то обстоятельство, что проницаемость коллектора известна лишь в широком диапазоне. Следует предпринять все усилия к исследованию скважины перед ГРП для получения точных (в разумных пределах) значений проницаемости и скина [6]. Какая полудлина и проводимость трещины должна учитываться при подготовке дизайна. Если необходимо рассчитать дизайн ГРП, исходя из соображений максимального дебита, то длина трещины рассчитывается по нижней границе проницаемости, а проводимость – по верхней. Это обеспечивает оптимизацию параметров трещины с точки зрения дебита, хотя и потребует дополнительных затрат из-за большего объема проппанта.

Качество цементирования (целостность сцепления). Качественный цемент в зоне эксплуатационного хвостовика и интервала перфорации является обязательным условием для того, чтобы не допустить развития трещины за колонной в нежелательные зоны.

Данные по соседним скважинам – сбор данных по ранее выполненным ГРП в районе работ, включая данные по градиенту разрыва по нагнетательным скважинам и испытаниям на гидроразрыв по данным бурения. Это послужит хорошей оценкой при расчете давлений ГРП и прочих параметров дизайна, таких как фильтрация и время до получения ТСО.

Забойные манометры (ЗМ) с работой в реальном времени или записью в блок памяти. При ГРП сложных пластов с необычными стрессами в тектонически-активных зонах или при ГРП в скважинах с большим отходом и горизонтальных, применение ЗМ с выдачей данных в реальном времени является в рекомендуемыми. Такие ЗМ могут размещаться на колонне ГРП или на НКТ сразу под пакером, с кабелем с другой стороны. Аналогично, если предусматривается сравнительно простой ГРП, например, в приуроченном коллекторе с нормальными режимами стрессов, достаточно использовать ЗМ с записью данных в блок памяти. Такие ЗМ легко

извлекаются через скважинные камеры газлифтной установки, либо в промежутке между мини-ГРП и основным ГРП. Данные ЗМ критичны для оптимизации дизайнов ГРП и оценки работы скважины впоследствии [2, 3].

Высота трещины. Критичное влияние на успешность ГРП может оказать прогноз развития трещины в высоту на новых скважинах, с возможным проникновением в нижележащие водоносные или вышележащие газонасыщенные пласты. В низкопродуктивных зонах проблемой может являться чрезмерное увеличение высоты трещины. Использование линейных гелей или сшитой нефти может быть оптимальным для этих целей [1-3].

Литература:

1. Маркелова О.В. ГРП – эффективный метод повышения нефтеотдачи (на примере приобского месторождения нефти) // Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9, № 4. С. 20-21.
2. Шапенков Д.В. Некоторые вопросы проведения ГРП в условиях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, № 3. С. 149-150.
3. Марakov Д.А., Краснова Е.И., Инякин В.В., Забоева М.И., Левитина Е.Е. Опыт разработки нефтегазовых месторождений с применением гидроразрыва пласта // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, № 5. С. 117-120.
4. Жданов С.А., Константинов С.В. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин // Нефтяное хозяйство. 1995. № 4.
5. Реутов В.А. Гидравлический разрыв пласта: условия образования трещин, их практическое определение и использование // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВИНТИ, 1991. Т. 23. С. 73-153.
6. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта: Учеб. Пособие для СГУ. М.: Недра, 1986. 165 с.

TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL REQUIREMENTS FOR HYDRAULIC FRACTURING

S.V. Mironov

Tyumen industrial University, Tyumen, Russia

In recent years the development of widely engage hard-to-recover reserves of hydrocarbons, are confined to low permeability, poorly drained sites, heterogeneous, and segmented collectors. Hydraulic fracturing (hydraulic fracturing) is one of the most effective methods of increasing the efficiency of oil and gas wells that open such formations. The paper presents a list of parameters and data required for hydraulic fracturing.

Keywords: hydraulic Fracturing, fracturing, productive zone

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.К. Валеев

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: kamillius@ya.ru

В статье обсуждаются особенности геологического строения Медвежьего месторождения. Показано, что разработка Медвежьего месторождения ведется в условиях активного проявления водонапорного режима, а также то обстоятельство, что одним из источников

появления в продукции скважин пластовой воды является некачественное цементирование эксплуатационных колонн, отбор и анализ проб жидкости на устьях необходимо проводить ежемесячно.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, Медвежье месторождение, контроль над разработкой, водонапорный режим, гидрохимический контроль

Основные задачи контроля над разработкой месторождения связаны с прогнозированием внедрения пластовой воды в залежь, изучением распределения пластового давления и выработкой залежи по площади и разрезу.

Последнее приобретает особое значение для эффективной эксплуатации фонда добывающих скважин [1]. Контроль над разработкой согласно действующим правилам, должен предусматривать следующий минимум исследований:

– систематическое и периодическое определение пластового, статического и устьевого давления по всему фонду эксплуатационных скважин;

– проведение комплекса геофизических и гидрохимических замеров;

– оценка добычных возможностей эксплуатационных скважин.

– проведение гидрогазодинамических исследований ежегодно (второй квартал).

В настоящее время существующая плотность и периодичность замеров давлений в зонах размещения эксплуатационных скважин достаточна для надежного построения карт изобар в центральной части залежи [3]. Для контроля над разработкой периферийных частей залежи предназначены 15 наблюдательных скважин.

Контроль над продвижением ГВК осуществляется в 75 скважинах. Однако не все они в силу особенностей геологического строения могут выполнять свою непосредственную функцию – источника информации о характере и темпах перемещения ГВК.

Таблица 1

Виды минимальных необходимых исследований

Вид исследований	Объем исследований	Периодичность
Геолого-промысловые и гидрохимические исследования		
1. Замер рабочих давлений и температур по системе скважина – УКПГ	Действующий фонд скважин	1-2 раза в месяц
2. Замер статического и пластового давлений.	Эксплуатационный и наблюдательный фонд скважин	Ежемесячно
3. Контроль над межколонными газопроявлениями	Весь фонд скважин	Ежемесячно
4. Газодинамические исследования при стационарных режимах фильтрации, из них: специальные исследования установками “Надым-1”, “Надым-2”	Эксплуатационный фонд скважин. Не менее 50% эксплуатационного фонда скважин / 100% фонда	Не менее одного раза в год На период постоянной добычи / на период падающей добычи
5. Шаблонирование ствола и отбивка забоев скважин	Весь фонд скважин	После длительных простоев, перед глубинными, промыслово-геофизическими исследованиями, подземным и капитальным ремонтом скважин
6. Замер пьезометрического уровня	Фонд пьезометрических скважин	Ежеквартально
7. Определение объема выносимой скважиной, пластовой жидкости установкой МГСУ-1-100	Эксплуатационный фонд скважин	Не менее 1 раза в год
8. Отбор проб пластовой жидкости и газа на гидрохиманализ	Эксплуатационный фонд скважин	Ежемесячно
Промыслово-геофизические исследования		
1. Комплекс промыслово - геофизических методов Р.К., термометрия	Наблюдательный фонд скважин	1-2 раза в год
2. Комплекс промыслово-геофизических методов Г.Д.К.	15-25% эксплуатационного фонда скважин	Ежегодно
3. Комплекс промыслово - геофизических методов по контролю над техническим состоянием скважин	По фонду скважин, подлежащих капитальному ремонту	До и после проведения ремонтных работ

В разрезах 15 из них находятся мощные, мало-проницаемые глинистые прослои, стабилизирующие положение ГВК на длительный срок. Рекомендуются перечень мероприятий для контроля над разработкой геофизическими, газодинамическими и гидрохимическими методами приводится ниже.

В табл. 1 предоставлен список исследований под названием «Необходимый минимум исследований».

Основными задачами исследований газовых скважин газодинамическими методами являются:

- определение геолого-физических параметров пород в призабойной зоне, продуктивного пласта;
- изучение физических свойств насыщающих пласт флюидов;
- контроль над текущим состоянием призабойной зоны добывающей скважины, самой скважины, выкидных линий и промыслового оборудования.

Задача газогидродинамических методов исследования газовых, газоконденсатных и газонефтяных пластов и скважин заключается в получении достоверной информации для подсчета запасов газа, нефти и конденсата, проектирования и анализа разработки, эксплуатации скважин, обустройства промысла, обоснования технологического режима эксплуатации скважин и наземных сооружений, оценки эффективности работ по интенсификации и контролю за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений [5]. Газогидродинамические исследования проводятся после освоения и в процессе эксплуатации скважин. Содержание и объем исследований определяются их назначением: подсчет запасов газа, моделирование, проектирование разработки, обустройство месторождения, контроль и регулирование разработки, оперативное управление режимами эксплуатации скважин (тех режим). Все исследования подразделяются на следующие виды: первичные (установление продуктивных характеристик), текущие (в процессе разработки месторождения), специальные (промышленная разработка месторождения с учетом ее особенностей). По методам исследования бывают: газогидродинамические, геофизические и лабораторные.

Первичные или базисные исследования обязательны на всех добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию [2]. При первичных исследованиях определяются такие параметры, как:

- зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;
- изменение устьевого и забойного давлений и температур от дебита скважин;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления;
- количество выносимых жидких и твердых примесей на различных режимах;
- условия разрушения призабойной зоны, накопления и вынос твердых и жидких частиц с забоя скважины;

– технологический режим работы скважин с учетом различных факторов;

– коэффициент гидравлического сопротивления труб.

Особое значение в процессе разработки месторождения имеют текущие и специальные исследования [8]. Основные задачи текущих исследований заключаются в получении информации о состоянии разработки месторождения и осуществлении оперативного контроля над работой системы добычи газа, включающей в себя “продуктивный пласт – добывающие скважины – внутрпромысловая сеть шлейфов – узел входа УКПГ (ДКС)”.

Текущие исследования должны проводиться во всех добывающих скважинах с целью установления оптимального технологического режима работы и проверки параметров призабойной зоны пласта [6]. Полученные данные будут использоваться для определения мероприятий по увеличению дебитов скважин, построения карт изобар в зонах отбора, уточнения текущих запасов газа, контроля и регулирования системы разработки залежи.

По результатам текущих исследований определяются следующие параметры:

- условно-статическое пластовое давление;
- текущее рабочее давление, температура газа и дебит добывающей скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления призабойной зоны;
- коэффициенты проницаемости, пористости, мощность газоотдающих интервалов;
- приведенный радиус скважины;
- количественное соотношение жидкой фазы и механических примесей в потоке газа;
- коэффициент гидравлического сопротивления лифтовых труб, фонтанной арматуры скважины и выкидных линий.

Специальные газодинамические исследования проводятся коллектором “Надым-2” по всему эксплуатационному фонду скважин и позволяют установить не только продуктивность скважин, но и количественно определить наличие в потоке газа механических примесей и пластовой жидкости при различных дебитах скважин.

Исследования коллектором “Надым-2” проводятся без выпуска газа в атмосферу. В случае отсутствия шлейфа, а так же в целях контроля, газодинамические исследования проводятся коллектором “Надым-1” или ДИКТом (рис. 1).

На основании опыта контроля над разработкой сеноманских залежей специальные исследования должны также включать следующие виды работ:

- контроль над перетоками газа в вышележащие горизонты по некачественному цементному камню;
- установление эффективности различных методов интенсификации притока газа и водоизоляции;

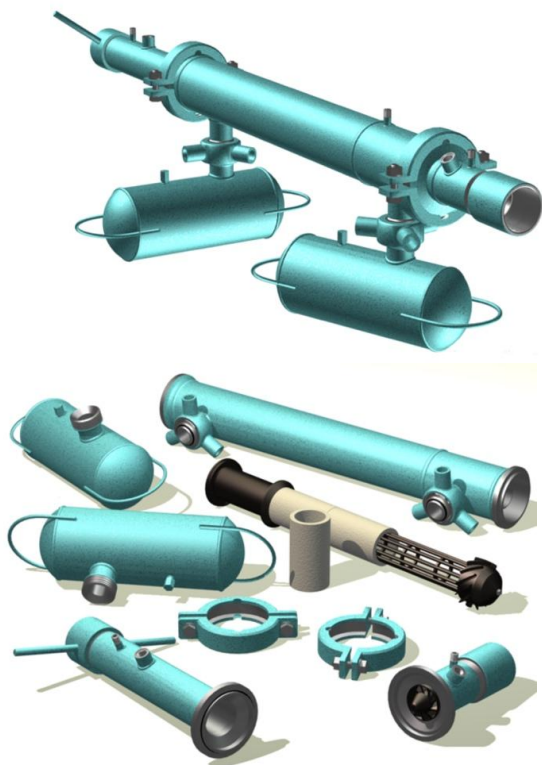


Рис. 1. «Надым-2» в разрезе и в сборе.

- определение интервалов образования гидратов в скважинах и выкидных линиях;
- опробование новых методов исследований скважин [4].

Газодинамические методы исследования проводятся не менее одного раза в год, а также:

- после окончания строительства скважины;
- через 6 месяцев после запуска скважины в эксплуатацию;
- до и после проведения на скважине ремонтных и интенсификационных работ.

Специальные исследования проводятся по согласованию с геологической службой, но не реже одного раза в год.

Опыт гидрохимического контроля на газовых месторождениях севера Тюменской области свидетельствует, что капиллярно-связанные остаточные воды (ОВ) в отличие от подошвенных вод (ПВ) выносятся скважинами в сравнительно небольших количествах (до 10-15%), а целиковые ОВ, хотя и в соизмеримых с ПВ объемах, но в течение короткого и ограниченного промежутка времени. Вынос ОВ, в целом, является даже благоприятным фактором, поскольку ведет к осушению продуктивной части пласта и улучшению фильтрационных свойств газонасыщенных пород. Поэтому основной задачей контроля можно считать определение наличия и причин появления в продукции скважин ПВ.

Анализ технического состояния работающих скважин с признаками обводнения ПВ на Медвежье-м месторождениях показал, что в 13 случаях (41%)

скважины начали обводняться при расстояниях от интервалов перфорации до текущих ГВК менее 5 м, в 18 случаях (58%) – менее 10 м, в 25 случаях (81%) – менее 15 м (сюда вошли все скважины с хорошим качеством цементирования), в 29 случаях (91%) – менее 20 м, в остальных (трех) случаях (9%) – от 20 до 30 м.

Учитывая, что разработка Медвежьего месторождения ведется в условиях активного проявления водонапорного режима, а также то обстоятельство, что одним из источников появления в продукции скважин пластовой воды является некачественное цементирование эксплуатационных колонн, отбор и анализ проб жидкости на устьях необходимо проводить ежемесячно.

Литература:

1. Бальбердина И.Т. Физические методы переработки и использования газа. М.: Недра, 1988. 248 с.
2. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: Недра, 1999. 596 с.
3. Гриценко А.И., Истомин В.А. и др. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. 473 с.
4. Гриценко А.И., Алиев З.С., и др. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
5. Гухман Л.М. Подготовка газа северных месторождений. Л.: Недра, 1980. 161 с.
6. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. М.: Химия, 1984. 192 с.
7. Коротаев Ю. П., Ширковский А. И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 1984. 486 с.

ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

И.И. Шмачилин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: shmachillinii@tyuiu.ru

Баженовская свита – уникальный геологический комплекс, который встречается практически на всей территории Западной Сибири и представлен тремя типами коллекторов. При этом на территории Западной Сибири развиты два типа разреза – «традиционный» и «аномальный».

Ключевые слова: баженовская свита, типы коллекторов, трещинно-поровый коллектор, трещинный коллектор, трещинно-кавернозный коллектор

В пласте Ю₀ (баженовская свита) выделяют три морфологических типа коллекторов: трещинно-поровый, трещинный и трещинно-кавернозный. Трещинно-поровый тип коллектора приурочен к микрослоистым, существенно глинистым или керогеновым породам. Густота трещин определяется толщиной микропрослоев. Проводниками нефти к скважинам являются трещины, дренирующие матричные поры.

Трещинный тип коллектора распространен в массивных, существенно карбонатных разностях. Это породы высокой степени неоднородности за счет высокой концентрации карбонатных микростяжений от нескольких миллиметров до 2-3 сантиметров.

Трещинно-каверновый тип коллектора встречается в основном в нижней части разреза и связан с высокой литологической микронеоднородностью породы в виде разной формы карбонатных и кремнистых стяжений. Для этих пород характерна значительная перемятость и обломочное строение, «брекчиевидность». Многие трещины заполнены кальцитом, стенки каверн и раскрытых трещин местами выполнены кристалликами кварца и доломита.

Отмечается, что коллекторы II и III типа относятся к «пассивному» типу, т.е. способны содержать нефть, но не восполнять ее. I тип коллектора способен восполнять отобранную из трещин нефть за счет притока ее из матрицы. Наибольшее развитие в разрезе Ю₀ имеют коллекторы I типа. По продуктивности же наибольший вклад вносят коллекторы II и III типов.

Особенность баженковского-абалакского коллектора состоит в том, что его фильтрационные свойства полностью определяются трещиноватостью, имеющей сложное строение: наряду с обычными трещиноватыми пропластками, содержащими микро- и мезомасштабные трещины, имеющие ориентацию от горизонтальной до сложной пространственной. Коллектор включает отдельные макротрещины, пронизывающие его пропластки [1, 6, 7, 12-16, 21].

Дополнительно коллектор может также включать пространственные зоны (области) трещиноватости. Эти зоны могут быть развиты по всей или только по части толщины баженовской свиты, причем их характерные размеры по латерали могут варьировать от нескольких десятков/сотен метров до нескольких сотен метров/километров, а трещиноватость в них может быть многомасштабной, включающей трещины микро-, мезо- и макроуровня. При этом наиболее крупные трещины (мезо- и макротрещины) субвертикальны, что должно порождать выраженную анизотропию проницаемости трещиноватых зон.

Выводы: Таким образом, характер выработки запасов нефти баженовской свиты чрезвычайно сложен и определяется особенностями его строения. Известно, что на основании сейсморазведки и каротажа установлено, что на территории Западной Сибири развиты два типа разреза – «традиционный» и «аномальный». В первом случае перспективы нефтегазоносности связываются с трещиноватыми разностями битуминозных сланцев, получивших в Западной Сибири название «бажениты». Во втором – с песчано-алевритовыми осадками турбидитно - оползневого генезиса, внедрившимися в

недоконсолидированные осадки баженовской свиты после завершения их накопления. Исходя из определенной связи указанных осадков с конусами выноса турбидитных потоков в придонной части (ачимовская пачка) [22, 23, 25, 27] было предложено их определение, как «толщи внедрения».

Основная масса нефти в породах баженовской свиты находится в субкапиллярном пустотном пространстве, породы содержат большой объем керогена (до 40% об., в среднем 26% об.) при нагревании которого происходит образование жидких УВ в процессе пиролиза. Лабораторными исследованиями выявлено, что выделение нефти из субкапиллярных поровых каналов начинается при температуре 270-290°C. Основная масса углеводородов (90-95%) выходит из образцов при температуре 360-420°C. Удельный выход нефти на 1 кг породы оценивается в достаточно широком диапазоне от 20 до 80 л/т породы [2-5, 8-10, 17-19, 28, 29]. Извлекаемые запасы сосредоточены в практически изолированных зонах коллектора трещинного и трещинно-кавернозного типа (линзах), имеющих ограниченные размеры, а также в зонах повышенной продуктивности, которые увязываются с зонами деструкции.

Литература:

1. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. Баженовский горизонт западной Сибири. Новосибирск. М.: Наука, 1986. 216 с.
2. Валеев В.И., Герасимова А.В., Шарафутдинов Р.Р., Задорожный Е.С., Тухбатуллина Д.Р., Хамидуллин Р.Р. Опыт разработки баженовской свиты на примере Ульяновского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 2 (69). С. 6.
3. Вахобов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. №2 Т.3. С. 19-20.
4. Герасимова А.В., Шарафутдинов Р.Р., Валеев В.И., Зиннатулина А.И., Ерастов А.Н. Анализ результатов эксплуатации баженовской свиты Ай-Пимского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 2 (69). С. 5.
5. Грачев С.И., Черняев А.В., Шпуров И.В. Совершенствование разработки коллекторов юрских отложений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 4. С. 53-57.
6. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2 С. 21-22.
7. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Теоретические основы течения жидкостей в порово-трещиноватых коллекторах // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 4 (71). С. 20-21.
8. Дронова И.А., Севастьянов А.А. Рекомендации по рациональной доработке пачек XXIII_1, XXIII_2, XXIII_3, XXIII_4 XXIII ПЛАСТА Гойт-Кортковского нефтяного месторождения // Научный форум. Сибирь. 2015. № 1. С. 29-30.
9. Ерастов А.Н. Зарубежный и отечественный опыт применения технологий по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 1 (72). С. 9-10.
10. Задорожный Е.С. Анализ эффективности существующей системы разработки Зимнего месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. № 1 (4). С. 23-24.
11. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии. В сб. Эволюция биосферы и биоразнообразия. М.: Товарищество научных изданий КМК, 2006. С. 552-568.
12. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 4 (59). С. 17-19.

13. Колос В.Ю. Баженовская свита и перспективы её разработки // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 8.
14. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.
15. Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов нефти из коллекторов с двойной средой: дис. к-та техн. наук: 25.00.17; ТюмГНГУ. Тюмень, 2007. 141 с.
16. Коровин К.В., Печерин Т.Н. Анализ результатов эксплуатации скважин из отложений баженовской свиты на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 91-94.
17. Коровин К.В., Печерин Т.Н. Опыт и перспективы применения химических технологий повышения нефтеотдачи на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Фундаментальные исследования. 2016. № 12-5. С. 993-997.
18. Кузнецова Ю.В. Обзор отечественного и зарубежного опыта в области геологического моделирования юрских отложений // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 38.
19. Медведский Р.И., Даниэлян Ю.С., Севастьянов А.А. Способ определения потенциальных и рентабельных извлекаемых запасов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1999. № 5. С. 24-29.
20. Плотников Е.А. Международный опыт разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 2 (63). С. 21.
21. Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Литосфера. 2006. № 4. С. 131-148.
22. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, №1. С. 6-9.
23. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, № 1. С. 36-39.
24. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие – Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.
25. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16. № 1. С. 61-67.
26. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты // Деловой журнал Neftgaz.RU. 2018. № 6. С. 24-37.
27. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.
28. Шпильман А.В., Коровин К.В., Савранская М.П. Перспективы освоения ТРИЗ В ХМАО-ЮГРЕ // В сборнике: НЕФТЬГАЗТЭК. Материалы 6 Тюменского международного инновационного форума. Правительство Тюменской области. Комитет по инновациям Тюменской области. Тюмень. 2015. С. 461-464.
29. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Assessment of the prospects of producing hard-to-extract oil reserves in the territory of KhMAO – Yugra // Petroleum and gas: experience and innovation. 2017. № 1 (1). P. 40-45.

TYPES OF COLLECTORS OF THE BAZHENOV FORMATION

I.I. Shmachilin

Tyumen IS, Tyumen, Russia

The Bazhenov formation is a unique geological complex that occurs almost throughout the entire territory of Western Siberia and is represented by three types of reservoirs. At the same time, in the territory of Western Siberia, two types of sections are developed - "traditional" and "anomalous".

Keywords: Bazhenov formation, types of reservoirs, fractured porous reservoir, fractured reservoir, fractured cavernous collector

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ

*О.П. Зотова, Д.И. Зубарев,
К.В. Коровин, А.А. Севастьянов*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Научно-Исследовательский Инновационный Центр Нефтегазовых Технологий, г. Тюмень

E-mail авторов: contact@ogtcentre.ru

В работе проведен опыт эксплуатации 95 горизонтальных скважин среди 16 месторождений Ханты - мансийского автономного округа – Югры, по которым ведется разработка отложений тюменской свиты. Установлено, что входной дебит по данным скважинам превышает аналогичный показатель по наклонно-направленным скважинам в 1,49 раза. По результатам прогнозирования отмечается, что при условии дальнейшего применения имеющихся технологий для отложений тюменской свиты, уровень добычи будет снижаться.

Ключевые слова: тюменская свита, средняя юра, горизонтальные скважины, боковые стволы, гидравлический разрыв пласта

Тюменская свита, которая обладает существенной долей запасов нефти на территории ХМАО-Югры, приурочена к юрским отложениям [2]. Наиболее эффективными современными технологиями для геолого-физических условий тюменской свиты являются бурение скважин с горизонтальным окончанием (ГС) [1, 4, 5, 20], боковых стволов (БС) [3, 6], гидроразрыв пласта (ГРП) [7, 12].

Проведенный в работе анализ опыта эксплуатации 95-ти горизонтальных скважин на 16 месторождениях показал, что входной дебит составляет в среднем 31,3 т/сут, данное значение в 1,49 раза превышает аналогичный показатель по наклонно-направленным скважинам (ННС) [9, 15]. Дренируемые запасы по скважинам с горизонтальным окончанием также выше, чем по скважинам с обычным профилем (почти в 1,6 раза), и в среднем составляют 52,5 тыс. т/скв (табл. 1).

Таблица 1

Сопоставление эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием и ННС на объектах тюменской свиты

Значение		Среднее	Мин.	Макс.
Входные дебиты по нефти, т/сут	ГС	31,3	4	112,2
	ННС	20,9	3,7	51,2
Входная обводненность, %	ГС	24,8	2,3	66,2
	ННС	35,9	11,2	90,2
Дренируемые запасы на скважину, тыс. т	ГС	52,5	4,9	191,1
	ННС	33,2	16	80,9

Следует отметить, что наименьшая эффективность соответствовала условиям с кратно меньшей проницаемостью, более низкими значениями песчаности, нефтенасыщенности, эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта. Показатели применения ГРП обобщены по более чем 1500 скважино-операциям на объектах тюменской свиты и включают МГРП на ГС (табл. 2).

Таблица 2

Показатели эффективности ГРП на объектах тюменской свиты

Значение		Среднее	Min	Max
Средний дебит по нефти, т/сут	до	4,1	2,4	7,3
	после	31,7	10,6	127,7
Средняя обводненность, %	до	53,9	8,3	84,1
	после	44,7	14	67,8
Прочие средние показатели	масса проппанта, т	104,6	6,5	633
	кратность прироста дебита	4,3	2,8	8,1
	Доп. добыча, тыс. т / операцию	5,4	1,4	13,2

Закачка воды как основного агента воздействия зачастую неэффективна по причине прорыва воды при низком коэффициенте охвата [10]. Это связано с проявлением в коллекторах «ручейковой фильтрации», когда вода в пласте движется по высокопроницаемым каналам, связывающим нагнетательную скважину с добывающими. Термин «ручейковая фильтрация» предложен профессором Р.И. Медведским. Ручейковое течение, в первую очередь, формируется в пластах с мелкими и мельчайшими трещинами. Эти трещины осваиваются закачанной водой и, разрываясь по своим кончикам, соединяются друг с другом в сеть каналов, замыкающих между собой пористые блоки [11].

Наиболее эффективными в условиях среднеюрских пластов представляются адаптивные системы разработки, разбуривающие ГС с МГРП, ориентированными с учетом поля напряжений, в котором будет формироваться трещинная система [8].

Принимая во внимание потенциал современных технологий, введем граничные критерии для учета кондиционных запасов, представляющих промышленную значимость и на которые возможно рассчитывать при планировании развития отрасли и региона. Принятые авторами граничные критерии обусловлены использованием технологий на основе водной репрессии: проницаемость более 2,0 мД, нефтенасыщенность более 0,43 д. ед., эффективная нефтенасыщенная толщина более 3,8 м, пористость более 0,15 д.ед. Таким образом, из 149 месторождений ХМАО-Югры на 82 месторождениях объекты

тюменской свиты представляют промышленный интерес с объемом извлекаемых запасов оценивается 800 млн т.

Прогнозирование выработки запасов из отложений тюменской свиты, проведенное с использованием методик, описанных в работах [13, 14, 16-19], показало, что при дальнейшей разработке среднеюрских отложений современными технологиями к 2020 г. уровень добычи может составить порядка 23,0 млн. т с последующим снижением. Прогноз добычи нефти с учетом ввода новых объектов на перспективу до 2030 года оценивается на уровне 24 млн.т обеспечивая стабилизацию добычи дополнительно на 10 лет. С 2030 года прогнозируется снижение добычи нефти до уровня 16–18 млн.т., следовательно, потенциал тюменской свиты и современных технологий не сможет обеспечить стабилизацию уровней добычи нефти по региону.

Литература:

1. Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, Мирбобоев Ш.Ж. Характеристика притоков жидкости к горизонтальному окончанию скважины // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 2 (73). С. 9-10.
2. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / сост. и подгот. к изд. ГП ХМАО «Научно-Аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана» 2003 г.
3. Ерастов А.Н. Зарубежный и отечественный опыт применения технологий по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 1 (72). С. 9-10.
4. Ерастов А.Н. Опыт эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях ХМАО – Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 11-12.
5. Житинский А.А. Особенности эксплуатации горизонтальных скважин в зависимости от геолого-физических условий // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3. С. 13-14.
6. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 4 (59). С. 17-19.
7. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.
8. Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов нефти из коллекторов с двойной средой: дис. к-та техн. наук: 25.00.17; ТюмГНГУ. Тюмень, 2007. 141 с.
9. Коровин К.В., Севастьянов А.А., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Строеение отложений тюменской свиты ХМАО – Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 1 (68). С. 33-34.
10. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2005. №15. С. 49-53.
11. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным.: С-Петербург, Недра, 2004. 192 с.
12. Миронов С.В. Проектирование гидравлического разрыва пласта // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 1. С. 6.
13. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО – Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 1 (62). С. 23.
14. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО – Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 8. С. 195-199.
15. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Геологические особенности и оценка обычного потенциала отложений тюменской свиты // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16, № 1. С. 61-67.
16. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 6. С. 24-37.

17. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО – Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 12-2. С. 444-448.
18. Шпильман А.В., Коровин К.В., Савранская М.П. Перспективы освоения ТРИЗ В ХМАО-ЮГРЕ // сб. НЕФТЬГАЗТЭК. Материалы 6 Тюменского междунар. инновационного форума. Правительство Тюменской области Комитет по инновациям Тюменской области; Тюмень, 2015. С. 461-464.
19. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Assessment of the prospects of producing hard-to-extract oil reserves in the territory of ХМАО – Yugra // Petroleum and gas: experience and innovation. 2017. № 1. С. 15-21.
20. Mulyavin S.F., Kolev Zh.M., Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen Calculation of oil well productivity with a complex wellbore trajectory in exploitation object // Petroleum and gas: experience and innovation. 2017. № 1. P. 9-14.

FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF DEPOSITS TYUMEN SUITE

O.P. Zotova, D.I. Zubarev, K.V. Korovin, A.A. Sevastianov

Tyumen IU, Tyumen, Russia
Scientific and Research Innovation Center Oil and Gas Technologies, Tyumen, Russia

In the work, 95 horizontal wells have been operated among 16 deposits of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra, on which the Tyumen suite is being developed. It is established that the input flow rate from these wells exceeds the analogous index for obliquely directed wells by 1,49 times. According to the results of the forecast, it is noted that, provided that the available technologies for the Tyumen suite continue to be used, the production level will decrease.

Keywords: Tyumen Formation, Middle Jurassic, horizontal wells, lateral trunks, hydraulic fracturing of the formation

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И ГАЗА НЕФТЕГАЗО-КОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е.И. Инякина, М.С. Иванова, И.И. Краснов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Северо-Восточный федеральный университет (филиал) МПТИ, г. Мирный

В статье рассмотрены результаты исследований физико-химических свойств проб пластовой нефти и отбираемого газа из газовой шапки, а также геологические особенности, влияющие на выработку запасов нефти из газонефтяных залежей Иреляхского и Среднеботубинского месторождений, расположенных на территории Республики Саха (Якутия).

Ключевые слова: физико-химические свойства, проба пластовой нефти, депрессия на пласт, трудноизвлекаемые запасы нефти, нефтяная оторочка, плотность и вязкость нефти

На разрабатываемом Иреляхском месторождении выделены два основных объекта разработки ботубинский и улаханский горизонты трех блоков: центрального – основного по промышленной значимости, южного, отделенного от центрального высо-

коамплитудного разлома, и восточного, отделенного от центрального разлома, заполненным дайкой долеритов. Оценка имеющегося геолого-геофизического и геолого-промыслового материала указывает на отсутствие гидродинамической связи между залежами углеводородов отдельных блоков [1, 2].

На стадии геолого-разведочных работ выявлено, что на Иреляхском месторождении нефтегазонасыщенными являются ботубинский и улаханский горизонты. Осадочный чехол представлен отложениями протерозоя, всех трех отделов кембрия, а также юрскими и четвертичными образованиями. В пределах месторождения выделяются курсовская свита и иктехская серия в составе бюксской, успунской и кудулахской свит. Курсовская свита трансгрессивно залегает на породах кристаллического фундамента, сложенная переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов с редкими прослоями доломитов. Отложения бюксской свиты залегают на различных уровнях курсовской свиты.

Толщина ботубинского горизонта увеличивается к северо-востоку от 8 м в районе скважин №713 и 736 до 15 м в районе скважин №155-21. Верхняя подсвита сложена доломитами, ангидритодоломитами с прослоями доломитовых мергелей, аргиллитов, в основании часто встречаются стромаитовые доломиты. Доломиты серые, темно-серые, плотные, массивные, глинистые. При бурении скважин в отложениях верхне-бюксской подсвиты возможно поглощение промывочной жидкости различной степени интенсивности вплоть до полной потери циркуляции.

Таблица 1

Данные исследования физико-химических свойств пластовой нефти

Наименование параметра	Значения	
	Диапазон изменения	Принятые
<i>Ботубинский горизонт</i>		
Пластовое давление, МПа	15,33-15,84	15,8
Пластовая температура, °С	10,0-13,0	11,4
Давление насыщения, МПа	11,3-12,9	12,13
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	67,32-80,46	73,6
Плотность, кг/м ³	788-830	802,0
Вязкость, мПа×с	2,93-8,12	5,21
<i>Улаханский горизонт</i>		
Пластовое давление, МПа	15,07-16,03	15,85
Пластовая температура, °С	12,0-14,0	12,1
Давление насыщения, МПа	-	13,22
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	67,11-105,3	83,6
Плотность, кг/м ³	755-816	794,0
Вязкость, мПа×с	3,36-8,45	5,65
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа×10 ⁻⁴	0,999-1,453	1,199

При изучении физическо-химических свойств пластовой нефти выполнено её однократное разгазирование с целью определения давления насыщения, плотности и динамической вязкости. Объемный коэффициент и газосодержание определялись по результатам многоступенчатого разгазирования.

Средние значения основных параметров нефти ботубинского горизонта следующие: давление насыщения – 12,13 МПа, газовый фактор – 73,6 м³/т, объемный коэффициент – 1,136, вязкость – 5,21 мПа·с. Нефти улаханского горизонта со средней плотностью 853 кг/м³ и вязкостью 21,1 мПа·с относятся к легким нефтям, малосернистым, с содержанием серы 0,45%.

Для изучения физико-химических свойств свободного газа изучено более 50 проб. Свободный газ газовой шапки ботубинского горизонта содержит метана – 84,97%, этана – 4,85%, пропана – 1,58%, изобутана – 0,22%, нормального бутана – 0,45%, пентана – 0,15%, гексана – 0,02%, азота – 8,04%, и содержание углекислого газа – 0,09%. Гелия содержит – 0,4%. Абсолютная плотность газа – 0,758 кг/м³.

На протяжении последующих 15 лет на Среднеботубинском месторождении осуществляется разведочное бурение. В итоге на Центральном нефтяном блоке месторождения имеется 67 скважин (50 – на Ботубинском горизонте и 17 – на Осинском горизонте), из которых 6 скважин находились в освоении, 3 скважины в бездействии и 58 законсервированы или ликвидированы. Нефть залежи ботубинского пласта, по результатам исследования глубинных проб, имеет плотность в условиях пласта 650-879 кг/м³ (среднее значение – 807,8), вязкость динамическая 3,62-16,4 мПа·с (среднее – 7,49), газосодержание 53,87-104,09 м³/т (среднее – 83,0), давление насыщения 7,06-14,17 МПа (среднее – 12,16), коэффициент объемной упругости 10,87-37,67 1/МПа×10⁻⁴ (среднее 20,02). По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть залежи 2 ботубинского пласта имеет в пластовых условиях плотность в интервале 750-828 кг/м³ (среднее значение – 803,2), вязкость динамическая 5,72-11,98 мПа·с (среднее – 8,86), газосодержание 71,75-100,78 м³/т (среднее – 82,39), давление насыщения 11,38-14,45 МПа (среднее – 12,18), коэффициент объемной упругости 10,87-14,73 (среднее 13,33).

Так, пластовые воды горизонтов близки по химическому составу. Они характеризуются высокой минерализацией и в составе преобладают хлориды кальция (CaCl₂), натрия (NaCl), магния (MgCl₂), калия (KCl). Содержание сульфатов кальция (CaSO₄), бикарбонатов натрия (NaHCO₃) значительно меньше. Исследуемые пластовые воды характеризуются повышенной плотностью и высокой вязкостью.

Литература:

- Алиев З.С. Межпластовые и зональные перетоки газоконденсатной смеси и их влияние на текущую добычу конденсата / З.С. Алиев, Б.Е. Сомов, Д.А. Мараков и др. М.: Недр. 2013. 213 с.

- 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. Т. 10, № 1 (50). С. 118.
- Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. ТюмГНГУ, 2015. 99с.
- Инякина Е.И., Краснов И.И., Инякин В.В. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой. Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. № 1 (1). С. 41-56.
- Краснова Е.И., Грачев С.И. Прогнозирование конденсатоотдачи на установке PVT-соотношений при разработке залежей Уренгойского месторождения. Проблемы геологии и освоения недр. Томск. 2012. С. 97-98.
- 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.
- 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. Т. 10, № 1 (50). С. 122.
- Краснов И.И., Островская Т.Д., Краснова Е.И. и др. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. 2012. № 6. С. 64-65.

RESULTS OF THE STUDY OF THE PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF PETROLEUM AND GAS OIL AND GAS-CONDENSATE DEPOSITS

E.I. Inyagina, Ivanova MS, I.I. Krasnov

The article discusses the results of studies of the physico-chemical properties of samples of reservoir oil and gas extracted from the gas cap, as well as geological features affecting the development of oil reserves from gas and oil deposits of the Irelyakhsky and Srednebotuobinsky fields located in the Republic of Sakha (Yakutia).

Keywords: physical and chemical properties, a sample of reservoir oil, a depression on a reservoir, hard-to-recover oil reserves, an oil rim, density and viscosity of oil

АНОМАЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

И.И. Шмачилин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: shmachilinii@tyuiu.ru

В работе представлено описание различных взглядов на формирование аномального разреза баженовской свиты. По мнению многих ученых это связано не только с накоплением неокомского комплекса, но и с формированием неокомского клиноформенного комплекса.

Ключевые слова: баженовская свита, неокомский комплекс, клиноформы, аномальный разрез бажена

Развитие аномальных разрезов носит локальный характер. При продвижении на запад количество и размеры опесчанивания баженовской свиты уменьшаются.

Происхождение отложений аномального разреза баженовской свиты носит спорный характер. Изучение керн и шлифов показывает, что породы

аномальных песчаных пластов баженовской свиты близки по составу к нижней части ачимовских отложений и отличаются как от юрских отложений, так и от вышележащих ачимовских слоев [1, 2, 7-11, 14-19, 21-24].

Механизм формирования АРБ в настоящее время является широко обсуждаемым в научных кругах, существует множество гипотез, в которых предпринята попытка объяснить условия образования АРБ. Среди основных можно выделить две группы гипотез [3-6, 12, 13, 20].

В первой группе гипотез отрицается связь формирования зон АРБ с накоплением неокомского комплекса, этот процесс объясняется несколькими возможными факторами:

- образованием субвертикальных зон деструкции горных пород и последующим гидротермальным метаморфизмом;
- развитием диапировых образований;
- грязевым вулканизмом;
- врезами и свалами;
- юрскими подводно-оползновыми дислокациями.

Согласно второй группе гипотез АРБ имеет генетическую связь с формированием неокомского клиноформного комплекса, выделяется несколько основных моделей:

- подводно-оползневая: АРБ рассматривается как результат деятельности более поздних оползней, внедряющихся в еще не литифицированные отложения баженовской свиты;
- седиментологическая: предполагается переслаивание глинистых и песчаных отложений в периоды трансгрессий и регрессий;
- палеоостровов: песчаные прослои рассматриваются как разновозрастные с вмещающими баженовскими породами; основной фактор формирования песчаников – пульсационные течения, приносящие более крупнозернистый материал.

Многие исследователи принимают подводно оползневую концепцию в качестве основной, отмечая также влияние турбидитных потоков. При этом различное сочетание оползневых и турбидитных процессов приводит к многообразию типов разреза АРБ в Западной Сибири.

В пределах Ноябрьского региона рассматривалась подводно-оползневая модель образования АРБ: значительное влияние палеотектонических сил на формирование песчаных ловушек углеводородов в нефтепродуцирующих аргиллитах баженовской свиты. Диагностика таких разрезов выполнена при комплексном изучении сейсмических данных и кернового материала.

Для решения основной практической задачи исследования – оконтуривания областей развития АРБ – использованы все имеющиеся результаты сейсморазведки, полученные на изучаемой территории. В едином проекте увязаны и проанализиро-

ваны данные профильной площадной съемки (более 1500 профилей 2D сейсморазведки и около 20000 км² площадных исследований МОГТ 3D).

Полученная сейсмическая информация использовалась для выделения в структуре баженовской свиты аномальных участков, что позволило подробно закартировать целевые объекты в пределах Ноябрьского региона. Так, в районе Вынгапуровского месторождения площадь зоны АРБ составляет около 7 км², в то время как наибольшая площадь аномалии в западной части превышает 300 км² и охватывает значительную по протяженности область.

В дополнение можно отметить, что наблюдаемые аномальные участки образуют зоны, вытянутые в субмеридиональном направлении, которые согласуются с выклиниванием неокомских комплексов. Данная закономерность косвенно свидетельствует в пользу подводно-оползневого генезиса АРБ в регионе.

Оползневая зона выражается также в появлении большого числа дифрагирующих объектов, т.е. геометрических и акустических неоднородностей разреза, что приводит к значительному усложнению состава волнового поля. Наличие локальных дифракторов может приводить к повышенному фону шумовой компоненты и появлению дополнительных помех на разрезах, которые ошибочно могут интерпретироваться как наличие разрывных нарушений.

Выводы. Таким образом, исследование разреза баженовской свиты Ноябрьской зоны позволяет установить значительное распространение АРБ в западной части. Суммарная площадь аномалий составляет более 1200 км², что с учетом их перспективности с точки зрения наличия углеводородов дает возможность расширить нефтегазоносный потенциал региона. Вместе с тем подробное изучение множества примеров АРБ позволяет предположить подводно-оползневый механизм формирования данных объектов в Ноябрьском регионе, о чём свидетельствуют следующие факторы:

- формирование субмеридиональных зон проявления АРБ;
- связь АРБ с областями выклинивания клиноформных комплексов;
- отсутствие проявленной тектоники в местах формирования АРБ;
- оползневый тип АРБ на Самбургском месторождении;
- накопленная информация по опубликованным исследованиям (спорово-пыльцевые анализы, керновые данные и др.).

Причины локального распространения подобных объектов могут быть связаны как с климатическими особенностями (штормовые явления), так и с возможными закономерностями в изменении уровня моря (резкие понижения с увеличением выноса осадочного материала).

Литература:

1. Бембель С.Р., Цепляева А.И. Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10. С. 7-17.
2. Бордюг М.А., Гаврилов С.С., Скачек К.Г. Новый подход к созданию моделей геологического строения ачимовско-баженовского комплекса широтного приобья в зонах развития АРБ // Технологии сейсморазведки. 2010. № 4. С. 63-68.
3. Валеев В.И., Герасимова А.В., Шарафутдинов Р.Р., Задорожный Е.С., Тухбатуллина Д.Р., Хамидуллин Р.Р. Опыт разработки баженовской свиты на примере Ульяновского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 2 (69). С. 6.
4. Вахонов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.
5. Герасимова А.В., Шарафутдинов Р.Р., Валеев В.И., Зиннатулина А.И., Ерастов А.Н. Анализ результатов эксплуатации баженовской свиты Ай-Пимского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, №2 (69). С. 5.
6. Грачев С.И., Черняев А.В., Шпуров И.В. Совершенствование разработки коллекторов юрских отложений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 4. С. 53-57.
7. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.
8. Ерастов А.Н. Зарубежный и отечественный опыт применения технологий по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 1 (72). С. 9-10.
9. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 4 (59). С. 17-19.
10. Колос В.Ю. Баженовская свита и перспективы её разработки // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, №3. С. 8.
11. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.
12. Кузнецова Ю.В. Обзор отечественного и зарубежного опыта в области геологического моделирования юрских отложений // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3. С. 38.
13. Медведский Р.И., Даниэлян Ю.С., Севастьянов А.А. Способ определения потенциальных и рентабельных извлекаемых запасов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1999. № 5. С. 24-29.
14. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования нефтяных ловушек и залежей УВ: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Тюмень, 2004. 36 с.
15. Плотников Е.А. Международный опыт разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 2 (63). С. 21.
16. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, № 1. С. 6-9.
17. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, №1. С. 36-39.
18. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие – Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.
19. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16, № 1. С. 61-67.
20. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты // Деловой журнал Neftgaz.RU. 2018. № 6. С. 24-37.
21. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.
22. Шпильман А.В., Коровин К.В., Савранская М.П. Перспективы освоения ТРИЗ В ХМАО-ЮГРЕ // В сб.: НЕФТЬАЗТЭК. Мат. 6 Тюменского междунар. инновационного форума. Правительство Тюменской области Комитет по инновациям Тюменской области. Тюмень. 2015. С. 461-464.
23. Mulyavin S.F., Kolev Zh.M., Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen Calculation of oil well productivity with a complex wellbore trajectory in exploitation object // Petroleum and gas: experience and innovation. 2017. № 1. P. 9-14.
24. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Assessment of the prospects of producing hard-to-extract oil reserves in the territory of KhMAO – Yurga // Petroleum and gas: experience and innovation. 2017. № 1. P. 40-45.

ANOMALOUS SECTION OF THE BAZHENOV FORMATION

I.I. Shmachilin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents a description of different views on the formation of the anomalous section of the Bazhenov formation. According to many scientists, this is connected not only with the accumulation of the Neocomian complex, but also with the formation of the Neocomian clinoform complex.

Keywords: Bazhenov Formation, Neocomian complex, clinoforms, Bazhen anomalous section

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ

М.А. Абдулов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: abdulovma1@tyuiu.ru

В работе дано описание кислотной обработки призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях. Выделены критерии выбора объекта для применения исследуемой технологии.

Ключевые слова: кислотная обработка, призабойная зона пласта, нефтяное месторождение

Метод кислотного воздействия основан на реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону. Целью кислотной обработки является улучшение продуктивности, уменьшение величины скин-фактора в коллекторе путем растворения «загрязнений». Кислотная обработка карбонатов и силикатов – это две совершенно различные области. Карбонатные породы, включающие главным образом известняки и доломиты, быстро растворяются в соляной кислоте и создают продукты реакции, легко растворяющиеся в воде. Скорость растворения ограничена главным образом скоростью доставки кислоты к поверхности породы. Это приводит к быстрому образованию каналов неправильной формы, называемых «червоточинами».

Кислота повышает продуктивность, создавая обходные каналы вокруг загрязненного участка, но не прочищая последний. Реакция между плавиковой кислотой и песчаником проходит гораздо медленнее. Целью обработки глинокислотой является скорее разблокировка существующих каналов пу-

тем растворения загрязнения скважины и минералов, заполняющих промежуточное поровое пространство, чем создание новых каналов. Плавиковая кислота быстрее реагирует с минералами из серии песчаников, чем с кварцем. Кислотные реакции, вызываемые сопутствующими минералами – глинами, полевыми шпатами и слюдами, могут создавать отложения, приводящие к закупориванию. Значительная часть проектирования кислотной обработки песчаника обычно направлена на возможность предотвращения этого процесса.

Сущность кислотных обработок заключается в закачке кислоты в пласт при давлении ниже давления разрыва пласта. Восстановление или увеличение производительности скважин требует правильного выбора кислоты и технологии кислотной обработки. Кислотные обработки основаны на способности различных кислот и их смесей растворять минералы продуктивных пластов, а также различные взвеси, шлам, утяжелитель, отлагающиеся и загрязняющие ПЗП, а также снижающие её проницаемость. Кислотные обработки матрицы уменьшают скин-эффект и повышают производительность скважины [2-4].

Перед проведением кислотной обработки в соответствующие лаборатории необходимо представить сведения о состоянии призабойной зоны скважин, литолого-петрографическом составе продуктивного коллектора, образцы породы и т.д. Обычно в лабораториях проводят исследования на образцах породы в виде керна или выбуренных обломков, чтобы можно было заранее спроектировать наиболее эффективный способ обработки. Так в лаборатории физики пласта определяют проницаемость, пористость, нефте- и водонасыщенность кернов пород, пользуясь стандартными методами анализа. В лаборатории же промысловых жидкостей дополнительно производится определение растворимости, чтобы установить, в какой степени порода будет подвергаться действию кислотной обработки. Если известно, что используемые (исследуемые) образцы содержат силикаты, то необходимо провести определение растворимости, подвергая породу одновременному воздействию смеси соляной и плавиковой кислот. Дополнительно к этим исследованиям образцы породы иногда подвергаются определению на способность пластовой нефти образовывать в них эмульсию. Если пластовая нефть обнаруживает склонность к образованию эмульсий или со свежим или с отработанным кислотным раствором, то рекомендуется применять специальные деэмульгирующие добавки [1, 5].

Другое важное исследование состоит в определении степени набухания силикатных компонентов пород-коллекторов. Иногда частицы глины и бентонита, вступая в контакт с кислотой, увеличиваются в несколько раз по сравнению с исходным объемом. Эти набухшие частицы могут закупорить по-

ровые каналы в породе и полностью свести на нет результаты кислотной обработки. Если исследование показывает, что образец породы обладает способностью к такому набуханию, то следует применять специальные добавки, препятствующие набуханию силикатных частиц и вызываемому этим набуханием ухудшению проницаемости породы. На основе всех вышеуказанных данных и исследований за 2-3 дня до проведения кислотной обработки лаборатория обязана выдать рецепт кислотного раствора с указанием также мероприятий по защите подземного оборудования от кислотной коррозии при обработках ПЗП.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения, выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаНИПИнефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
2. Технологическая схема разработки Приобского месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение), 2013.
3. Баишев Б.Т., Батурин Ю.Е. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. М., 1987.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения. Уфа, 2012.
5. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: Недра, 1990. 186 с.

CRITERIA FOR SELECTING AN OBJECT FOR THE APPLICATION OF THE TECHNOLOGY BEING STUDIED

M.A. Abdulov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This paper describes the acid treatment of the bottomhole formation zone in oil fields.

Keywords: acid treatment, bottomhole formation zone, oil field

ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

М.А. Абдулов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: abdulovma1@tyuiu.ru

В работе дано описание применения потокоотклоняющих технологий, используемых при разработке Приобского нефтяного месторождения.

Ключевые слова: водоизоляция, потокоотклоняющие технологии

Применение потокоотклоняющих технологий на Приобском месторождении можно условно разделить на два этапа:

– 2006-2011 гг. – опытно-промысловые испытания технологий (СПС, МСПС, БП-92, РВ-3П-1, МПДС);

– 2012-2013 гг. по настоящее время – продолжение опытно-промышленных испытаний новых технологий и расширенное внедрение ранее испытанных.

В 2006-2009 гг. были испытаны технологии:

- СПС – сшитые полимерные составы на основе полимеров акриламида (ПАА);
- МСПС – модернизированный сшитый полимерный состав;
- БП-92 – композиция на основе биополимера «продукт БП-92», представляющего собой полисахариды ЗАО «Нефтегазтехнология»;
- РВ-3П-1 – термогелеобразующая система на основе алюмохлорида и карбамида.

В 2011 г. проведены расширенные испытания с апробацией технологии МПДС – модифицированный полимер-дисперсный состав, включающий в качестве предоторочки для изоляции суперколлектора полимер-дисперсную композицию 1,5 % водонабухающего полиакриламида АК-639 (марка В-415) в 0,2% растворе линейного полимера марки РР-307.

Необходимо отметить, что в 2011 г. проведены опытно-промышленные испытания технологии водоизоляции водопромытых зон в неоднородной по проницаемости матрице с предварительным экранированием высокопроводящих каналов. Предложено использование комплексной технологии, включающей предоторочку более «жестких» систем для изоляции суперколлектора. Обработка скважин проводилась путем селективной закачки потокоотклоняющих составов в пласт АС₁₁ через компоновки ОРЗ [1-5].

В 2012 г. обработано 28 скважин с применением технологий МСПС, МПДС. Работы проводились на 12 участках. В целом результаты работ 2012 г. показали, что повышение жесткости композиции позволило существенно повысить эффективность работ – дополнительно добыто 62,4 тыс. т нефти, успешность работ – 75%.

В связи с этим, в 2013 г. были проведены испытания более жестких композиций: ОГОС (осадкогелеобразующий состав), ДООС (дисперсно - осадкообразующий состав), композиции на основе жидкого стекла. Всего в 2013 г. обработано 35 скважин, расположенных на 9 участках.

Эффективность работ 2013 г. оказалась существенно ниже, чем в 2012 г. – дополнительно добыто 21,9 тыс. т нефти, успешность работ составила 67%. Очевидно это связано с тем, что, несмотря на повышение жесткости применяемых составов, устойчивость образующихся тампонирующих барьеров ниже, чем в случае МПДС, где дисперсные частицы стабилизированы в растворе сшитого полимера. Так же отметим, что средний объем закачки рабочего раствора в 2013 г. составил 860 м³ на скважину, что почти в 2 раза ниже, чем в 2012 г. (1540

м³ на скважину) и очевидно не достаточно для создания устойчивого потокоотклоняющего барьера.

Результаты работ 2014-2015 гг. В 2014 г. проведена обработка 43 скважин, применялись технологии МСПС, МПДС, ОГОС, ДООС, РВ-3П-1, ГОС. Дополнительно добыто 95,3 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект составил 2,2 тыс. т нефти на скважинообработку.

В 2015 г. применялись технологии ГОС, ОГОС, ДООС, МПДС, МСПС, обработано 53 скважины, дополнительно добыто 76,7 тыс. т нефти, по 10 участкам из 23 эффект продолжается.

По результатам исследований видно, что больше всего обработок проведено с применением технологий МСПС, МПДС (94 скважино-операции, 48% от общего числа обработок), а также с применением технологий ДООС, ОГОС (67 скважино-операций, 34% от общего числа обработок). По этим же технологиям отмечаются наибольшие удельная эффективность и успешность.

Таким образом, для применения в первую очередь могут быть рекомендованы технологии МПДС, ДООС.

По результатам ранее проведенных работ, можно сделать следующие выводы.

1. Опытно-промышленные испытания потокоотклоняющих технологий на Приобском месторождении в целом показали положительные результаты и выявили перспективность их применения в дальнейшем.
2. Наиболее эффективными оказались технологии МСПС, МПДС, ДООС.
3. Малообъемные технологии значительно менее эффективны, чем большеобъемные, т.е. в условиях значительных нефтенасыщенных толщин и наличия трещин ГРП необходимо применение большеобъемных составов.
4. Необходимо применение модифицированных СПС с использованием термостабильных полимеров, добавкой дисперсных наполнителей.
5. Перспективна селективная закачка в наиболее принимающие пласты (в скважины с ОРЗ) в многопластовых скважинах.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения, выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаниПИнефть, утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
2. «Технологическая схема разработки Приобского месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение», 2013.
3. Баишев Б.Т., Батулин Ю.Е. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. М., 1987.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения. Уфа, 2012.
5. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: Недра, 1990. 186 с.

APPLICATION OF FLOW DIVERTING TECHNOLOGIES

M.A. Abdulov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This paper describes the use of flow-diverting technologies used in the development of the Priobskoye oil field.

Keywords: waterproofing, flow-diverting technologies

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ТРОМЪЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.К. Гусенов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: gusenovtk@tyuiu.ru

В данной работе проведен анализ текущего состояния разработки месторождения выполнен по состоянию на 01 января 2014 года. Добыча нефти осуществлялась только из пласта АС₁₀².

Ключевые слова: Тромъеганское месторождение, обводненность, боковые стволы

В настоящее время разрабатываемый пласт АС₁₀² находится в стадии снижающейся добычи нефти, т.е. в третьей стадии разработки. По состоянию на 01.01.2014 отбор от НИЗ составляет 70% при обводненности продукции за 2010г. – 90%. Средний дебит нефти составил 10,5 т/сут, жидкости – 107,3 т/сут. Закачка воды в пласт АС₁₀² начата в сентябре 2000 г.

На 01.01.2014 г. проектный фонд скважин разбурен полностью. Зарезки боковых стволов выполнены на 71%. По проекту фонд скважин с боковыми стволами по состоянию на 01.01.2011 г. должен составлять 14, плюс 3 БС предусматривались проектом для зарезки в 2011 г. Фактически на 01.01.2011 выполнено 12 зарезок БС. Таким образом, осталось выполнить 5 зарезок БС.

Период разработки Тромъеганского месторождения с 1999 по 2004 г. характеризуется плавным ростом добычи нефти. В 2004 г. на месторождении был достигнут максимальный уровень добычи нефти – 503 тыс. т при темпе отбора от НИЗ – 9,1%, от ТИЗ – 12,2%. С 2006 г. месторождение находится в стадии снижающейся добычи нефти.

За 2013 г. на месторождении добыто 173 тыс.т нефти. Накопленная добыча нефти за историю составила 3870 тыс. т или 70% от НИЗ категории В, текущий КИН – 0,284.

Объем добываемой жидкости в течение всего периода разработки постепенно увеличивался и в 2013г. составил 1768 тыс. т, накопленный отбор жидкости – 11337 тыс.т. Накопленный ВНФ по месторождению в целом – 1,9 т/г.

На ЧНЗ приходится значительная часть (62%) как годовой, так и накопленной на 01.01.2014 г. до-

бычи нефти месторождения. Из распределения добычи в водонефтяной зоне на ВНЗ-1 и ВНЗ-2, т.е. зоны с неконтактными и контактными запасами, видно, что основной объем добычи нефти (90% от добычи нефти по ВНЗ) приходится на ВНЗ-1. Минимальный накопленный ВНФ отмечается в ЧНЗ – 1,1 т/т, максимальный в ВНЗ-2 – 14,8 т/т, в ВНЗ-1 он составил – 2,7 т/т.

В связи с истощением запасов, ростом обводненности для стабилизации текущего темпа отбора необходимо проводить геолого-технические мероприятия по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи [1-9].

За историю в эксплуатации на нефть на месторождении перебивала 81 скважина и 12 БС. Накопленная добыча нефти по скважинам изменяется от 9 тонн (скв. 1023) до 250,4 тыс. т (скв. 1067), в среднем – 42 тыс. т/скв.

Из распределения скважин по накопленному отбору следует:

1. Высокие отборы – более 100 тыс. т имеют 15 скважин (16% фонда). Они расположены в ЧНЗ (12 скважин) и в ВНЗ – близко к внутреннему контуру нефтеносности (3 скважины) и вскрыли повышенные нефтенасыщенные толщины (от 8 до 14 м);

2. Средние отборы – 35-100 тыс.т достигнуты в 13 ННС и 4 БС (19% фонда);

3. Невысокие отборы – 5-35 тыс.т имеют 22 ННС и 6 БС (или 30% от фонда).

Наименьшие отборы (менее 5 тыс.т) получены по наибольшей части фонда – в 31 ННС и 2 БС (35% фонда). Указанные ННС расположены в приконтурной зоне, имеют высокую входную обводненность продукции и высокие темпы ее роста. После достижения предельной обводненности (в среднем по скважинам на дату остановки обводненность составила более 98%) 17 скважин переведены под нагнетание, 12 – в пьезометрический фонд. Таким образом, значительная часть фонда (37%) характеризуется низкими отборами нефти. Скважины вводились в эксплуатацию со средними дебитами: по нефти 13 т/сут, по жидкости – 20 т/сут. Среднегодовые дебиты нефти за историю разработки характеризуются невысокими значениями в пределах 11-30 т/сут. Дебит жидкости за историю увеличился с 19 т/сут (1999 г.) до 107 т/сут (2013 г.).

В 2013 г. средний дебит нефти составил 10,5 т/сут, по сравнению с 2009 г. он снизился на 28%, что связано с ростом обводненности продукции. Прирост дебита жидкости за 2010 г. по сравнению с 2009 г. составил 9%.

За декабрь 2010 г. максимальный дебит нефти (54,3 т/сут) отмечен в скв. 1069 (БС), а минимальный дебит – 0,8 т/сут получен в скв. 1124, расположенной в ВНЗ. Скважины вводились в эксплуатацию с обводненностью от 1 до 99% при средней за историю – 34%.

За период разработки среднегодовая обводненность увеличилась с 2 до 90%. На второй год эксплуатации обводненность составила 25%. В дальнейшем темпы роста обводненности снизились. Это связано, в первую очередь, с выводом высокообводненных скважин в категорию пьезометрических.

За 2013 г. обводненность составила 90%. Высокий уровень обводненности после 12-лет эксплуатации связан с: невысокой начальной нефтенасыщенностью разреза; контактностью запасов (в 15-ти скважинах отсутствует глинистый раздел между нефте- и водонасыщенными пропластками); высокой неоднородностью разреза по коллекторским свойствам; негерметичностью эксплуатационных колонн в отдельных скважинах [10-17].

Из распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и обводненности за декабрь 2013 г. видно, что:

- почти половина (19 скважины 1 БС или 44%) фонда работала с невысокими дебитами нефти – менее 5 т/сут, из них с повышенной обводненностью 90-98% работали 13 скважин (или 28% фонда), а с обводненностью более 98% работали 4 скважины и 1 БС (или 11 % фонда);

- со средними дебитами нефти – 5-30 т/сут работали 13 скважин и 9 БС (48% фонда), из них с повышенной обводненностью более 90% работали 7 скважин и 4 БС или 24% фонда;

- с высокими дебитами нефти – 30-70 т/сут работали 2 скважины и 2 БС (или 8% фонда), из них продукция 1 скважины и 1 БС (4% фонда) имела обводненность до 60%.

Распределение дебитов нефти и жидкости и обводненности продукции за 2010 г. по участкам и зонам следующее. Скважины с максимальными средними дебитами нефти и жидкости (соответственно, 31 и 65 т/сут) и низкой обводненностью (53%) расположены в ЧНЗ. Малодебитные (средний дебит нефти – 3,5 т/сут) и высокообводненные (94%) скважины расположены в ВНЗ-2 с контактными запасами.

Выводы:

1. Месторождение введено в разработку в 1999 г. Объектом разработки является пласт АС₁₀², пласт АС₉ в добычу не введен. С 2007 г. месторождение разрабатывается согласно «Дополнения к технологической схеме разработки».

2. С 2006 г. месторождение находится в 3 стадии разработки – снижения добычи нефти.

3. Фонд скважин полностью разбурен за 4 года (1999-2002 гг.). Зарезки боковых стволов на 01.01.2014 г. выполнены на 71%, осталось 5 зарезок.

4. Эксплуатационный нагнетательный фонд – 24 скважины, из них 22 – действующие.

5. Система ППД на месторождении организована в сентябре 2000 г.

6. Максимальный уровень добычи нефти по пласту АС₁₀² – 503 тыс.т (при высоких темпах отбо-

ра: от НИЗ – 9,1%, от ТИЗ – 12,2%) достигнут в 2004 г. Темп отбора жидкости от НИЗ нефти в этот год был также высок – 17%.

Литература:

1. Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин Особенности притока жидкости к горизонтальному окончанию скважины // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 31-32.
2. Вахобов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.
3. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.
4. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Теоретические основы течения жидкостей в порово-трещиноватых коллекторах // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 4. С. 20-21.
5. Ерастов А.Н. Зарубежный и отечественный опыт применения технологий по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 15-16.
6. Ерастов А.Н. Опыт эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях ХМАО-ЮГРЫ // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 17-18.
7. Житинский А.А., Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин Особенности эксплуатации горизонтальных скважин в зависимости от геолого-физических условий // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 19-20.
8. Задорожний Е.С. Анализ эффективности существующей системы разработки зимнего месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 23-24.
9. Ковтун В.В. Анализ эффективности гидроразрыва пласта на примере Ватгеганского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 28-29.
10. Коровин К.В., Печерин Т.Н. Опыт и перспективы применения химических технологий повышения нефтеотдачи на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Фундаментальные исследования. 2016. № 12-5. С. 993-997.
11. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, № 1. С. 6-9.
12. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, № 1. С. 36-39.
13. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.
14. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 8. С. 195-199.
15. Шпильман А.В., Коровин К.В., Савранская М.П. Перспективы освоения ТРИЗ В ХМАО-ЮГРЕ // В сб.: НЕФТЬ, ГАЗ, ТЕХ. Мат. 6 Тюменского международного инновационного форума. Правительство Тюменской области Комитет по инновациям Тюменской области. Тюмень. 2015. С. 461-464.
16. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Assessment of the prospects of producing hard-to-extract oil reserves in the territory of KhMAO – Yurga // Petroleum and gas: experience and innovation. 2017. № 1 (1) P. 40-45.
17. Mulyavin S.F., Kolev Zh.M., Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen Calculation of oil well productivity with a complex wellbore trajectory in exploitation object // Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. № 1 (1) P. 32-40.

THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE TROMYEGANSK FIELD

T.K. Gusenov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In present work, an analysis of the current state of the field development is performed as of first of January, 2014. Oil production was carried out only from the reservoir AC₁₀².

Keywords: Tromyegansk deposit, water cut, side trunks

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

А.Х. Батталов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: battalovakh1@tyuiu.ru

В работе представлена классификация методов увеличения нефтеотдачи, которые используют при разработке нефтяных месторождений на различных стадиях.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, нефтяное месторождение

С целью достижения более высоких показателей используются вторичные и третичные методы добычи нефти, или, как их еще называют, методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Как правило, МУН основываются на закачке в пласт рабочих агентов, в качестве которых могут служить вода с добавками различных активных веществ, как, например, загустители воды (полимеры), поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также воздух, углеводородные растворители, пластовый газ и другие агенты. Различие между вторичными и третичными методами заключается во времени их использования: вторичные методы начинают применять с самого начала разработки или попросту говоря короткого промежутка времени, в то время как третичные методы обычно начинают использовать, когда значительная часть запасов нефти уже добыта. Использование вторичных и третичных методов добычи преследует достижение следующих целей:

- поддержания пластового давления. При закачке в пласт достаточных объемов воды или газа пластовое давление может поддерживаться на уровне, необходимом для достижения высоких показателей разработки (например, на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом);

- более высокой степени вытеснения нефти. Некоторые из агентов, подаваемых в пласт (растворители, ПАВ и др.), приводят к уменьшению остаточной нефтенасыщенности и способствуют тем самым повышению степени вытеснения нефти;

- увеличения степени охвата пласта процессом вытеснения нефти. Такие технологии, как, например, закачка полимерного раствора, попеременная закачка воды и газа, закачка пен, подача в пласт тепла (закачка горячей воды или пара) или же внутрипластовая генерация тепла (внутрипластовое горение) имеют своей целью улучшение соотношения подвижности фильтрующихся в пласте нефти и воды или же нефти и газа и, как следствие, увеличение охвата пласта процессом вытеснения.

Целью применения методов увеличения нефтеотдачи является, вообще говоря, увеличение объема извлекаемых запасов, которые могут быть экономически выгодно добыты по сравнению с

традиционными методами за счет увеличения охвата пласта процессом вытеснения нефти и/или за счет повышения степени вытеснения нефти из пласта.

Методы увеличения нефтеотдачи включают (но не ограничиваются) следующие технологии нефтеизвлечения:

- попеременную или чередующуюся закачку воды и газа;

- физико-химические МУН (закачка полимеров, поверхностно-активных веществ, гелей, пен и т.п.);

- закачку газов, отличных от углеводородных (например, углекислого газа, азота, дымовых газов и т.п.);

- микробиологические методы увеличения нефтеотдачи;

- термические методы увеличения нефтеотдачи.

Как следует из определения МУН, объектами применения методов увеличения нефтеотдачи являются запасы нефти, остающиеся в пласте после применения первичных и вторичных методов добычи; так называемые трудно извлекаемые запасы нефти (тяжелая и вязкая нефть, пласты с низкой проницаемостью, залежи со сложным геологическим строением и т.д.).

Очевидно, что наилучшим вариантом разработки нефтяного месторождения является вариант, позволяющий отобрать максимальный объем нефти из пласта минимальным числом скважин за кратчайший период времени. Кажущаяся на вид простой, задача оптимального расположения скважин по площади залежи, обеспечивающего наилучшие показатели разработки, является одной из наиболее сложных.

Решение задачи осложняется еще и тем, что оптимальное число скважин, их взаимное расположение и характер закачивания будут, вообще говоря, разными в зависимости от:

- типа залежи (нефтяная, газовая, нефтяная с газовой шапкой и т.д.);

- запасов нефти и газа в пласте;

- свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газа;

- местоположения залежи (суша, шельф, глубоководный шельф);

- политической и экономической ситуации.

Решение указанной задачи зависит как от общего числа скважин, их типа (добывающая, нагнетательная, наблюдательная и т.п.) и взаимного расположения на площади, так и от применяемого метода нефтедобычи

Методы разработки нефтяных месторождений принято делить на традиционные (естественные режимы, заводнение, искусственное поддержание пластового давления закачкой воды или газа) и методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые в разное время называли новыми методами или третичными.

Названная группа методов, входящая в традиционные, не отражает сущность всех методов. Так тепловые виды воздействия на пласт трудно назвать новыми, их использовали еще с 30-х годов, как и традиционное заводнение. В том случае, когда тепловой метод реализуется на объектах, нефть которых по причине сверхвысокой вязкости не может быть извлечена другими способами разработки, он не является методом увеличения нефтеотдачи, а единственно возможным способом извлечения нефти.

Нетрадиционные методы разработки нефтяных месторождений, называются в дальнейшем методами увеличения нефтеотдачи пластов, делят в зависимости от того, каким образом достигаются эффекты обеспечивающие улучшение условий вытеснения нефти на четыре группы: физико - химические; газовые; тепловые; другие, основанные на использовании неординарных технических явлений и сложных рабочих агентов.

Газовые методы включают использование диоксида углерода и углеводородных газов, азота и дымовых газов. Среди тепловых или термических методов разработки различают закачку пара (непрерывную в виде оторочек и для обработок призабойных зон), внутрипластовое горение, нагнетание горячей воды.

Другие методы пока не получили широкого распространения, однако интенсивно изучаются и исследуются в промысловых условиях. К ним относятся микробиологические, волновые, электромагнитное воздействие, ядерные взрывы [1-3].

Методы увеличения нефтеотдачи основаны на следующих изменениях характеристик и условий нахождения нефти в пласте:

- снижение межфазного натяжения на границе нефть – вытесняющий;
- снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или подвижности вытесняющего агента);
- перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газ с целью консолидации запасов нефти.

Степень проявления этих эффектов, т.е. эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов, определяется прежде всего геолого - физическими условиями их применения [4-5].

Литература:

1. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001 г.
2. Проект разработки Тевлинско-Рускинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
3. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис».
4. Анализ разработки Тевлинско-Рускинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).
5. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).

6. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

WAYS TO INCREASE INVENTORY DEVELOPMENT

A.Kh. Battalov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents a classification of methods for increasing oil recovery, which are used in the development of oil fields at various stages.

Keywords: enhanced oil recovery methods, oil field, methods of production enhancement

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ИНОСТРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Р.Д. Блеч

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: bletchrd1@tyuiu.ru

В данной работе проведен сравнительный анализ существующих отечественных и иностранных технологий водоизоляционных работ применяемых на газовых месторождениях Западной Сибири.

Ключевые слова: водоизоляционные работы, газовые месторождения, Западная Сибирь

В настоящее время большинство газовых месторождений Западной Сибири, введенных в эксплуатацию в 60-80-е годы прошлого столетия, находятся на заключительной стадии разработки, однако именно на этих месторождениях добывается основной объем газа в стране.

Добыча газа из них сопровождается значительными эксплуатационными затратами на сбор и утилизацию добываемой воды. Большие объемы добываемой воды влекут за собой нанесение непоправимого ущерба природной экосистеме. В этой связи работы по ограничению и изоляции водопритоков являются неотъемлемой частью геолого - технических мероприятий, направленных на стабилизацию добычи газа и сокращение объемов добываемой воды.

Научный прогресс и многообразие геолого-технических условий разрабатываемых месторождений способствовали созданию большого количества материалов и тампонажных систем, что существенно расширило спектр технологий, применяемых при проведении изоляционных работ. Однако их успешность и эффективность остается достаточно низкой и составляет порядка 40-60%. В связи с этим задача совершенствования и повышения качества методов ограничения водопритоков остается

актуальной, а её решение в значительной степени способствует повышению газоотдачи пластов.

Для оценки успешности проведения водоизоляционных работ предлагаются следующие критерии (в порядке значимости):

- вывод скважины из бездействия, возможность эксплуатации скважины в ГСС;
- отсутствие поступления пластовой жидкости в ПЗП скважины по результатам ГИС-контроль после капитального ремонта (определение профиля притока);
- отсутствие пластовой жидкости в продукции скважин по результатам ГДИ, проведенных после капитального ремонта.

Для оценки успешности проведения работ по креплению ПЗП предлагаются следующие критерии (в порядке значимости):

- вывод скважины из бездействия (для скважин, находящихся в бездействующем фонде), возможность эксплуатации скважины в ГСС;
- вынос механических примесей не более $2 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ или полное его отсутствие в продукции скважин по результатам ГДИ на различных режимах, проведенных после капитального ремонта и при последующей эксплуатации;
- отсутствие динамики текущего забоя скважины по результатам шаблонирования при эксплуатации за рассматриваемый период;
- отсутствие глубокой кольматации ПЗП, возможность вывода на технологический режим [1-5].

Литература:

1. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002.
2. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. М.: Недра. 1997.
3. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989. 355 с
4. Коррективы проекта разработки нижнемеловых залежей Ен-Яхинского месторождения в связи с уточнением и аудитом запасов газа, конденсата и нефти: Отчет о НИР (закл) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Лапердин А.Н. Тюмень, 2011.
5. Требин Ф. А., Макагон Ю. Ф., Басниев К. С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1976. 368 с.

ANALYSIS OF EXISTING DOMESTIC AND FOREIGN TECHNOLOGIES OF WATERPROOFING WORKS USED IN GAS FIELDS IN WESTERN SIBERIA

R.D. Blech

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, a comparative analysis of the existing domestic and foreign waterproofing technologies used in gas fields in Western Siberia.

Keywords: waterproofing works, gas fields, Western Siberia

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГТМ НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.С. Бутов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: butovds1@tyuiu.ru

В работе проведен анализ эффективности применения комплекса геолого-технических мероприятий на Приразломном месторождении ХМАО – Югры.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, нефтяное месторождение, Приразломное месторождение

На Приразломном месторождении основным объектом эксплуатации, содержащим 97% пробуренного фонда, является объект БС₄₋₅ [1-5]. В качестве интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи используются различные методы: бурение боковых стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН).

Всего за период с 2011 по 2015 год было проведено 312 ГТМ, в том числе 203 ГРП, 3 ВИР + РИР, 64 зарезки боковых стволов, 42 ВБД из других фондов. Наибольший эффект был получен в результате зарезки боковых стволов – дополнительная добыча составила 4557,1 тыс. тонн, при этом удельная добыча на скважину составила 71,2 тонны. Дополнительная добыча от проведения ГРП составила 578,8 тыс. тонн, что в удельных величинах составляет 2,9 тонны на скважину. Стоит отметить: наименьший эффект был получен в результате ВИР + РИР и составил 1 тыс. тонн, то есть удельная добыча составила 0,3 тонны на скважину.

Таким образом, наибольший удельный эффект от проведения комплекса геолого-технических мероприятий на Приразломном месторождении был достигнут при проведении мероприятий по зарезке боковых стволов по объекту БС₄₋₅, при этом наиболее проводимым мероприятием за исследуемый период являлся ГРП.

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием // Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор). Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1. С. 22-32.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н.: Наука, 2010. 280 с.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача. 2012. № 5. С. 28-35.
5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С. 331-344.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE APPLICATION OF COMPLEX GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES AT THE PRIRAZLOMNOYE FIELD

D.S. Butov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, we analyzed the effectiveness of the application of a complex of geological and technical measures at the Prirazlomnoye field of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug - Yuga.

Keywords: geological and technical measures, oil field, Prirazlomnoye field

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГРП НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ НЕФТИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ПОКАМАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.И. Горнак

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: gornakci1@tyuiu.ru

В работе проведено исследование влияния гидравлического разрыва пласта на выработку запасов нефти верхнеюрских залежей Покамасовского месторождения.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, верхнеюрские отложения, Покамасовское месторождение

Покамасовский левобережный лицензионный участок (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз») расположен в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Существенных ограничений для дальнейшей разработки месторождения с позиций промышленной освоенности региона, особенностей обустройства месторождения, климата и других природных условий в настоящее время нет.

В настоящее время ведутся работы по переинтерпретации данных 2D и 3D-сейсморазведки, в результате которых будет уточнено геологическое строение месторождения по основным опорным и целевым горизонтам доюрского комплекса, юрских и меловых отложений. По предварительным данным представление о строении продуктивных пластов изменится незначительно.

По лицензионному участку ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (запасы категорий ВС1С2) утверждены следующие основные технологические решения:

- выделение одного эксплуатационного объекта – ЮВ11;

- система разработки – блоковая трехрядная с размещением наклонно-направленных и горизонтальных скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500-700 м с формированием участков

с семиточечной системой воздействия, применением очагового и приконтурного заводнения;

- проведение ГРП на стадии строительства скважин;

- общий фонд скважин – 441, в т.ч.: добывающих – 335, нагнетательных – 94, водозаборных – 12;

- фонд скважин для бурения – 31, в том числе: добывающих – 14 (все горизонтальные), нагнетательных – 17. Зарезки боковых стволов – 22 скв-операции;

- применение технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения: бурение горизонтальных скважин, зарезки боковых стволов, физико-химические ОПЗ, технологии МУН, изоляционные, перфорационные и гидродинамические методы [1-4].

Основные направления повышения эффективности системы разработки: зарезки боковых горизонтальных стволов из обводнившихся скважин в районы с повышенной плотностью остаточных подвижных запасов нефти; рациональный вывод скважин из консервации и бездействия с проведением в них изоляционных и реперфорационных работ; проведение мини ГРП в скважинах Восточного участка; оптимизация режимов работы добывающих скважин; применение потокорегилирующих и других технологий; применение циклического заводнения с переменной направленности фильтрационных потоков в пласте ЮВ₁₁ и оптимизацией объемов закачки.

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

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией действующего проектного документа на разработку Покамасовского месторождения, 2007.
2. Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку Покамасовского месторождения, 2009.
3. Герштанский О.С., Живайкин Б.Ф., Кисляков Ю.П. Технология вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов повышенными депрессиями // Нефтяная и газовая промышленность. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1992. № 3. С. 26-31.
4. Технологический проект разработки Покамасовского месторождения, 2011.

INVESTIGATION OF THE INFLUENCE OF HYDRAULIC FRACTURING ON THE DEVELOPMENT OF OIL RESERVES IN THE UPPER JURASSIC DEPOSITS OF THE POKAMASOVSKOYE FIELD

S.I. Gornak

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper a study was conducted of the effect of hydraulic fracturing on the development of oil reserves in the Upper Jurassic deposits of the Pokamasovsky field.

Keywords: hydraulic fracturing, Upper Jurassic sediments, Pokamasovsky field

НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ф.Г. Гирфанов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: girfanov1@tyuiu.ru

В работе представлено обоснование применения способов повышения выработки запасов на нефтяном месторождении.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, методы интенсификации притока, нефтяное месторождение

Нефтеотдача продуктивных пластов и, в конечном итоге, объем извлеченной нефти зависят как от свойств нефти и коллекторов, так и от методов воздействия, т.е. применяемой системы разработки залежи. Даже при самом благоприятном сочетании свойств пластов и нефти в терригенных пластах не удаётся извлечь на поверхность более 60%, а в редких случаях около 70% нефти от геологических запасов нефти в залежи. В карбонатных коллекторах и при тяжелой вязкой нефти, как правило, извлекают не более 15-20% нефти. В результате даже при открытии крупных запасов нефти потери ее в природных условиях неизбежны.

В связи с этим перед нефтяной промышленностью встает задача – применение более совершенных и эффективных методов воздействия на продуктивные пласты в целях повышения их нефтеотдачи и, следовательно, увеличения извлекаемых запасов на нефтяных объектах. Наиболее полное вытеснение нефти из пластов и достижение наибольшей нефтеотдачи возможно при применении третьей группы методов – растворителей нефти, чаще всего которыми являются газы.

Газ легко растворяется в нефти, в результате чего нефть становится менее вязкой и более текучей. При закачке газов в нефтяной пласт граница раздела фаз отсутствует и формируется зона смешимости. В качестве растворителя нефти используются пропан, бутан, смесь пропана с бутаном, а также газ высокого давления.

Установлено, что смешиваемость газа с нефтью в пластовых условиях может происходить, если плотность дегазированной нефти не более $0,8 \text{ г/см}^3$.

В целях повышения нефтеотдачи пластов используют различные способы закачки газов, например, закачивают сухой газ, либо вытесняют нефть оторочкой из углеводородного газа с добавкой сжиженного, которая проталкивается сухим газом, либо вытесняют нефть оторочкой сжиженного газа, а проталкивают ее сухим или жирным газом.

На величину извлекаемого газа влияют как природные геологические условия, так и методы

добычи, которые используют разработчики. Так, при наличии высокой неоднородности продуктивного пласта возникает опасность наибольшего прорыва газа по трещинам и другим наиболее проницаемым участкам, и в результате подступающая вода может отсечь такие участки. Тогда часть запасов газа может оказаться изолированной в отдельных блоках, не связанных с остальной частью залежи. Более высокая газоотдача характерна для сравнительно однородных по коллекторским свойствам пластов, а также для залежей с высоким пластовым давлением и с большими геологическими запасами.

В целях предотвращения прорывов газа и воды по ослабленным зонам (трещин и др.), преждевременного обводнения газовой залежи, а также для повышения газоотдачи проводят различные промышленные мероприятия, например, своевременную изоляцию прорвавшихся вод, или снижают пластовое давление до минимальной величины, проводя отбор газа из скважин под вакуумом [1-6].

Для достижения более высоких показателей так же используются и другие методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Как правило, МУН основываются на закачке в пласт рабочих агентов, в качестве которых могут служить вода с добавками различных активных веществ, как, например, загустители воды (полимеры), поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также воздух, углеводородные растворители, пластовый газ и другие агенты. Различие между вторичными и третичными методами заключается во времени их использования: вторичные методы начинают применять с самого начала разработки или попросту говоря короткого промежутка времени, в то время как третичные методы обычно начинают использовать, когда значительная часть запасов нефти уже добыта. Использование вторичных и третичных методов добычипреследует достижение следующих целей:

- поддержания пластового давления. При закачке в пласт достаточных объемов воды или газа пластовое давление может поддерживаться на уровне, необходимом для достижения высоких показателей разработки;

- более высокой степени вытеснения нефти;
- увеличения степени охвата пласта процессом вытеснения нефти. Такие технологии, как, например, закачка полимерного раствора, попеременная закачка воды и газа, закачка пен, подача в пласт тепла (закачка горячей воды или пара) или же внутрипластовая генерация тепла имеют своей целью улучшение соотношения подвижности фильтрующихся в пласте нефти и воды или же нефти и газа и, как следствие, увеличение охвата пласта процессом вытеснения.

Целью применения методов увеличения нефтеотдачи является увеличение объема извлекаемых запасов, которые могут быть экономически выгодно добыты по сравнению с традиционными мето-

дами за счет увеличения охвата пласта процессом вытеснения нефти и/или за счет повышения степени вытеснения нефти из пласта.

Очевидно, что наилучшим вариантом разработки нефтяного месторождения является вариант, позволяющий отобрать максимальный объем нефти из пласта минимальным числом скважин за кратчайший период времени. Кажущаяся на вид простой, задача оптимального расположения скважин по площади залежи, обеспечивающего наилучшие показатели разработки, является одной из наиболее сложных. Решение указанной задачи зависит как от общего числа скважин, их типа и взаимного расположения на площади, так и от применяемого метода нефтедобычи.

Методы разработки нефтяных месторождений принято делить на традиционные и методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые в разное время называли новыми методами или третичными.

Литература:

1. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Когалым, 2001.
2. Проект разработки Тевлинско-Рускинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
3. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». Последнее обновление 06.07.2015.
4. Анализ разработки Тевлинско-Рускинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).
5. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
6. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

THE NEED TO APPLY METHODS TO IMPROVE THE DEVELOPMENT OF RESERVES IN THE OIL FIELD

F.G. Girfanov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This paper presents the rationale for the use of methods to increase the development of reserves in the oil field.

Keywords: enhanced oil recovery methods, flow enhancement methods, oil field

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ПРИТОКА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Р.Д. Блеч

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: bletchrd1@tyuiu.ru

В работе проведен расчет эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах Западной Сибири.

Ключевые слова: водоизоляционные работы, газовые месторождения, Западная Сибирь

Накопленный промысловый опыт свидетельствует о том, что причиной одного из серьезных осложнений при эксплуатации газовых скважин является поступление пластовой воды. Основными путями проникновения воды в скважины является приток пластовой воды из подошвенной части пласта, а также по напластованию продуктивных пластов. Основными факторами, способствующими развитию такого осложнения, являются:

- некачественная цементная крепь скважины и, как следствие, подъем воды в зону перфорации из водоносной части пласта по заколонному пространству;

- подъем газовой воды контакта в целом в зоне расположения скважины (в результате отбора газа из месторождения, и отбора-закачки в подземное хранилище газа (ПХГ)) и обводнение нижней части интервала перфорации;

- разрушение цементной крепи в интервале продуктивных отложений под действием физико-химических факторов;

- наличие водонасыщенных пропластков в пределах вскрытой мощности продуктивных отложений. Для ликвидации притока пластовой воды в скважины применяется множество технологий, водоизоляционных составов и технических средств. Как показывает опыт, перспективным является разработка новых (или адаптация уже существующих) технологий и технологических жидкостей применительно к конкретным горногеологическим условиям того или иного месторождения или ПХГ. Проведение работ в условиях аномально низких пластовых давлений значительно усложняет технологический процесс водоизоляции.

Для повышения экономической эффективности работ по изоляции притока пластовой воды разработан методический подход, предусматривающий проведение экономической оценки по следующим этапам [1, 2]:

1. Оценка экономической целесообразности осуществления изоляционных работ на данной скважине.

2. Установление очередности скважин к изоляционным работам.

3. Определение фактической экономической эффективности после осуществления капитального ремонта скважины по изоляции притока пластовых вод.

Постановка первой задачи вызвана необходимостью вложения затрат на изоляцию пластовых вод в экономически целесообразный момент, чтобы затраты на их проведение обязательно успели окупиться экономическим эффектом за время работы скважины на улучшенном режиме. Сюда не входит рассмотрение целесообразности проведения ремонтно-изоляционных работ, вызванных геологической необходимостью (охрана недр и др.).

Необходимость в решении второй задачи – установлении очередности проведения изоляционных работ – возникает тогда, когда ремонтная служба не в состоянии охватить ремонтом все нуждающиеся в нем скважины.

Расчеты для решения первой и второй задачи проводятся до внедрения мероприятий поскважинно, на основании оценки ожидаемого экономического эффекта.

Третья задача – определение экономической эффективности ремонтноизоляционных работ – выполняется в основном после их проведения с целью установления фактически полученного эффекта. При этом определяется экономия издержек предприятия, прирост прибыли.

Расчеты могут проводиться как по отдельным скважинам, так и в целом по месторождению, ПХГ. Учитывая специфику внедрения технологий водоизоляции, для оценки экономической эффективности и целесообразности ее проведения в качестве основных показателей рекомендуется без и с проведением мероприятий учитывать следующее: изменение объема закачки и отбора газа; изменение себестоимости закачки и отбора газа; затраты на капитальный ремонт, их сокращение по сравнению с базовым ремонтом; продолжительность эффекта после ремонта.

Преобладающее влияние на экономическую эффективность работ по изоляции притока пластовой воды имеет технологический эффект – увеличение закачки и отбора газа при уменьшении отбора воды и продолжительность эффекта. Поэтому определению этих показателей необходимо уделять особое внимание, и давать им оценку должны специалисты технологической и геологической службы.

Условием экономической целесообразности проведения работ по изоляции пластовых вод на конкретной скважине является окупаемость ожидаемых затрат на его осуществление экономией издержек за время работы скважины на улучшенном режиме. Работы, выполняемые в скважинах бригадами по капитальному и подземному ремонту, разнообразны по технологии их выполнения и различаются между собой по трудоемкости. Поэтому оценку деятельности водоизоляционных работ следует проводить при обязательном учете динамики всей номенклатуры выполненных работ [3-5].

Величина технологического эффекта оценивается сопоставлением производительностей и гидродинамических характеристик без и с проведением мероприятия. Общим критерием эффективности проведения изоляционных работ на скважинах выступает проведение необходимого количества ремонтов при обеспечении поставленной цели с минимумом трудовых, материальных затрат и денежных средств.

Эффектом проведенного мероприятия следует считать снижение поступления пластовой воды в

скважину при и отборе газа из месторождения и закачке – отборе из ПХГ, т.е. период безводной эксплуатации скважины (или период пониженного водопритока в скважину по сравнению с эксплуатацией скважины без внедрения мероприятия).

Определение экономической эффективности изоляционных работ предусматривает сравнение показателей, характеризующих работу скважины с проведением мероприятия и без него в одних и тех же геологических условиях, с одинаковой конструкцией скважин, имеющих одинаковую глубину.

Основные показатели, используемые при расчете фактической экономической эффективности мероприятий по изоляции притока пластовой воды, являются: увеличенный объем добычи газа на месторождении или закачки-отбора газа на ПХГ, полученных в результате выполнения работ по водоизоляции в скважинах; капитальные вложения, связанные с проведением мероприятия (если имеют место); себестоимость увеличенного объема добычи газа на месторождении или закачки-отбора газа из ПХГ.

Капитальные вложения состоят из стоимости оборудования (установок), необходимого для внедрения мероприятия по водоизоляции, включая издержки на его доставку и монтаж.

Расходы на выполнение всего комплекса проведенных работ рассчитываются по элементам затрат. В состав затрат, связанных с внедрением мероприятия включаются расходы на подготовительно-заключительные работы на скважине (включая ее исследование) и расходы на проведение соответствующих работ.

Литература:

1. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002.
2. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1997.
3. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989. 355 с.
4. Коррективы проекта разработки нижнемеловых залежей Ен-Яхинского месторождения в связи с уточнением и аудитом запасов газа, конденсата и нефти: Отчет о НИР (закл) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Лапердин А.Н. Тюмень, 2011.
5. Требин Ф.А., Макагон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1976. 368 с.

CALCULATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE INTRODUCTION OF TECHNOLOGY FOR ISOLATING THE FLOW OF FORMATION WATER IN GAS WELLS

R.D. Blech

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, the calculation of the effectiveness of the introduction of the technology of isolating the flow of formation water in gas wells in Western Siberia.

Keywords: waterproofing works, gas fields, Western Siberia

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.Д. Бузаджи

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: buzadzidd1@tyuiu.ru

В работе проведен сравнительный анализ проведения гидравлического разрыва пласта в скважинах при различных системах размещения (пяти, семи, девяти точечной) скважин при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, нефтяные месторождения, Западная Сибирь

В скважинах с загрязненной призабойной зоной наблюдается падение добычи жидкости при сохранении тех же условий эксплуатации, более низкие значения дебита по сравнению с расположенными поблизости скважинами данного месторождения. Выявление таких скважин осуществляется на основе промысловых данных либо в результате расчета.

Расчетный метод состоит в следующем: оценивается радиус области дренирования скважины и вычисляется дебит жидкости по формуле Дюпюи; если расчетный дебит значительно выше фактического, то можно предположить, что имеется загрязнение призабойной зоны. Кроме того, ухудшение коллекторских свойств в призабойной зоне может быть выявлено по результатам гидродинамических исследований. Трещины гидроразрыва обеспечивают связь скважины с областью пласта неухудшенной проницаемости. Гидроразрыв в скважинах с загрязненной призабойной зоной позволяет не только восстановить первоначальную добычную способность скважин, но и добиться ее значительного превышения. Увеличение производительности скважины после ГРП определяется соотношением проницаемостей пласта и трещины и размерами трещины.

Причем дебит скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины. Существует предельное значение длины трещины, превышение которого не приводит к росту дебита жидкости.

Целесообразность проведения ГРП не во всех добывающих скважинах. Расчеты показывают нецелесообразность обработки всех добывающих скважин, так как при этом достигается незначительный прирост дебита системы по сравнению со случаем, когда обработана лишь часть скважин. Так, например, для пяти- и обращенной семиточечной систем расстановки скважин обработка всех добывающих скважин по сравнению со случаем, когда обработана лишь половина скважин (через

одну), приводит к увеличению среднего дебита всего на 5–13%. Для обращенной девятиточечной системы прирост дебита при проведении ГРП во всех добывающих скважинах по сравнению со случаем, когда обрабатываются лишь скважины, расположенные в середине сторон элемента, составляет менее 5%. Для трехрядной системы обработка всех добывающих 172 скважин или только скважин первого и третьего рядов дает практически одинаковый результат [1, 2].

Высокая эффективность гидроразрыва в нагнетательных скважинах. Высокая эффективность проведения ГРП в нагнетательных скважинах для обращенных семи-, девятиточечной и трехрядной систем расстановки скважин. Гидроразрывы в добывающих скважинах не приводят к ожидаемому приросту добычи нефти, если они не обеспечиваются необходимым объемом закачки или энергетической "поддержкой" со стороны пластовой системы. Кратное увеличение дебита системы в результате ГРП происходит лишь при одновременной обработке добывающих и нагнетательных скважин.

Учет ориентации трещин при гидроразрыве в обводненных добывающих скважинах в краевых зонах пласта и в рядных системах разработки

Влияние ориентации трещин на обводненность после ГРП оказывается наиболее существенным при рядных системах расстановки скважин и в краевых зонах пласта. В этих случаях ориентация трещин является важным фактором, определяющим долю воды в продукции скважин после ГРП. Возможны как резкое падение, так и быстрый рост обводненности. Время, в течение которого затем восстанавливается первоначальное значение, может быть сопоставимо с продолжительностью эффекта ГРП. Если трещина ориентирована параллельно нагнетательному ряду или водонефтяному разделу, то гидроразрыв приведет к замедлению роста обводненности или даже к значительному снижению этого показателя. В данном случае эффективность ГРП даже в обводненных скважинах может оказаться достаточно высокой. Если трещина ортогональна водонефтяной границе или нагнетательному ряду, то эффект ГРП может оказаться отрицательным. В случае благоприятной ориентации трещин целесообразно проведение повторных ГРП для получения дополнительного эффекта [3-5].

Для площадных систем разработки эффекты, связанные с изменением обводненности из-за различной ориентации трещин, носят непродолжительный и менее выраженный характер, поэтому их можно не учитывать.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ». Москва, 2013.
2. Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ». СПб - Тюмень, 2013.

3. Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ». СПб-Тюмень, 2012.
4. Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь». Москва-Тюмень, 2013.
5. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ. М., 1987.

THE MAIN ASPECTS OF THE APPLICATION OF TECHNOLOGIES TO INCREASE OIL RECOVERY OF HYDROCARBONS

D.D. Buzadzhi

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this work, a comparative analysis of the hydraulic fracturing in wells with different placement systems (five, seven, nine point) wells in the development of oil fields.

Keywords: hydraulic fracturing, oil fields, Western Siberia

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА СЕВЕРО-ВАРЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.Р. Ганиев

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: ganievmr1@tyuiu.ru

В работе проведен анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на Северо-Варьеганском месторождении.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, методы интенсификации притока, Северо - Варьеганское месторождение

Ежегодно на каждом нефтяном месторождении осуществляются десятки методов увеличения нефтеотдачи, методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью методов увеличения нефтеотдачи нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Подбор эффективных мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия МУН планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия, а впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Сущность метода ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит разрыв горной породы и образование новых или расширение существующих трещин. Для сохранения трещин в открытом состоянии при снижении давления

в них вместе с жидкостью закачивают закрепляющий агент – проппант. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.

Трещина разрыва, образующаяся в результате ГРП, может быть горизонтальной или вертикальной. Разрыв горной породы происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению. Как правило, до глубины порядка 500 метров в результате гидроразрыва возникают горизонтальные трещины. На глубине ниже 500 метров возникают вертикальные трещины. Поскольку продуктивные нефтенасыщенные пласты залегают, как правило, на глубине ниже 500 метров, трещины разрыва в нефтяных скважинах всегда вертикальные.

ОПЗ относится к методам интенсификации притока. ОПЗ производят в терригенных и карбонатных коллекторах кислотными или щелочными (только терригены) составами с целью восстановления проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) после вторичного вскрытия пласта с целью устранения воздействия на пласт различными технологическими жидкостями в процессе эксплуатации скважины и ее ремонтов. Для планирования ОПЗ очень важно знать рецептуры применявшихся технологических жидкостей, оказавших свое влияние на проницаемость пласта. Не менее важной информацией является знания о составе пластовых вод и коллекторе. Вся информация полезна тогда, когда она используется для подбора состава химической композиции и технологии обработки. Если же закачивают в пласт химические составы, имеющиеся на складе без понимания химизма процессов, протекающих в ПЗП, то в половине случаев получают снижение проницаемости и дебита, а в другой половине случаев отрицательный результат скрывается увеличением дебита скважины гораздо ниже потенциального [1-3].

Очевидно, что при подборе вида МУН вопрос их эффективности выносится на первый план и является одной из основ целесообразности всего проекта по добыче нефти. С этой целью перечень МУН планируется и уточняется при разработке бизнес-планов любого нефтедобывающего предприятия и в процессе их реализации подвергается планомерной коррекции и уточнению по мере поступления актуальной информации по объемам добычи с месторождения. Именно этот процесс во многом оказывает влияние на успешность реализации проектов нефтедобычи и эффективности экономической деятельности предприятия в целом.

Помимо положительного эффекта от МУН, зачастую связанного с повышением нефтеотдачи, необходимо оценивать и ущерб окружающей среде. Наиболее эффективными, но и наиболее вредными с позиции экологии являются гидравлический разрыв пласта (ГРП) и обработка призабойной зоны [4, 5].

Необходимо отметить, что при оценке целесообразности МУН необходимо использовать сле-

дующий принцип: сначала, необходимо определить базовую добычу, т.е. добычу, которая была бы без применения метода, далее целесообразно сравнить базовую добычу исследуемого объекта с уже известными данными по похожему месторождению. Такой подход поможет исключить низкоэффективные методы МУН, что будет способствовать повышению общего экономического эффекта нефтедобычи.

Особенно важен выбор и реализация наиболее эффективных проектов применения МУН в каждом конкретном случае, как в экономическом, так и экологическом плане. Проводя МУН в любом виде необходимо сопоставлять эффект от их применения с ущербом, наносимым экологии, и заложить в проект необходимые средства на его устранение.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения, выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-Уфанипинефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
2. Технологическая схема разработки Приобского месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение, 2013.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения. Уфа, 2012.
4. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. Баишев Б.Т., Батурин Ю.Е. М., 1987.
5. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: Недра, 1990. 186 с.

APPLICATION OF METHODS TO INCREASE OIL RECOVERY AND INTENSIFICATION OF THE FLOW IN THE NORTH-VARIOGAN FIELD

M.R. Ganiev

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, we analyzed the effectiveness of the use of enhanced oil recovery and stimulation of the North-Variogan field.

Keywords: enhanced oil recovery methods, inflow enhancement methods, North Variogan field

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТРОМЪЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Т.К. Гусенов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: gusenovtk@tyuiu.ru

В работе проведен анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи, применяемых на Тромъеганском месторождении, при этом разрабатывается пласт АС₁₀².

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, интенсификация добычи, углеводороды, Тромъеганское месторождение

На Тромъеганском месторождении в настоящее время разрабатывается пласт АС₁₀². В период с 2001 по 2010 г. на месторождении в 90 скважинах выполнено 348 мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи: оптимизация оборудования – 125 скважино-операций; применение потокорегулирующих технологий (МУН) – 106 скважино-операций; комбинированные работы (ГСКО+ВУС, ГПП+РИР и др.) – 28 скважино-операций; прочие (восстановление циркуляции, промывка и др.) – 24 скважино-операции; гидродинамические методы воздействия – 23 скважино-операции; обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) – 14 скважино-операций; боковые стволы (БС) – в 12 скважинах; изоляционные работы (ИР) – 9 скважино-операций; реперфорация пласта – 7 скважино-операций [5].

За счет применения методов интенсификации на месторождении в период с 2001 по 01.01.2011 дополнительно добыто 1303 тыс.т нефти или 34% от накопленной добычи по месторождению. В среднем дополнительный эффект на 1 скважино-операцию – 3,7 тыс.т/скв..

С целью восстановления и увеличения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин проведено, соответственно, 160 и 188 скв/опер. (всего 348 скв./опер.). Дополнительная добыча нефти составила: всего – 1303 тыс.т., в т.ч. от ГТМ в добывающих скважинах – 572 тыс.т. (в среднем – 3575 т/скв-опер), от ГТМ в нагнетательных скважинах – 731 тыс.т (в среднем – 3888 т/скв-опер).

Добывающие скважины.

В добывающих скважинах проведено 160 скв./опер, из них 12 – зарезок боковых стволов при КРС, 125 – по оптимизации работы скважин; 8 – по изоляции интервалов и перетоков; 4 – по перфорации и 11 – прочих воздействий на ПЗП [1-4, 6-20].

Основной объем дополнительной добычи нефти получен за счет ЗБС при КРС и оптимизации оборудования скважин – 277 тыс.т и 219 тыс.т. нефти, соответственно. Удельная эффективность от мероприятий составила, соответственно – 23063 тонн и 1752 тонн/скв. опер.

Общий объем дополнительной добычи нефти за счет мероприятий по интенсификации и смене способа эксплуатации в добывающем фонде скважин составляет 572 тыс. т или 44% от дополнительно добытой нефти по месторождению при средней удельной эффективности – 3575 тонн/скв. опер.

Нагнетательные скважины.

В нагнетательных скважинах выполнено 188 скв/опер, в т.ч. МУН – 106 скв/опер; комбинированные работы – 28 скв/опер; гидродинамические методы воздействия – 23 скв/опер; обработки призабойной зоны – 14 скв/опер; прочие – 13 скв/опер; перфорационные работы – 3 скв/опер; изоляционные работы – 1 скв/опер. Наиболее эффективными,

способствующими повышению добычи нефти, являются потокорегирующие технологии. Дополнительная добыча от их применения составила 484 тыс.т нефти. Удельная эффективность ГТМ – 4566 тонн/скв-опер.

Объем дополнительной добычи нефти за счет выполненных ГТМ в нагнетательных скважинах составляет 731 тыс. т или 56% от общего объема дополнительно добытой нефти по месторождению при средней удельной эффективности – 3888 тонн/скв. опер.

Литература:

1. Вахобов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.
2. Герасимова А.В., Шарафутдинов Р.Р., Валеев В.И., Зиннатулина А.И., Ерастов А.Н. Анализ результатов эксплуатации баженовской свиты Ай-Пимского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 2 (69). С. 5.
3. Грачев С.И., Копытов А.Г., Коровин К.В. Оценка прироста дренируемых запасов нефти по скважинам при гидроразрыве пласта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2005. № 2. С. 41-46.
4. Грачев С.И., Черняев А.В., Шпуров И.В. Совершенствование разработки коллекторов юрских отложений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 4. С. 53-57.
5. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.
6. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Теоретические основы течения жидкостей в порово-трещиноватых коллекторах // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 4 (71). С. 20-21.
7. Дополнение к технологической схеме разработки Тромьеганского месторождения, 2011.
8. Дронова И.А., Севастьянов А.А. Рекомендации по рациональной доработке пачек XXIII_1, XXIII_2, XXIII_3, XXIII_4 XXIII ПЛАСТА Гойт-Кортковского нефтяного месторождения // Научный форум. Сибирь. 2015. № 1. С. 29-30.
9. Ерастов А.Н. Зарубежный и отечественный опыт применения технологий по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 1 (72). С. 9-10.
10. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 4 (59). С. 17-19.
11. Коровин К.В., Печерин Т.Н. Опыт и перспективы применения химических технологий повышения нефтеотдачи на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Фундаментальные исследования. 2016. № 12-5. С. 993-997.
12. Крачко С.А., Филиппов Н.В. Мероприятия по предупреждению осложнений и борьбы с ними при эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, №2 (69). С. 13.
13. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. 2005. № 15. С. 49.
14. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 6. С. 24-37.
15. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.
16. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.
17. Тимченко Д.В. Особенности работы фонда скважин Приобского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 2 (69). С. 24-25.
18. Шпильман А.В., Коровин К.В., Савранская М.П. Перспективы освоения ТРИЗ В ХМАО-ЮГРЕ // В сб.: НЕФТЬГАЗТЭК. Мат. 6 Тюменского международного инновационного форума. Правительство Тюменской области Комитет по инновациям Тюменской области. Тюмень. 2015. С. 461-464.
19. Mulyavin S.F., Kolev Zh.M., Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen Calculation of oil well productivity with a complex wellbore trajectory in exploitation object // Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. № 1 (1) P. 32-40.
20. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Assessment of the prospects of producing hard-to-extract oil reserves in the territory of KhMAO – Yugra // Petroleum and gas: experience and innovation. 2017. № 1 (1) P. 40-45.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE METHODS USED TO INCREASE OIL RECOVERY AND INTENSIFY HYDROCARBON PRODUCTION AT THE TROMYEGANSK FIELD

T.K. Gusenov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, the analysis of the effectiveness of enhanced oil recovery and production enhancement methods used at the Tromyeganskoye field has been carried out, and the reservoir AC102 is being developed.

Keywords: methods of enhanced oil recovery, production intensification, hydrocarbons, Tromyegansky field

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРФОРАЦИОННЫХ РАБОТ

А.Х. Батталов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: battalovakh1@tyuiu.ru

В работе дается описание эффективности проведения перфорационных работ, которые применяются на Тевлинско-Русскинском нефтяном месторождении.

Ключевые слова: перфорационные работы, кумулятивные перфораторы, нефтяное месторождение

В период с 01.01.2009 по 01.01.2014 годы на Тевлинско-Русскинском месторождении выполнено 161 мероприятие по прострелочно-взрывным работам. Данный вид мероприятия является достаточно эффективным методом повышения продуктивности добывающих скважин. Из общего объема реализованных мероприятий выполнены мероприятия по приобщению – 7 скважино-операций, перестрел ранее перфорированных интервалов – 119 скважино-операций, на 32 скважинах – дострел ранее не вскрывавшихся нефтенасыщенных интервалов, глубокопроникающая перфорация специально выбираемых интервалов разреза скважин.

На месторождении чаще всего применяются кумулятивные перфораторы ПК-105С, и ПК-89. В связи с необходимостью улучшения качества вторичного вскрытия, повышенный интерес вызывает опыт применения компанией «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» на месторождениях региона перфораторов типа «Predator», позволяющих создавать каналы глубиной 65, 95 и 130 см. Данные перфораторы обладают низкой фугасностью и, несмотря на значительную глубину создаваемых после

перфорации каналов, не разрушают эксплуатационную колонну и цементный камень, поэтому чаще всего применяются после РИР и при освоении новых скважин. Для интенсификации работы скважин успешное применение получили перфораторы этого типа, спускаемые на трубах. Данная технология позволяет проводить перфорацию глубокопроникающими зарядами при создании значительной депрессии на пласт и апробирована на месторождении.

За рассматриваемый период доля перфорационных методов от общего объема реализованных мероприятий составила 7,34%, средний коэффициент успешности, которых составил 0,67.

Основной объем работ проведен в скважинах, эксплуатирующих объект БС₁₀²⁻³, на объекте БС₁₁ выполнено 2 геологотехнических мероприятия, БС₁₂ – 16 мероприятий, 1 операция на объекте БС₁₆₋₂₂, ЮС₁ проведено 6 операций, на объекте ЮС₂ – 4.

Суммарная дополнительная добыча нефти от этого вида мероприятия за 5 лет оценена в объеме 124,4 тыс. т, что в расчете на одну скважино-операцию составляет 0,9 тыс. т. Большой объем дополнительной добычи нефти, за рассматриваемый период, 122,8 тыс. т (86,2 %) приурочен к объекту БС₁₀²⁻³ – 132 скважино-операции.

Наиболее эффективные мероприятия так же реализованы на объекте БС₁₀²⁻³, средняя эффективность на скважину составила 2,76 т/сут.

Самые высокие приросты дебита нефти получены по скважинам: 7055 – 32,3 т/сут; 9954 – 14,6 т/сут; 9886У – 15,6 т/сут; 5571Л – 16,6 т/сут; 8315 – 10 т/сут; 5643 – 10,3 т/сут.

Литература:

1. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001 г.
2. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
3. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». Послед. обновление 06.07.2015 г.
4. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).
5. Протокол № 1860-деп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
6. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF PUNCHING

A.Kh. Battalov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper describes the effectiveness of the perforation works, which are used in the Tevlinsko-Russkinskoye oil field.

Keywords: perforating works, cumulative perforators, oil field

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

С.П. Борисенко

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: borisenkocp1@tyuiu.ru

В работе представлен обзор современных методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях Западной Сибири, в частности рассмотрены физико-химические, микробиологические, волновые методы, гидравлический разрыв пласта.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, нефтяные месторождения, Западная Сибирь

В настоящее время из известных и промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи пластов для этой категории запасов пригодны несколько принципиальных методов, которые можно указать в порядке изученности и готовности к применению: физико-химические; микробиологические; волновые.

Все эти методы извлечения остаточных после заводнения запасов нефти могут применяться в виде различных модификаций. Они сопровождаются сложнейшими физико-химическими, газодинамическими, микробиологическими, гравитационно-сейсмическими процессами, большим риском получения неоптимальных результатов и требуют широких всесторонних исследований и промысловых испытаний, прежде чем их промышленно применять.

Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить путем правильной расстановки скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Хорошие результаты получают при регулировании процесса стягивания контуров водоносности с целью повышения равномерности выработки различных частей залежи. Эффективность эксплуатации залежи улучшается путем воздействия на забой скважин с целью увеличения их дебитов и выравнивания профиля притока нефти и газа.

В настоящее время в процессе разработки месторождений нефти Западной Сибири находится большое количество пластов, представленных низкопроницаемыми коллекторами или коллекторами разной проницаемости. Месторождения в своём большинстве характеризуются значительной и к тому же растущей обводнёностью продукции пластов, неоднородностью продуктивных пластов по проницаемости, повышенной гидрофильностью пород и относительно низкой нефтенасыщенностью. При разработке неоднородных по проницаемости и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов происходит опережающее обводнение высокопроницаемых и водонасыщенных нефтью пластов и участков эксплуатационного объекта и час-

точное или полное отключение из процесса выработки средне- и низкопроницаемых прослоев. Вероятность отключения прослоев тем выше, чем ниже гидродинамическая связь между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пластами по площади залежи, выше разница в проницаемости слагающих разрез пластов, меньше песчанистость разреза, а также эффективная толщина низкопроницаемых прослоев. Снижение продуктивности добывающих скважин Юганского региона месторождений нефти и газа, наряду с другими причинами, связано с геолого-физическими особенностями продуктивных пластов. В частности, снижение продуктивности скважин, в первую очередь вызвано снижением фазовой проницаемости для нефти по мере роста обводнённости добываемой продукции. Остаточная же нефтенасыщенность представлена в основном капиллярно зацементированной нефтью.

Анализ воздействия на пласт показывает, что наиболее значимыми критериями выбора метода увеличения нефтеотдачи являются геолого - физические (свойства пластовых жидкостей, глубина залегания и толщина нефтенасыщенного пласта, насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, условия залегания) и технологические критерии (размещение скважин, давление нагнетания, свойства применяемых для воздействия агентов).

Практика разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что для обеспечения высоких коэффициентов нефтеотдачи необходимо использование комплекса физических и физико - химических методов воздействия на газонефтеносные пласты и призабойные зоны скважин. Для обоснования наиболее рационального варианта испытаний и внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов необходимо технико-экономическое обоснование.

Одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные пласты с целью повышения производительности скважин и увеличения нефтеотдачи является гидравлический разрыв пласта. Сущность метода заключается в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит расширение естественных, либо образование искусственных трещин в продуктивном пласте. При дальнейшей закачке песчано - жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образовавшихся трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления [1-3].

Результаты исследования позволяют значительно повысить степень достоверности и надежности геолого-технологического анализа, обоснования и прогнозирования эффективности геолого - технических мероприятий на скважинах, а также использовать выделенные области благоприятных условий применения физико-химических технологий интенсификации добычи нефти для существенного увеличения технико-экономической эффективности

технологий доработки месторождений Урайнефтегаз. Внедрение рекомендаций по повышению эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи позволило получить дополнительно 24,7 тыс. тонн нефти. Экономический эффект составил 1,24 млн руб.

Реализация результатов работы.

На основе результатов исследований внедрен комплекс мероприятий по повышению эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов, внедренных в ТПП Урайнефтегаз ООО «ЛУКОЙл-Западная Сибирь». Экономический эффект от внедрения комплекса мероприятий составил 3,59 млн руб. в ценах на 01.12.2000 г., дополнительно получено 69,56 тыс. тонн нефти.

Анализ структуры запасов месторождений позволил установить, что вовлечение в разработку зон с низкой выработкой и доведение их текущих КИН до среднего значения по залежи путем применения физико-химических методов ОПЗ позволит значительно увеличить объем добычи.

Установлено, что применяемые физико - химические методы на месторождениях Даниловской свиты в 1,5–4 раза эффективнее, чем на скважинах Тюменской свиты. Определены области, наиболее благоприятные для применения физико-химических методов ОПЗ, и установлены основные факторы, определяющие эффективность методов.

Установлено, что увеличение продуктивности скважин после ГРП больше в скважинах, имеющих низкую продуктивность до ГРП, и уменьшается при его увеличении. Увеличение продуктивности скважин может достичь до 100 раз по сравнению с текущей продуктивностью и 25–35 раз по сравнению с потенциальной при давлениях разрыва 30–40 МПа. Наименьшие приросты продуктивности скважин получены при давлениях разрыва более 40 МПа в пластах Тюменской свиты и менее 30 МПа – в пластах Даниловской свиты.

Установлено, что увеличение продуктивности скважин в низкопроницаемых пластах в основном определяется длиной трещины, а в высокопроницаемых пластах – шириной трещины. На соотношение длина-ширина трещины основное влияние оказывает массовая концентрация проппанта. Показано, что при проведении ГРП необходимо использовать малые концентрации в низкопроницаемых пластах и высокие концентрации в пластах с достаточно высокой проницаемостью.

Для компенсации затрат на проведение ГРП определен минимальный объем нефти с учетом обводненности добываемой продукции, стоимости ГРП и условий реализации продукции. Установлено, что значительное влияние на дополнительный объем добычи нефти оказывают условия реализации продукции и затраты на проведение ГРП, гораздо меньше влияет уровень обводненности продукции скважин.

Литература:

1. Баулин В.В., Чековский А.П., Груздов А.В. Карта мощности вечномёрзлых толщ Западно-Сибирской равнины. Масштаб 1 : 2500000. М., 1971.
2. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. Оценка эксплуатационных запасов. М.: Недра, 1970. 216 с.
3. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. М.: Недра, 1973. 328 с.

APPLICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS IN OIL FIELDS

S.P. Borisenko

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This paper presents a review of modern methods of enhanced oil recovery in oil fields in Western Siberia, in particular, physicochemical, microbiological, wave methods, hydraulic fracturing are considered.

Keywords: enhanced oil recovery methods, oil fields, Western Siberia

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.Д. Бузаджи

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: buzadzidd1@tyuiu.ru

В работе представлен анализ результатов проведения физико-химического воздействия на скважины при разработке нефтяных месторождений на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Ключевые слова: физико-химическое воздействие, нефтяные месторождения, потокоотклоняющие технологии

По одному из нефтяных месторождений Ханты-мансийского автономного округа – Югры за период с 2011 по 2015 г. было выполнено 113 обработок нагнетательных скважин, по состоянию на 01.01.2016 г. дополнительная добыча составила 25,3 тыс. тонн, удельная эффективность тонн на скв./обр. 224. Успешность обработок – 73,6%. Накопленная дополнительная добыча нефти составила 77 тыс. т нефти, что составило 2% от добычи нефти по месторождению за период действия ГТМ, удельная дополнительная добыча 987 тонн на одну обработку. Средний объем закачки химических составов – 705 м³.

Обработки нагнетательных скважин в большинстве случаев положительно сказались на работе окружающих добывающих скважин, позволили снизить (или стабилизировать) обводненность продукции на различных участках, что способствовало снижению темпов падения добычи нефти. Средние изменения технологических показателей для добывающих скважин, положительно отреагировавших на ФХВ, следующие:

- дебит нефти в среднем по скважинам увеличивается на 0,5-2 т/сут;
- дебит жидкости в среднем по скважинам увеличивается на 3-9 т/сут,
- сокращение попутно добываемой воды за период составило 1788 тыс. тонн. Средняя приемистость скважин, обработанных ФХМ, сократилась на 7% (с 345 м³/сут. до 320 м³/сут.)

Рекомендуется:

1. Работы по ВПП продолжить в больших объемах и проводить по отдельным участкам (блокам) в целом или по отдельно расположенным очаговым скважинам, по обработанным скважинам необходимо снизить давление закачки на 2-3 МПа ниже давления разрыва для предотвращения преждевременного разрушения кольматирующих экранов [1-3].
2. Для получения максимального эффекта необходимо применение комплексных технологий увеличения нефтеотдачи [4, 5].

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ». М., 2013.
2. Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ». СПб-Тюмень, 2013.
3. Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ». СПб-Тюмень, 2012.
4. Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь». Москва-Тюмень, 2013.
5. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ. М.: 1987.

THE MAIN ASPECTS OF THE APPLICATION OF TECHNOLOGIES TO INCREASE OIL RECOVERY OF HYDROCARBONS

D.D. Buzadzhi

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This paper presents an analysis of the results of the physical and chemical effects on wells in the development of oil fields in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Ugra.

Keywords: physical and chemical effects, oil fields, flow-diverting technologies

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

М.Н. Гришина

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В работе представлен обзор гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов, а так же возможность их применения в условиях нефтяных месторождений ХМАО – Югры.

Ключевые слова: гидродинамические методы, заводнение, нефть, вязкость

Метод циклического заводнения с переменной направленности фильтрационных потоков жидкости позволяет более эффективно регулировать разработку нефтяных месторождений, снижать обводненность добываемой добычи продукции или уменьшать темпы ее роста, повышать текущую и конечную нефтеотдачу пластов: на стадии разработки с обводненностью продукции до 60% на 7-8%, при обводненности от 60 до 80% на 4-6%, на завершающих стадиях разработки с обводненностью выше 90% на 1-3%.

Методы применимы для нефти любой вязкости, но наибольший эффект может быть получен при вытеснении маловязкой нефти в песчаных коллекторах или высоковязких нефтей – в карбонатных пластах. Они могут использоваться на любой стадии разработки залежей, однако абсолютный прирост добычи нефти находится в прямой зависимости от величины остаточных запасов. Поэтому желательно применение методов на объектах с большими остаточными запасами нефти, где по данным текущего геолого-промыслового анализа наблюдается резкое ухудшение процесса вытеснения и прогрессирующее обводнение скважин. Высокий прирост нефтеотдачи может быть достигнут и на поздней стадии разработки залежей, однако, чем позднее стадия, на которой осуществляется изменение направления потоков, тем больше необходимо отобрать жидкости для достижения одного и того же прироста нефтеотдачи.

Эффект от внедрения метода с неизменной технологией со временем падает, что выражается в постепенном приближении нестационарного процесса к стационарному. Поэтому в период применения циклического воздействия необходимо постоянно определять технологический эффект от мероприятия, и в случае его отсутствия оперативно внедрять другие модификации нестационарного заводнения. Варианты циклического заводнения следует выбирать после тщательного анализа выработки запасов нефти, дифференцированно для каждой зоны пласта. Они должны позволять изменять направление фильтрационных потоков таким образом, чтобы вовлечь в активную разработку запасы тупиковых и застойных зон. Оптимальный вариант также необходимо определять с учетом коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей [1-5].

Внедрение метода оптимально начинать в период, когда залежь полностью разбурена, достаточно хорошо изучено ее геологическое строение и сформирована система заводнения. Объект нестационарного заводнения должен обладать хорошо развитой системой ППД, позволяющей варьировать эксплуатацией фонда нагнетательных скважин. Значительную эффективность следует ожидать на залежах, разрабатываемых при малоинтенсивных системах заводнения, либо на естественном упруго-водонапорном режиме. Используемая до начала

применения метода внутриконтурная система ППД должна обладать некоторым резервом приемистости нагнетательных скважин или избыточным пластовым давлением, что позволит проводить воздействие без существенного снижения динамического уровня в добывающих скважинах.

Технология нестационарного заводнения проектируется в зависимости от состояния выработки пласта и форм нахождения в нем остаточной нефти. Изменения направления фильтрационных потоков со значительной продолжительностью циклов воздействия (от 3 мес. до года) проектируют при наличии в пласте целиков остаточной нефти и зон, не охваченных заводнением.

При прогрессирующем обводнении скважин по одному из направлений фильтрации и для перераспределения скоростей фильтрационного поля, назначение циклов воздействия рекомендуется сокращать до 1-6 месяцев. Нестационарное заводнение с кратковременными циклами воздействия планируются при наличии капиллярно удерживаемой остаточной нефти.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Восточно - Придорожного месторождения, 2008.
2. Технологическая схема разработки Восточно-Придорожного месторождения, Верхне и Средне-Шапшинское месторождение, 2013.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения. 2014.
4. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. Баишев Б.Т., Батулин Ю.Е. М., 1987.
5. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: Недра, 1990. 186 с.

DEVELOPMENT OF THE PROGRAM OF HYDRODYNAMIC METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY

M.N. Grishina

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents an overview of hydrodynamic methods of enhanced oil recovery, as well as the possibility of their application in the oil fields of KHMAO – Yugra.

Keywords: hydrodynamic methods, flooding, oil, viscosity

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ППД, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА КОЧЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.П. Борисенко

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: borisenkocp1@tyuiu.ru

В работе представлено описание технологии применения гелеобразующих систем на основе полиакриламида (на примере Кочевского нефтяного месторождения).

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, нефтяные месторождения, Кочевское нефтяное месторождение

Среди множества современных методов повышения нефтеотдачи пласта особое внимание стоит уделить технологии сшитых полимерных систем, известной как СПС. Данная технология так же может быть использована в комплексе с наполнителями (СПС + наполнитель). В отдельную группу можно выделить технологии гелеобразующих систем на основе полиакриламида (ГОС + ПАА).

Технология ГОС на основе полиакриламида (ПАА), ГОС-1 ГОС – гелеобразующие системы на основе полиакриламида, ацетата хрома, ПАВ (МЛ-80 – добавка, обладающая повышенными нефтеотмывающими свойствами) с увеличенной концентрацией полимера и сшивателя.

ГОС обладает избирательным (селективным) проникновением в водонасыщенную часть продуктивного пласта. Это обусловлено, во-первых, более глубоким проникновением состава в зоны повышенной проницаемости из-за повышения сопротивления течения раствора ПАА при уменьшении проницаемости среды; во-вторых, тем, что макромолекулы ПАА адсорбируются на гидрофильных поверхностях хорошо промытых обводнившихся пропластков, в то время, как гидрофобная поверхность пор нефтенасыщенной части пласта препятствует физико-химическому взаимодействию ГОС с поровым пространством, это, в частности, приводит к удалению геля из пласта потоком нефти [1-5].

Молекулы растворенного полиакриламида, закачиваемого в скважину, через 6-12 часов «сшиваются» с помощью молекул 3-х валентного хрома (соединения ацетата хрома), образуя пространственные гелевые структуры. Поверхностно - активное вещество способствует повышенному нефтеотмыву, а также увеличивает пластичность полимерного геля. В состав ГОС-1 в качестве наполнителя используется глинопорошок или древесная мука.

Литература:

1. Баулин В.В., Чековский А.П., Груздов А.В. Карта мощности вечномерзлых толщ Западно-Сибирской равнины. Масштаб 1 : 2500000. М., 1971.
2. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. Оценка эксплуатационных запасов. М.: Недра, 1970. 216 с.
3. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. М.: Недра, 1973. 328 с.
4. Отчет по договору №72.07.170/07С1149: «Комплексные литолого-петрофизические исследования керна и шлама из скважин ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».
5. Технологическая схема разработки Кочевского месторождения. ООО «КогалымНИПИнефть», 2013.

DESCRIPTION OF ENHANCED OIL RECOVERY TECHNOLOGIES APPLIED AT THE KOCHESKSKOYE FIELD

S.P. Borisenko

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This paper presents a description of the technology of application of gel-forming systems based on polyacrylamide (on the example of the Kochevskoy oil field).

Keywords: enhanced oil recovery methods, oil fields, Kochevskoy oil field

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТОЛОВ (ЗБС)

Д.С. Бумов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В работе проведен анализ эффективности применения технологии резки боковых стволов на примере Приразломного месторождения ХМАО – Югры.

Ключевые слова: резка боковых стволов, нефтяное месторождение, Приразломное месторождение

На Приразломном месторождении в целях интенсификации добычи нефти применяются различные виды ГТМ, одним из распространенных методов повышения нефтеотдачи является резка боковых стволов. Резка боковых стволов дает следующие возможности:

- восстановление продуктивности аварийных скважин, доступ в которых к интервалу эксплуатации затруднен или невозможен;
- увеличение производительности малодебитных скважин за счёт вскрытия менее дренированной части пласта в обход конусов обводнения;
- вскрытие пропущенных продуктивных объектов при направленном бурении бокового ствола;
- уточнение состояния выработки и потенциальных запасов отдельных пластов.

В процессе разработки возможны также случаи концентрации подвижных запасов нефти в неохваченных дренированием участках, данное обстоятельство приводит к снижению проектной величины нефтедобычи. Бурение боковых стволов позволяет «дотянуться» до данных локализованных участков и вовлечь в разработку неохваченные запасы.

На Приразломном месторождении операции по резке боковых стволов проводятся с 2007 г. Все операции проведены совместно с ГРП. В данной части анализа вся дополнительная добыча от совместного проведения операций была отнесена к ЗБС [1-5]. Всего в период 2011-2015 гг. пробурен 64 боковых ствола на объект БС₄₋₅. Всего за счет проведения данного вида ГТМ дополнительно добыто 4557,1 тыс. т нефти. Удельная дополнительная добыча составила 71,2 тыс. т. Средний начальный дебит бокового ствола составляет 48,3 т/сут нефти и 60,3 т/сут жидкости (при граничных значениях 13,5 – 90,3 т/сут нефти и 14,7 – 116,7 т/сут жидкости).

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием // Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1. С. 22-32.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н.: Наука, 2010. 280 с.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача, 2012, № 5. С. 28-35.

5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С. 331-344.

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF SIDETRACKING

D.S. Butov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, we analyzed the efficiency of using the sidetracking technology using the example of the Prirazlomnoye field of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug - Ugra.

Keywords: sidetracking, oil field, the Prirazlomnoye field

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

Ю.В. Гузенко

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В работе представлена классификация и подробное описание методов увеличения нефтеотдачи, которые используются при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: нефтеотдача, методы увеличения нефтеотдачи, нефть

С целью достижения более высоких показателей при разработке нефтяных месторождений используются вторичные и третичные методы добычи нефти – методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Как правило, МУН основываются на закачке в пласт рабочих агентов, в качестве которых могут служить вода с добавками различных активных веществ, как, например, загустители воды (полимеры), поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также воздух, углеводородные растворители, пластовый газ и другие агенты. Различие между вторичными и третичными методами заключается во времени их использования: вторичные методы начинают применять с самого начала разработки или попросту говоря короткого промежутка времени, в то время как третичные методы обычно начинают использовать, когда значительная часть запасов нефти уже добыта. Использование вторичных и третичных методов добычи преследует достижение следующих целей:

- поддержания пластового давления. При закачке в пласт достаточных объемов воды или газа пластовое давление может поддерживаться на уровне, необходимом для достижения высоких показателей разработки (например, на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом);
- более высокой степени вытеснения нефти. Некоторые из агентов, подаваемых в пласт (растворители, ПАВ и др.), приводят к уменьшению остаточной нефтенасыщенности и способствуют тем самым повышению степени вытеснения нефти;
- увеличения степени охвата пласта процессом вытеснения нефти. Такие технологии, как, напри-

мер, закачка полимерного раствора, попеременная закачка воды и газа, закачка пен, подача в пласт тепла (закачка горячей воды или пара) или же внутрипластовая генерация тепла (внутрипластовое горение) имеют своей целью улучшение соотношения подвижности фильтрующихся в пласте нефти и воды или же нефти и газа, и, как следствие, увеличение охвата пласта процессом вытеснения.

Целью применения методов увеличения нефтеотдачи является, вообще говоря, увеличение объема извлекаемых запасов, которые могут быть экономически выгодно добыты по сравнению с традиционными методами за счет увеличения охвата пласта процессом вытеснения нефти и/или за счет повышения степени вытеснения нефти из пласта.

Методы увеличения нефтеотдачи включают (но не ограничиваются) следующие технологии нефтеизвлечения:

- попеременную или чередующуюся закачку воды и газа;
- физико-химические МУН (закачка полимеров, поверхностно-активных веществ, гелей, пен и т.п.);
- закачку газов, отличных от углеводородных (например, углекислого газа, азота, дымовых газов и т.п.);
- микробиологические методы увеличения нефтеотдачи;
- термические методы увеличения нефтеотдачи.

Как следует из определения МУН, объектами применения методов увеличения нефтеотдачи являются запасы нефти, остающиеся в пласте после применения первичных и вторичных методов добычи; так называемые трудно извлекаемые запасы нефти (тяжелая и вязкая нефть, пласты с низкой проницаемостью, залежи со сложным геологическим строением и т.д.). Очевидно, что наилучшим вариантом разработки нефтяного месторождения является вариант, позволяющий отобрать максимальный объем нефти из пласта минимальным числом скважин за кратчайший период времени. Кажущаяся на вид простой, задача оптимального расположения скважин по площади залежи, обеспечивающего наилучшие показатели разработки, является одной из наиболее сложных.

Решение задачи осложняется еще и тем, что оптимальное число скважин, их взаимное расположение и характер закачивания будут, вообще говоря, разными в зависимости от:

- типа залежи (нефтяная, газовая, нефтяная с газовой шапкой и т.д.);
- запасов нефти и газа в пласте;
- свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газа;
- местоположения залежи (суша, шельф, глубоководный шельф);
- политической и экономической ситуации.

Решение указанной задачи зависит как от общего числа скважин, их типа (добывающая, нагне-

тательная, наблюдательная и т.п.) и взаимного расположения на площади, так и от применяемого метода нефтедобычи.

Методы разработки нефтяных месторождений принято делить на традиционные (естественные режимы, заводнение, искусственное поддержание пластового давления закачкой воды или газа) и методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые в разное время называли новыми методами или третичными.

Названная группа методов, входящая в традиционные, не отражает сущность всех методов. Так тепловые виды воздействия на пласт трудно назвать новыми, их использовали еще с 30-х годов, как и традиционное заводнение. В том случае, когда тепловой метод реализуется на объектах, нефть которых по причине сверхвысокой вязкости не может быть извлечена другими способами разработки, он не является методом увеличения нефтеотдачи, а единственным возможным способом извлечения нефти.

Нетрадиционные методы разработки нефтяных месторождений, называемые в дальнейшем методами увеличения нефтеотдачи пластов, делят в зависимости от того, каким образом достигаются эффекты обеспечивающие улучшение условий вытеснения нефти на четыре группы: физико - химические; газовые; тепловые; другие, основанные на использовании неординарных технических явлениях и сложных рабочих агентов.

Газовые методы включают использование диоксида углерода и углеводородных газов, азота и дымовых газов. Среди тепловых или термических методов разработки различают закачку пара (непрерывную в виде оторочек и для обработок призабойных зон), внутрипластовое горение, нагнетание горячей воды.

Другие методы пока не получили широкого распространения, однако интенсивно изучаются и исследуются в промысловых условиях. К ним относятся микробиологические, волновые, электромагнитное воздействие, ядерные взрывы.

Методы увеличения нефтеотдачи основаны на следующих изменениях характеристик и условий нахождения нефти в пласте:

- снижение межфазного натяжения на границе нефть – вытесняющий;
- снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или подвижности вытесняющего агента);
- перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газ с целью консолидации запасов нефти.

Степень проявления этих эффектов, т.е. эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов определяется, прежде всего, геолого - физическими условиями их применения.

Литература:

1. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).

2. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». Послед. обновление 06.07.2015 г.
3. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
4. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
5. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).
6. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Когалым, 2001 г.

WAYS TO INCREASE INVENTORY PRODUCTION

Iu. V. Guzenko

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents a classification and a detailed description of methods to increase oil recovery, which are used in the development of oil fields.

Keywords: oil recovery, methods of increasing oil recovery, oil

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТОЛОВ НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Ю. Кирюшин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В статье проведен Анализ эффективности бурения боковых стволов на Муравленковском месторождении. Отмечается, что в период с 2011 по 2015 год был получен особый эффект от зарезки боковых стволов.

Ключевые слова: боковые стволы скважины, нефть, Муравленковское месторождение, гидравлический разрыв пласта

За 2011-2015 гг. на месторождение выполнена 1 зарезка бокового ствола (ЗБС). Работы проведены в 2013 г. на объекте БС₁₁ в скважине № 438, выведенной из консервации. Ранее скв. № 438 была остановлена в ожидании капитального ремонта. Стоит отметить, что боковой ствол направлен в зону локализации остаточных запасов (нефтенасыщенность 0,45-0,65 д.ед.).

До выполнения зарезки скважина работала нестабильно, простаивала значительные периоды времени. В феврале 2005 года произведен ГРП, эффект от которого продолжался всего 1 год, в течение которого дебит жидкости снова снизился до 3 т/сут. Попытка реанимировать работу скважины в 2009 оказалась неудачной.

После зарезки бокового ствола входной дебит жидкости составил 63 т/сут, нефти – 30,4 т/сут, обводненность – 47,5%. В соседних скважинах на дату зарезки в среднем обводненность составляла 95,2%, дебит по нефти – 4,2 т/сут.

Суммарная дополнительная добыча от ЗБС за 2013-2015 гг. составляет 14,47 тыс. т. Доля дополнительной добычи нефти от ЗБС в общем объеме

дополнительной добычи от ГТМ за период 2011-2015 гг. составляет 2,7%. По состоянию на 1.1.2016 г. технологические показатели скв. № 438 следующие: дебит нефти 10,4 т/сут, дебит жидкости 27,4 т/сут, обводненность – 61,8%.

Анализ эффективности ЗБС на пласте БС₁₁ Муравленковского месторождения, а также накопленный опыт бурения боковых стволов на соседних месторождениях позволяют прогнозировать достаточно высокую эффективность бурения боковых стволов. Учитывая, что остаточные запасы сосредоточены в межскважинном пространстве и в краевых зонах объекта, зарезки вторых стволов необходимо ориентировать в эти зоны [1-5].

Таким образом, оптимальное расположение бокового ствола позволяет достигать наибольших дебитов, повышения коэффициента охвата объектов воздействием и, соответственно, увеличения КИН.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ». М., 2013.
2. Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ». СПб - Тюмень, 2013.
3. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ. М., 1987.
4. Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ». СПб-Тюмень, 2012.
5. Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть - Западная Сибирь». Москва-Тюмень, 2013.

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF DRILLING SIDETRACKS IN THE MURAVLENKOVSKOYE FIELD

A.Iu. Kiriushin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This article analyzes the effectiveness of drilling sidetracks in the Muravlenkovskoye field. It is noted that in the period from 2011 to 2015, a special effect from sidetracking was obtained.

Keywords: lateral wells, oil, Muravlenkovskoye field, hydraulic fracturing

К ВОПРОСУ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГТМ НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.С. Лесняк

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: Lesnyakms1@tyuiu.ru

В статье представлен обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на Муравленковском месторождении за период с 2006 по 2010 год. Отмечено, что наибольший эффект был получен в результате проведения гидравлического разрыва пласта.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, геолого-технические мероприятия, Муравленковское месторождение

Муравленковское месторождение эксплуатируется с 1982 г. Рассмотрены ГТМ, проведенные на месторождении за период 2006-2010 гг.

Для повышения и восстановления продуктивности скважин на месторождении проводился разнообразный комплекс ГТМ на добывающем и нагнетательном фонде скважин. Эти методы включают в себя различные виды физико-химических работок призабойной зоны пласта (ОПЗ), гидроразрыв пласта (ГРП), перфорационные работы, переводы скважин на другой горизонт, выравнивание профилей приемистости с использованием различных составов, осуществлялась программа нестационарного заводнения.

Всего за период 2011-2015 гг. проведено 1919 геолого-технических мероприятий. Доля дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ составляет 12 % общей добычи по месторождению или 527,5 тыс. тонн нефти из 4462,6 тыс. тонн нефти, добытой в целом по месторождению за данный период.

Практика показывает, что проведение ГРП в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин. Всего за период с 2006 по 2010 гг. на Муравленковском месторождении было выполнено 26 ГРП [1-5].

Эффективность использования горизонтальных скважин связана как с особенностями геологического строения месторождений, так и траекторией проводки стволов ГС в пределах продуктивного пласта. При проектировании и проводке стволов ГС проводится тщательный анализ геолого-промысловых данных и системы поддержания пластового давления участка, а также обязательное проведение полномасштабных гидродинамических и геофизических исследований.

Горизонтальные скважины в конце имеют обсадку нецементированным перфорированным хвостовиком в горизонтальной части скважины. При этом нет необходимости вскрывать пласт, не происходит загрязнение призабойной зоны при цементировании. Всего на месторождение пробурено 3 горизонтальных скважины на объект БС₁₁.

В 2003 году в работу введены две горизонтальные скважины (№№ 9003Г, 9004Г). Скважины расположены в западной части месторождения, что проиллюстрировано на фрагменте карты эффективных толщин. Длины горизонтальных стволов составляют 766 м и 1586 м соответственно.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ». М., 2013.
2. Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ». СПб - Тюмень, 2013.
3. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ. М., 1987.
4. Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ». СПб-Тюмень, 2012.

5. Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь». Москва-Тюмень, 2013.

ON THE ISSUE OF CARRYING OUT A COMPLEX OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES AT THE MURAVLENKOVSKOYE FIELD

M.S. Lesniak

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The article presents an overview of the geological and technical activities carried out at the Muravlenkovskoye field from 2006 to 2010. It is noted that the greatest effect was obtained as a result of hydraulic fracturing.

Keywords: hydraulic fracturing, geological and technical measures, Muravlenkovskoye field

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

С.А. Сорокин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: sorokinsal@tyuiu.ru

В статье представлена классификация и описание методов увеличения нефтеотдачи, применяемых при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, нефтяное месторождение, полимеры, горизонтальные скважины, добывающие скважины

Существуют различные классификации и многочисленные определения технологий и методов добычи. Это в особенности справедливо для методов увеличения нефтеотдачи. В течение двух последних десятилетий в дополнение к термину МУН стал использоваться еще один термин, переводимый как методы усовершенствованной нефтеотдачи, объединяющий собой все известные методы и технологии более эффективного нефтеизвлечения. Термин методы усовершенствованной нефтеотдачи включает в себя все методы, в результате применения которых может быть достигнута более высокая нефтеотдача по сравнению с ожидаемой в определенный момент времени от использования традиционных технологий нефтеизвлечения

Например, более высокая нефтеотдача может быть достигнута как за счет сочетания традиционных технологий добычи, более качественных управления и контроля за разработкой залежи и снижения расходов, так и за счет использования методов увеличения нефтеотдачи.

Обычно используемые методы усовершенствованной нефтеотдачи включают в себя, но не ограничиваются следующими технологиями:

- закачка воды или газа;
- дополнительное разбуривание залежи;
- бурение горизонтальных скважин для добычи нефти из тонких пропластков или же «карманов» пласта с неизвлеченной нефтью;

– бурение скважин большой протяженности для добычи нефти из удаленных частей пласта (эта технология обычно используется при разработке шельфовых месторождений или в условиях, при которых обустройство новой буровой площадки сопряжено с неоправданно большими затратами времени и средств);

– усовершенствование системы сбора и подготовки нефти, воды и газа;

– снижение устьевое давления в добывающих скважинах;

– использование лучшей стратегии заканчивания скважин.

К физико-химическим видам воздействия относятся заводнение с применением мицеллярных, щелочных и полимерных растворов, растворов ПАВ, серной и соляной кислот, а также других реагентов. В этой группе, в настоящий момент, можно выделить метод системной обработки призабойных зон. В зарубежной практике в физико-химическим видам воздействия выделяют первые три группы – полимерное, щелочное и мицеллярное заводнение [1-5].

Газовые методы включают использование диоксида углерода и углеводородных газов, азота и дымовых газов. Среди тепловых или термических методов разработки различают закачку пара (непрерывную в виде оторочек и для обработок призабойных зон), внутрипластовое горение, нагнетание горячей воды.

Другие методы пока не получили широкого распространения, однако интенсивно изучаются и исследуются в промысловых условиях. К ним относятся микробиологические, волновые, электромагнитное воздействие, ядерные взрывы.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки Южно-Ягунского нефтегазового месторождения / составлен ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4202 от 26.12.2013 г.).
2. Бадьянов В.А. Методика прогнозирования коэффициента охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений. НТС «Нефть и газ Тюмени». 1971. № 19. С. 38-42.
3. Баишев Б.Т., Нсайчев В.В. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1978.
4. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения / выполненное ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4532 от 18.12.2015 г.).
5. Проект разработки Южно-Ягунского нефтегазового месторождения / составлен ТФ ООО КогалымНИПИнефть и утвержден (протокол ЦКР № 3320 от 23.12.2012 г.).

CLASSIFICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS

S.A. Sorokin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The article presents the classification and description of methods for enhancing oil recovery used in the development of oil fields.

Keywords: enhanced oil recovery methods, oil field, polymers, horizontal wells, producing wells

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГТМ В УСЛОВИЯХ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.В. Талипова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: talipovagv1@tyuiu.ru

В работе проведен обзор состояния разработки и анализ технологической эффективности применения комплекса ГТМ в условиях Южно-Ягунского месторождения.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, повышение нефтеотдачи, нефтяное месторождение

В настоящее время разработка месторождения ведется на основании Уточненного проекта разработки (протокол ЦКР №3320 от 23.12.2010 г.), технологические показатели скорректированы в Авторском надзоре за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения (протокол ЦКР Роснедра №4202 от 26.12.2013 г.) и уточнены в Авторском надзоре за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения (протокол ТО ЦКР РОСНЕДРА по ХМАО-Югре №1110 от 23.12.2014 г.). Данными документами, для достижения проектных уровней добычи нефти в период 2011-2015 гг., было запланировано 1455 методов повышения нефтеотдачи пластов (МУН), интенсификации и регулирования процесса разработки:

- бурение боковых стволов – 7 скважин;
- проведение ГРП – 136 скв.-опер.;
- физико-химическое воздействие в нагнетательных скважинах – 347 скв.-опер.;
- перфорационные методы – 208 скв.-опер.;
- обработка призабойной зоны добывающих скважин – 336 скв.-опер.;
- переводы на другой объект – 50 скв.-опер.;
- ВИР и РИР – 200 скв.-опер.;
- гидродинамические методы – 171 скв.-опер.

От проведения ГТМ планировалось получить 1149,0 тыс. т дополнительной годовой добычи нефти, в том числе за счет:

- бурение боковых стволов – 22,3 тыс. т;
- проведения гидравлического разрыва пласта – 224,3 тыс. т;
- перфорационных методов – 143,8 тыс. т;
- переводы на другой объект – 29,0 тыс. т;
- программы по регулированию разработки (в целом) – 322,0 тыс. т, в т.ч.: ВИР и РИР – 151,7 тыс. т; ОПЗ скважин химическими и физическими методами – 170,3 тыс. т;
- физико-химического воздействия через нагнетательные скважины – 271,4 тыс. т;
- гидродинамические методы – 136,2 тыс. т.

Всего на месторождении с 1.01.2011-1.01.2016 гг. проведено 1958 скважино-операций. К наиболее значимым мероприятиям относятся: бурение боковых стволов – 12 операций (0,6%), ГРП – 186 скважино-операций (9,5%) и оптимизацию режимов работы скважины – 398 скважинно-операций (20,3%).

К оставшимся относятся: перфорационные методы – 379 операции (19,4%), ФХВ через нагнетательные скважины – 378 скважинно-операций (19,3%), ОПЗ – 198 скважино-операций (10,1%), ремонтно-изоляционные работы – 108 скважино-операций (5,5%), переводы с объекта на объект – 81 скважино-операций (4,1%), гидродинамические методы – 172 скважино-операций (8,8%), ликвидация аварий – 25 скважино-операций (1,3%) и прочие ГТМ – 21 скважино-операций (1,1%).

Дополнительная переходящая добыча нефти от проведения ГТМ по годам за рассматриваемый период составила 4436,4 тыс. т., в том числе за счет:

- бурения боковых стволов – 78,5 тыс. т;
- гидравлического разрыва пласта – 2022,3 тыс. т;
- перфорационных методов – 717,5 тыс. т;
- программы по регулированию разработки (в целом) – 697,3 тыс. т, в т.ч.: ВИР и РИР – 48,6 тыс. т; оптимизация режимов работы скважин – 357,0 тыс. т; ОПЗ – 291,7 тыс. т; ФХВ через нагнетательные скважины – 519,8 тыс. т; гидродинамические методы – 241,0 тыс. т; переводы с других объектов – 140,9 тыс. т; ликвидации аварий – 8,8 тыс. т; прочие ГТМ – 10,3 тыс. т.

Таким образом, за 2011-2015 гг. в целом по месторождению утвержденные проектные решения выполняются в полном объеме. Однако наблюдается превышение по перфорационным методам (выполнено больше на 171 операцию); по переводам на другой объект больше на 31 скважино-операцию; по ГРП больше на 50 скважино-операций; по бурению боковых стволов больше на 5 скважино-операций и ФХ МУН на 31 операцию больше, чем запланировано. Также отмечается отставание от проектного объема выполнения работ по ремонтно-изоляционным работам и ОПЗ в количестве 92 и 138 скважино-операций соответственно.

Эффективность по нефти на долю проведенной скважино-операции по факту оказалась ниже ожидаемой по ФХ МУН – 680 т против 780 т ожидаемой, по мероприятиям ОПЗ – 310 т против 510 т ожидаемой, по ремонтно-изоляционным работам – 450 т. против 760 т. ожидаемой, по гидродинамическим методам – 730 т на одну скважино-операцию против 800 т. ожидаемой, и бурению боковых стволов – 1750 т. на одну скважинно-операцию против 3190 т. ожидаемой.

Литература:

1. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО «Лукойл Западная Сибирь», 2014.

2. Гиматулинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 2003.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения, 2015.
4. Принципиальная схема опытной эксплуатации Южно-Ягунского место рождения.
5. Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения. ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014.

ANALYSIS OF THE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF THE APPLICATION OF THE COMPLEX OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES UNDER THE CONDITIONS OF THE SOUTH-YAGUNSKY FIELD

G.V. Talipova

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, a review of the state of development and analysis of the technological efficiency of the application of a complex of geological and technical measures under the conditions of the Yuzhno-Yagunskoye field was carried out.

Keywords: geological and technical measures, enhanced oil recovery, oil field

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БС₄₋₅ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

A.P. Usmanov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: usmanovar1@tyuiu.ru

В работе проведена оценка эффективности разработки объекта БС₄₋₅ Приразломного месторождения, показано, что положительная динамика будет достигнута только при условии применения современных методов повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи.

Ключевые слова: нефть, ачимовские отложения, повышение нефтеотдачи

Приразломное нефтяное месторождение расположено в Нефтеюганском административном районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 99 км к ЗЮЗ от г. Нефтеюганск. Согласно принятой схеме нефтегеологического районирования относится к Салымскому НГР Фроловской НГО.

На Приразломном месторождении к песчаным фациям нижнемеловых отложений приурочены залежи нефти пластов А¹₁₁, А²₁₁, БС₁, БС¹₅, ачимовской толщи и горизонта БС₄₋₅. Горизонт БС₄₋₅ является основным продуктивным горизонтом Приразломного месторождения. Содержит 95-97% извлекаемых запасов нефти категории С₁, утвержденных ГКЗ. Горизонт БС₄₋₅ имеет довольно сложное строение и представляет совокупность песчаных пластов Б¹₄, Б²₄, Б¹₅, Б²₅, образующих единую гидродинамическую систему.

На 01.01.16 г. балансовые запасы месторождения составляют 701139 тыс. т., извлекаемые запасы

– 260500 тыс. т. Накопленная добыча по горизонту БС₄₋₅ на 01.01.16 г – 46500 тыс. т., на 01.07.06 г – 48526 тыс. т. Фактические объемы закачки на протяжении всего рассматриваемого периода меньше проектных значений. Суммарный фактический объем закачки в 2014 г. уменьшился на 63% по сравнению с проектным объемом.

Коэффициент нефтеизвлечения на протяжении всего рассматриваемого периода составляет менее 20%, что характерно для трудноизвлекаемых запасов (высокая вязкость нефти, либо слабопроницаемые коллекторы, нетрадиционные коллекторы).

Исходя из вышеизложенной характеристики сравнения проектных и фактических показателей разработки по месторождению, можно отметить, фактические уровни добычи нефти отстают от проектных значений и только в 2014 г. их превышают. Это может свидетельствовать о том, что проектные решения в период 2012-2013 гг. не выполнялись в полном объеме [1-5].

На Приразломном месторождении по состоянию на 01.01.2014 год накопленная добыча нефти и жидкости составила 24,64 млн. т. и 34,113 млн. т. Что составляет 9,45% от утвержденных начальных извлекаемых запасов (260,53 млн.т.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,0417 д.ед. Накопленная закачка воды составляет 9,473 млн.м³.

Исходя из проведенной оценки текущего состояния разработки Приразломного месторождения можно сделать следующий вывод: для увеличения дебита нефтяных скважин, увеличения поглотительной способности нагнетательных скважин, увеличения естественной проницаемости коллекторов при их вскрытии в процессе бурения, и как следствие, увеличение нефтеотдачи пластов необходимо применять методы искусственного воздействия на пласт.

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием // Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н.: Наука, 2010. 280 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача. 2012. № 5. С. 28-35.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С.331-344.
5. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1.С. 22-32.

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE DEVELOPMENT OF THE BS4-5 FACILITY AT THE PRIRAZLOMNOYE FIELD

A.R. Usmanov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this work, an assessment was made of the development efficiency of the BS4-5 facility at the Prirazlomnoye field; it

is shown that positive dynamics will be achieved only if modern methods of enhanced oil recovery and enhanced production are applied.

Keywords: oil, Achimov deposits, enhanced oil recovery

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ НА ТАГРИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.А. Файзуллин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: faizulinia1@tyuiu.ru

В работе проведена оценка технологической эффективности от внедрения современных методов по увеличению нефтеотдачи на Тагринском месторождении.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, нефтяное месторождение, гидравлический разрыв пласта, геолого-технические мероприятия

Технологическая эффективность применения новых технологий характеризуется:

- дополнительной добычей за счет повышения нефтеотдачи пластов;
- текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации притока;
- сокращением объема попутно добываемой воды.

На Тагринском месторождении проведено меньше мероприятий, чем планировалось. Суммарная дополнительная добыча нефти от проведения ГТМ за период 2007–2011 гг. составила 315,4 тыс. т, что выше проектной на 22,1%.

С 2007 по 2011 год ГРП выполнен на 70 добывающих скважинах, в том числе: на объекте Ач – 33 скважин, на БВ12-14 – 3 скважины, на пласте БВ11 – 5 скважин, на пласте БВ9 – 28 скважин, на пласте ЮВ11 – 1 скважина.

Результаты испытаний следует признать успешными, так как: в среднем дебит нефти после ГРП возрастает в 27,1 раза; в ряде случаев до ГРП скважины вообще не могли быть освоены; получены положительные результаты применения гидроразрыва пласта на скважинах объекта Ач (средний начальный дебит нефти 49,9 т/сут); получены хорошие дебиты нефти на низкопродуктивных объектах, таких как БВ11 (33,8 т/сут), БВ12-14 (57,2 т/сут), ЮВ12 (47,9 т/сут) [1-7].

На основании таких положительных результатов гидроразрыв пласта предполагается к дальнейшему использованию на низкопродуктивных пластах Тагринского месторождения. Критерием его

максимально успешного применения является обычное требование – толщина глинистого раздела до водоносных пропластков должна превышать 3-5 м. Кроме того, техническое состояние скважин и, прежде всего, качество заколонного цементного камня должно быть хорошим.

Таким образом, на Тагринском месторождении за анализируемый период проведено 423 ГТМ (перевод на механизированный способ добычи, гидроразрыв пласта, оптимизация режима работы, ликвидация аварий, дострел и ремонтно-изоляционные работы). Процент успешности мероприятий по ГРП, проводимых на нефтяном фонде составил 82,8%, удельный технологический эффект в целом по ГТМ – 1,8 тыс. т на одну проведенную скважино-операцию. Дополнительная добыча нефти за 5-ти летний период (2007-2011 гг.) от проведения мероприятий составила – 605 тыс. т (3,2% от накопленной добычи нефти по месторождению).

Анализ проведенных геолого-технических мероприятий Тагринского месторождения показал:

- ГТМ были проведены на 44% фонда скважин;
- дополнительная добыча нефти за период 2007-2011 гг. – 605,1 тыс. т;
- максимальный объем ГТМ приходится на пласт Ач (31,7% от ГТМ нефтяного фонда).

Литература:

1. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО ТО «СургутНИПИнефть» и утвержденного ТО ЦКР по ХМАО в 2004 году (протокол № 535 от 10.11.2004 г.) с уточнением проектных решений.
2. Проект разработки Тагринского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
3. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». Послед. обновление 06.07.2015 г.
4. Анализ разработки Тагринского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2014 г.)
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах : утв. М-вом топлива и энергетики Рос. Федерации и М-вом природных ресурсов Рос. Федерации 28.12.99.
6. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
7. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

EVALUATION OF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY FROM THE INTRODUCTION OF METHODS TO INCREASE OIL RECOVERY AT THE TAGRINSKOYE FIELD

I.A. Faizullin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper assesses the technological efficiency of the introduction of modern methods to increase oil recovery at the Tagrinskoye field.

Keywords: enhanced oil recovery methods, oil field, hydraulic fracturing, geological and technical measures

ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ НА КАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.М. Шпенюк

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: shpeniukdm1@tyuiu.ru

В работе представлена программа проведения геолого-технических мероприятий, которые проводятся при разработке Кальчинского месторождения.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, нефть, гидравлический разрыв пласта

Для того чтобы облегчить условия притока и увеличить поглотительную способность нагнетательных скважин, применяют методы искусственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта.

Программа ГТМ предусматривает следующие виды и объемы работ:

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

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

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

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

Распределение ГТМ по эффективности предполагает, что максимальная дополнительная добыча нефти ожидается от ввода в разработку новых скважин или перевод их из бездействующего фонда скважин, наибольший эффект показали следующие технологии: ГРП, физико-химические методы и бурение горизонтальных скважин. Минимальный эффект, как в суммарном выражении, так и на одну скважину приходится на прочие методы, к которым относятся: перфорация и выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах [1-5].

Вывод: Применение этих методов позволяет, в общем, улучшить технико-технологические показатели разработки месторождения: увеличить дебит скважин, снизить обводненность, позволяет восстанавливать фильтрационно-емкостные свойства пласта,

которые влияют на дополнительный прирост добычи нефти.

Литература:

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

EVALUATION OF THE PERFORMANCE OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES AT THE KALCHINSKOYE FIELD

D.M. Shpeniuk

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents a program of geological and technical measures that are carried out in the development of the Kalchinskoye field.

Keywords: geological and technical measures, oil, hydraulic fracturing

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП ПО ОБЪЕКТАМ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.А. Сорокин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: sorokinsa1@tyuiu.ru

В работе проведена оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта в скважинах по объектам Южно-Ягунского месторождения.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, нефтяное месторождение, скважина

Проведение ГРП на Южно-Ягунском месторождении начато в 1995 г., по состоянию на 01.01.2016 года в эксплуатацию после ГРП запущено 474 скважины, из них 385 добывающих скважин эксплуатационного фонда, 78 – введены с ГРП из бурения и 11 скважин после ГРП запущены в нагнетательный фонд. Кроме того, 4 скважины не запущены в работу после ГРП. Среди обработок эксплуатационного фонда большая часть ГРП выполнена на действующих скважинах (167 ГРП), 34 ГРП – на неработающих скважинах, 24 скважины переведены с другого горизонта и 4 скважины возвращены на объект с ГРП.

Основными объектами воздействия являются: объект БС₁₀ (225 ГРП на добывающих скважинах, 6 ГРП при вводе из бурения и 1 ГРП на нагнетатель-

ной скважине) и объект ЮС₁ (268 ГРП на добывающих скважинах, 88 ГРП при вводе из бурения и 11 скважин после ГРП работают в системе ППД), на пласте БС₁₁ выполнено 6 ГРП на добывающих скважинах.

В среднем по скважинам эксплуатационного фонда средний дебит нефти составил 17,6 т/сут, жидкости – 41,7 т/сут, обводненность – 72%. На БС₁₀ данные показатели составили 11,4 т/сут, 33,9 т/сут и 67 % соответственно; на объекте БС₁₁ – 7,9 т/сут, 54,1 т/сут и 85% соответственно, на объекте ЮС₁ – 16,3 т/сут, 31,6 т/сут и 48% соответственно.

По вновь вводимым скважинам с ГРП на объекте ЮС₁ средние начальные показатели выше: средний дебит нефти составил 19,2 т/сут, дебит жидкости 37,1 т/сут, обводненность – 49,4%. На объекте БС₁₀ было проведено 5 обработок на скважинах из бурения, при этом получена большая обводненность, чем по скважинам эксплуатационного фонда: дебит нефти после ГРП составил 8,3 т/сут, жидкости – 81,0 т/сут, при обводненности – 89,8%.

Дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП составила 3226,7 тыс. т, в том числе по 229 скважинам эксплуатационного фонда – 2312,2 тыс. т (в среднем 10,1 тыс. т/скв.), по 86 вновь введенным скважинам – 914,4 тыс. т (10,6 тыс. т/скв.).

По эксплуатационным скважинам основная доля дополнительной добычи нефти (68%) приходится на объект БС₁₀ – 1571,6 тыс. т (10,5 тыс. т/скв.) или без учета скважин №№ 5145, 2928, 3404 – 1152,2 тыс. т (7,8 тыс. т/скв.). Доля дополнительной добычи нефти от обработок на пласте ЮС₁ меньше (29 %) – 678,2 тыс. т (9,3 тыс. т/скв.) или без учета скважин №№ 4114, 4250 – 445,9 тыс. т (6,3 тыс. т/скв.). Вклад объекта БС₁₁ в общую дополнительную добычу составил 3% – 62,4 тыс. т (10,4 или 4,6 тыс. т/скв. без учета скважины № 1483).

Дополнительная добыча нефти от ГРП при вводе новых скважин по объекту ЮС₁ составила 887,3 тыс. т или 11,0 тыс. т/скв., в том числе при зарезке вторых стволов совместно с ГРП (10 ГРП) – 42,7 тыс. т или 4,3 тыс. т/скв., по объекту БС₁₀ за счет ГРП на 5 скважинах – 27,1 тыс. т или 5,4 тыс. т/скв.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки Южно-Ягунского нефтегазового месторождения» составлен ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4202 от 26.12.2013 г.).
2. Бадьянов В.А. Методика прогнозирования коэффициента охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений. НТС // Нефть и газ Тюмени. 1971. № 19. С. 38-42.
3. Баишев Б.Т., Нсайчев В.В. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. М. Недра, 1978.
4. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения» выполненное ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4532 от 18.12.2015 г.).
5. Проект разработки Южно-Ягунского нефтегазового месторождения / составлен ТФ ООО КогалымНИПИнефть и утвержден (протокол ЦКР № 3320 от 23.12.2012 г.).

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING ON THE OBJECTS OF THE SOUTH-YAGUNSKY FIELD

S.A. Sorokin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this work, an assessment was made of the effectiveness of hydraulic fracturing in wells at facilities of the South Yagunsky field.

Keywords: hydraulic fracturing, oil field, well

К ВОПРОСУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТОЛОВ НА СКВАЖИНАХ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.В. Талипова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: talipovagv1@tyuiu.ru

В работе проведена оценка эффективности проведения зарезки боковых стволов на скважинах Южно-Ягунского месторождения.

Ключевые слова: боковые стволы, горизонтальная скважина, нефтяное месторождение

Для зарезки боковых стволов (ЗБС) использовались высокообводненные, низкодебитные и аварийные скважины, которые не могли эксплуатироваться по техническим причинам. Зарезка осуществлялась как в зоны пласта, где реализован проектный фонд скважин и происходит выработка запасов.

Высокая эффективность обусловлена следующими причинами:

– внутренними (строение объекта) – наличием глинистой перемычки между нефтенасыщенной и водонефтенасыщенной частью разреза пласта толщиной 3-4 м, и пониженными фильтрационными свойствами подошвенной части разреза;

– внешними (проводка скважины) – горизонтальная часть ствола прошла в кровельной (нефтенасыщенной) части пласта, частично вскрыв при этом глинистую перемычку, отделяющую нефтеводонасыщенную, менее проницаемую часть пласта.

За период 2011-2015 гг. на Южно-Ягунском месторождении было пробурено 12 боковых стволов скважин. Из них 3 скважины с горизонтальным окончанием (№№1996Л, 665Л, 1473Л).

На объекте БС₁₀ выполнено 4 операции по бурению второго ствола, в том числе 3 с горизонтальным окончанием.

В скважинах №№ 665Л и 1473Л вторые стволы пробурены на пласт БС₁₀¹. Обе скважины до проведения мероприятия находились в неработающем фонде. Дебит нефти на момент остановки составил 2,6 т/сут для скважины №665Л и 1,0 т/сут на сква-

жине №1473Л; обводненность – 70,1% и 99,1% соответственно.

В результате бурения второго ствола на пласт БС₁₀¹, дебит нефти составил 21,0 т/сут (№665Л) и 19,0 т/сут (№1473Л), а обводненность продукции – 4,6% и 64,8% соответственно. Накопленная добыча нефти с момента проведения мероприятия по состоянию на 01.01.16 г. для скважин 665Л и 1473Л составила 4,9 тыс. т и 3,2 тыс. т соответственно.

В скважинах №№ 1996Л и 1803Н вторые стволы пробурены на пласт БС₁₀². Обе скважины до проведения мероприятия находились в неработающем фонде. Дебит нефти на момент остановки составил 4,0 т/сут для скважины №1996Л и 1,7 т/сут на скважине №1803Н; обводненность – 90,7% и 95,0% соответственно.

В результате бурения второго ствола на пласт БС₁₀², дебит нефти составил 7,0 т/сут (№1996Л) и 27,3 т/сут (№1803Н), а обводненность продукции – 84,8% и 54,4% соответственно. Накопленная добыча нефти с момента проведения мероприятия по состоянию на 01.01.16 г. для скважин 1996Л и 1803Н составила 6,7 тыс. т и 10,9 тыс. т соответственно.

На объекте ЮС₁, начиная с 2013 г., пробурено 8 боковых вертикальных стволов. В неработающем фонде находилось 6 скважин. Дебит нефти на момент остановки составлял в среднем 4,8 т/сут, обводненность – 87,6%.

В результате бурения второго ствола на объект ЮС₁, дебит нефти в среднем составил 11,4 т/сут, а обводненность продукции – 57,0%. Накопленная добыча нефти с момента проведения мероприятия по состоянию на 01.01.16 г. составила 35,3 тыс. т.

Выводы: Зарезка боковых стволов является одним из наиболее эффективных мероприятий применяемых на Южно-Ягунском месторождении. За анализируемый период 2011-15 гг. было пробурено 12 боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Высокие показатели от проведения данного вида мероприятий обусловлено тем, что бурение боковых стволов осуществлялось на участках, где сосредоточены значительные остаточные запасы. Дополнительная добыча нефти в результате бурения боковых стволов на месторождении составила 21,0 тыс. т (1,75 тыс. т/скв.). Наибольшее количество мероприятий по зарезке вторых стволов приходится на объект ЮС₁ – 8 скважин, накопленная добыча нефти составила 35,3 тыс. т [1-5].

Основными причинами низкой эффективности зарезки боковых стволов являются: технические, такие как, заколонные циркуляции (перетоки), негерметичность забоя и колонны в результате строительства скважины, а также геологические особенности строения, такими как, отсутствие глинистой перемычки отделяющей нефтенасыщенную часть пласта от водонасыщенной в высокопродуктивных коллекторах и низкими ФЕС коллекторов на участках бурения.

Обводнение скважин зачастую происходит по дошвенной водой за счет заколонной циркуляции. В то время как пробуренные по кровельной части, содержащей значительную часть остаточных запасов, горизонтальные стволы практически безводны.

Горизонтальные БС предпочтительнее бурить в районах с гидродинамически связанным коллектором, преимущественно в водонефтяных зонах с неконтактными запасами, а наклонно-направленные БС – можно рассматривать к применению в прерывистом коллекторе.

Литература:

1. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО «Лукойл Западная Сибирь», 2014.
2. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 2003.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения, 2015.
4. Принципиальная схема опытной эксплуатации Южно-Ягунского месторождения.
5. Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения. ООО «Лукойл-Западная Сибирь», 2014.

TO THE QUESTION OF THE EFFECTIVENESS OF SIDETRACKING IN THE WELLS OF THE SOUTH-YAGUNSKY FIELD

G.V. Talipova

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper assesses the effectiveness of sidetracking in the wells of the Yuzhno-Yagunsky field.

Keywords: sidetracks, horizontal well, oil field

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

А.Р. Усманов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: usmanov1@tyuiu.ru

В работе показана классификация и принцип действия тепловых методов увеличения нефтеотдачи при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: тепловое воздействие, методы увеличения нефтеотдачи, нефтяное месторождение

Тепловое воздействие – проводят в коллекторах с тяжелыми высоковязкими парафинистыми смолистыми нефтями при пластовых температурах, близких к температуре кристаллизации парафина или ниже нее. В карбонатных коллекторах с высоковязкой нефтью для повышения дебитов скважин проводят циклическую закачку пара в добывающие скважины. Использование тепловых методов в нагнетательных скважинах – нагнетание горячей воды, перегретого пара, внутрискважинное горение в залежах высоковязкой нефти приводит к существенному увеличению нефтеотдачи и увеличению темпов отбора [1-5].

1. Термокислотная обработка скважины. Отложившиеся в скважине и призабойной зоне пласта парафин, смолы и асфальтены препятствуют взаимодействию кислоты с породой. Для расплавления этих отложений применяют термокислотный метод. Используют вещества, которые вступая во взаимодействие с кислотой выделяют бы тепло (например, магний – Mg).



При растворении одного кг магния выделяется 19 МДж теплоты, кислота при взаимодействии полностью нейтрализуется. При термокислотной обработке соляная кислота через насосно - компрессорные трубы попадает в наконечник, спущенный в трубы на насосных штангах, реагирует с магнием и в нагретом виде через фильтр поступает на стенки скважины и призабойную зону пласта.

2. Прогрев призабойной зоны пласта:

1) закачка нагретой нефти. Для эффективного прогрева призабойной зоны пласта требуется 15–30 м³ жидкости, нагретой до 90 – 95⁰С. Жидкость (флюид), нагретую в передвижной пароустановке, закачивают в скважину, и осуществляют промывку призабойной зоны пласта, а затем продавливают в пласт;

2) прогрев паром. Один из самых эффективных способов теплового воздействия на пласт. Водяной пар под давлением 8-15 МПа закачивают в пласт, если:

- глубина залегания пласта не более 1200 м;
- толщина пласта не менее 15 м;
- вязкость нефти при пластовых условиях выше 0,2 Па;
- плотность нефти в пласте 0,9–0,93 т/куб. м;
- остаточная нефтенасыщенность пласта до начала закачки пара не менее 50%.

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием // Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н.: Наука, 2010. 280 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача. 2012. № 5. С. 28-35.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С. 331-344.
5. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1.С. 22-32.

THERMAL METHODS OF INFLUENCE ON THE FORMATION

A.R. Usmanov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This paper shows the classification and principle of operation of thermal methods of enhanced oil recovery in the development of oil fields.

Keywords: thermal effects, methods of enhanced oil recovery, oil field

К ВОПРОСУ ПРОВЕДЕНИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ТАГРИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.А. Файзуллин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: faizulinia1@tyuiu.ru

В работе представлено обоснование необходимости использования обработки призабойной зоны пласта при разработке нефтяных месторождений, а так же представлена классификация и описание видов кислотных обработок призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, кислотная обработка, нефтяное месторождение, нефтенасыщенность

Учитывая, что продуктивные пласты Тагринского месторождения в большинстве своем характеризуются невысокими фильтрационно - емкостными свойствами, влияние негативных факторов (наличие твердых частиц, фильтратов бурового раствора и жидкостей глушения, водонефтяных эмульсий) может существенно снизить продуктивность добывающих скважин. В этой связи комплекс мероприятий по обработке эксплуатационного фонда должен быть направлен на очистку в скважинах призабойной зоны пласта и восстановление его фильтрационных характеристик. Максимальная эффективность при воздействии на забой пласта достигается совместным использованием физико-химических методов (закачка кислотных составов и растворителей) и технических средств, обеспечивающих удаление колюматизирующих веществ и продуктов химических реакций из порового пространства коллектора [1-3].

Кислотное воздействие на ПЗП позволяет:

- увеличить проницаемость призабойной зоны пласта за счет выщелачивания кислоторастворимых карбонатных материалов в породе;
- очистить поры, закупоренные глинистым раствором при бурении;
- очистить фильтрующую поверхность забоя скважин от коррозионных отложений и заиливающих материалов;
- растворить и вынести на поверхность коррозионные отложения со стенок НКТ и обсадных колонн.

Эффективность ОПЗП зависит от многих факторов – обводненности продукции, начальной нефтенасыщенности, нефтенасыщенной толщины, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, кратности применения обработок.

Применение кислотных методов интенсификации добычи нефти более эффективно при сравнительно небольшой обводненности продукции скважин. С увеличением обводненности применяются

кислотные составы в сочетании с ПАВ, растворы ПАВ и их различные композиции.

Существуют следующие виды кислотных обработок ПЗП: соляно-кислотная обработка (СКО); глино-кислотная обработка (ГКО); глино-соляно-кислотная обработка (ГСКО); комплексная обработка (КОПЗ).

Применение комплексных обработок призабойной зоны (КОПЗ) пласта увеличивает эффективность воздействия. В комплекс входят такие технологии как: гидрофобизация ПЗП, декольматация и разглинизация ПЗП, изоляционно-кислотное воздействие, а также различные модификации кислотных обработок глубокого проникновения, направленного и усиленного действия.

При использовании комплекса обязательными являются экспресс-исследования скважин по определению скин-фактора и потенциального дебита, а также операции по очистке призабойной зоны пласта от продуктов реакции с помощью МГД, специальных имплозионных устройств или свабирувания [4-7].

Опыт применения ОПЗП на месторождениях Западной Сибири (в том числе и на Тагринском месторождении) показывает, что кислотные обработки или обработки растворителем в сочетании с использованием свабирувания и устройства для геофизических исследований скважин (УГИС) позволяют достичь максимального результата при проведении мероприятия. Эффективность таких работ объясняется качественной очисткой забоя скважины от различного рода кольматирующих веществ и восстановлением проницаемости коллектора.

Подбор конкретных химических реагентов, направленных на повышение продуктивности добывающих скважин Тагринского месторождения является предметом дополнительных специальных лабораторных и промысловых исследований.

Литература:

1. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО ТО «СургутНИПИнефть» и утвержденного ТО ЦКР по ХМАО в 2004 году (протокол № 535 от 10.11.2004 г.) с уточнением проектных решений.
2. Проект разработки Тагринского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.).
3. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». – Последнее обновление 06.07.2015 г.
4. Анализ разработки Тагринского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2014 г.).
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах: утв. М-вом топлива и энергетики Рос. Федерации и М-вом природных ресурсов Рос. Федерации 28.12.99.
6. Протокол № 1860-деп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
7. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

TO THE ISSUE OF PROCESSING THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE AT THE TAGRINSKOYE FIELD

I.A. Faizullin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents the rationale for the need to use treatment of the bottomhole formation zone in the development of oil fields, as well as the classification and description of the types of acid treatments in the bottomhole formation zone.

Keywords: bottomhole formation zone, acid treatment, oil field, oil saturation

ОБЗОР ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ХМАО-ЮГРЫ

Д.М. Шпенюк

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: shpeniukdm1@tyuiu.ru

В работе особое внимание уделено технологии одно- временно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух и более пластов с использованием одной скважины.

Ключевые слова: нефть, газ, конденсат, скважина, одновременно-раздельная разработка

Под данной технологией понимается совместная эксплуатация двух и более продуктивных пластов одной скважиной. Применяется для добычи нефти, а также для закачки воды – при заводнении нефтяных пластов, рабочих агентов – для повышения нефти и конденсатоотдачи, газа – в процессе создания подземных хранилищ газа и др.

В скважину спускают специальное оборудование (установки), обеспечивающие транспортирование продукции каждого пласта на поверхность (или закачку с поверхности в каждый пласт) по самостоятельным (или совместному) каналам, независимое регулирование и обработку пластов, а также проведение исследований, операций по освоению и глушению каждого пласта, технологическое воздействие на его призабойную зону. Одновременно-раздельная эксплуатация скважины позволяет сократить затраты на разбуривание, обустройство и эксплуатацию месторождений.

Технологические схемы одновременно - раздельной эксплуатации скважины классифицируют по количеству эксплуатируемых пластов; установки одновременно-раздельной эксплуатации скважины по конструктивному оформлению; с концентрическими, параллельными и одноколонными рядами насосно-компрессорных труб (НКТ), а также с регулированием отбора или закачки продукции по каждому пласту. Условия эксплуатации (величина газового фактора, содержание газового конденсата, уровень пластовых давлений и температур, состав

добываемой или закачиваемой продукции, наличие агрессивных примесей, песка, парафина, минеральных солей и т.д.) влияют на конструктивные особенности установок и технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации скважины.

Различают установки по добыче и по закачке. Первые в зависимости от способа добычи подразделяются на установки по добыче нефти и газа фонтанным или газлифтным (внутрискважинный газлифт) способами, а также добычи нефти глубинно-насосным или фонтанным и глубиннонасосным способами одновременно. Установки по закачке бывают с регулированием расход на устье или на забое скважины. Добыча нефти из двух и трёх пластов фонтанным способом осуществляется установками с концентрическими и параллельными рядами НКТ. Например, установка ЗУФК (трёхрядная установка фонтанная с концентрической подвеской НКТ) обеспечивает эксплуатацию двух пластов, в продукции которых содержится парафин и песок; комплектуется тремя концентрическими рядами НКТ (фонтанную арматуру дополняют двумя крестовинами). Добыча осуществляется по внутреннему и наружному НКТ, средний ряд НКТ и разобщитель пластов предназначены для операций по освоению скважины, глушению и др. Добычу газа из двух, трёх и более пластов фонтанным способом осуществляют установками с параллельными рядами НКТ. В установках УГП (установки газовые с параллельными рядами НКТ) в коррозионно-стойком исполнении предусмотрена возможность заполнения затрубного пространства ингибитором коррозии и гидратообразования, который подают в полость НКТ через ингибиторный клапан. Для освоения скважины и промывки пробок используют циркуляционные клапаны. Независимое извлечение пакеров обеспечивается разъединителем колонн.

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин при закачке, например воды одной скважиной в три пласта, осуществляется с автоматическим регулированием расхода закачиваемого агента на забое или устье скважины; изменение режима закачки производят без извлечения скважинного оборудования.

Литература:

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

OVERVIEW OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL ACTIVITIES CARRIED OUT IN THE OIL FIELDS OF KMAO-UGRA

D.M. Shpeniuk

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, special attention is paid to the technology of simultaneous-separate operation (WEM) of two or more layers using one well.

Keywords: oil, gas, condensate, well, simultaneous-separate development

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТЕВЛОВ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.Р. Ганиев

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: ganievmr1@tyuiu.ru

В работе проведен анализ эффективности мероприятий по зарезке боковых ствлов на Приобском месторождении.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, зарезка боковых ствлов, Приобское месторождение

Зарезка боковых ствлов (ЗБС) применяется для направленного вовлечения в разработку слабо-дренируемых целиков нефти. Наиболее актуально применение ЗБС на СЛТ Приобского месторождения для увеличения Кохв пластов АС10, АС12 разбуренной части (данные пласты имеют отстающие темпы по выработке запасов).

Бурение ЗБС начато в 2007 г. На 01.01.2016 г. пробурено 197 боковых ствлов с опережением проекта в 2013 и 2015 г.г. Распределение ЗБС по пластам показывает, что имеется тенденция увеличения количества ЗБС на пласт АС10, а также на пласт АС12.

ЗБС проводится на скважинах как действующего, так и бездействующего фондов. Критериями для ЗБС на действующих скважинах является дебит нефти скважин менее 5 т/сут, резкий скачок обводненности в последние месяцы, либо обводненность более 60-70%, а также значительные объемы остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по области (не менее 100 тыс.т.). Для скважин бездействующего фонда необходимо наличие достаточных ОИЗ по окружению.

Дополнительная добыча за пять лет от ЗБС составила – 3701,1 тыс.т. Удельная дополнительная добыча составила 22,0 тыс.т/скв.опер. В том числе по пласту АС11 – 685,9 тыс.т, по пластам АС10+АС11 – 126,5 тыс.т, по пластам АС11+АС12 – 609,1 тыс.т, по пластам АС10+АС11+АС12 – 698,1 тыс.т, по пласт АС12 – 513,7 тыс.т, по пластам АС10+12 – 1067,8 тыс.т. Дополнительная до-

быча от ЗБС с учетом пласта АС12 составила 1755,8 тыс.т.

Дополнительная добыча за 2014-2015 г.г. составила 727,6 тыс.т. Удельная дополнительная добыча составила 7,6 тыс.т./скв.опер.

Выводы:

1. ЗБС является наиболее «тяжелым» (эффективным) видом ГТМ на Приобском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать не вовлеченные в разработку запасы (целики нефти).

2. Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты АС10, АС12 увеличивается с каждым годом.

3. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта АС11, так и низкопроницаемого расчлененного пласта АС12.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения, выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаниИИНефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
2. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения. Уфа, 2012.
3. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. Баишев Б.Т., Батурин Ю.Е. М., 1987.
4. Технологическая схема разработки Приобского месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение, 2013.
5. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. 186 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА ОБЪЕКТАХ ТЕВЛИНСКО- РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ф.Г. Гирфанов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: girfanov1@tyuiu.ru

В работе проведен анализ эффективности гидродинамических методов на объектах Тевлинско - Русскинского месторождения.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, методы интенсификации притока, нефтяное месторождение

Работы по реализации нестационарного (циклического) заводнения (НЗ) на объектах Тевлинско-Русскинского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» по адресным специальным программам, основанным на изучении геологических особенностей месторождения и технологических возможностях их реализации проводились в 2007 г.

Анализ количества мероприятий и дополнительной добычи нефти по объектам Тевлинско-Русскинского месторождения показал следующие результаты: по объекту БС₁₀₂₋₃ проведено 384 скважино-операций, эффект от увеличения нефте-

отдачи составил 135,8 тыс. т, от мероприятий по увеличению притока нефти – 10,1 тыс. т, удельный эффект составил 0,38 тыс. т/скв.

По объекту БС₁₁ проведено 24 скважино-операций, эффект от увеличения нефтеотдачи составил 6,2 тыс. т, от мероприятий по увеличению притока нефти – 1,3 тыс. т, удельный эффект составил 0,31 тыс. т/скв.

По объекту БС₁₂ проведено 52 скважино - операций, эффект от увеличения нефтеотдачи составил 25,1 тыс. т, от мероприятий по увеличению притока нефти был получен обратный эффект – (-6,8) тыс. т, удельный эффект составил 0,37 тыс. т/скв.

По объекту ЮС₁ проведено 38 скважино-операций, эффект от увеличения нефтеотдачи составил 8,3 тыс. т, от мероприятий по увеличению притока нефти был так же получен обратный эффект – (-1,2) тыс. т, удельный эффект составил 0,19 тыс. т/скв.

Объект ЮС₁ является вторым по объему запасов на Тевлинско-Русскинском месторождении. Рассмотрим его более подробно.

На объекте ЮС₁ проведено 38 мероприятий по НЗ, от которых получен эффект 7,1 тыс. т. Удельный эффект на 1 скважино-операцию составил 0,19 тыс. т/скв. Максимальное количество мероприятий приходится на 2012 г. – 16 ГТМ. Но при этом получено минимальное количество дополнительно добытой нефти от НЗ – 0,10 тыс. т. Максимальная дополнительная добыча нефти получена в 2010 и 2011 гг., 2,0 и 3,2 тыс. т (2 и 5 мероприятий, соответственно). В 2004, 2006, 2007, 2009 и 2010 гг. проведено по 1–2 мероприятиям, при этом от 1 мероприятия 2007 г. получено 1,4 тыс. т нефти. В 2004 и 2006 г. эффект от НЗ отрицательный (потери относительно базовых значений составили, соответственно, 0,5 и 0,2 тыс. т нефти). Следует отметить, что пласт ЮС₁ по своей протяженности имеет связанные разнопроницаемые нефтенасыщенные пропластки. Дополнительная добыча нефти получена, как за счёт изменения направления фильтрационных потоков, так и за счёт эффекта НЗ, возникающего при остановках нагнетательных скважин.

Литература:

1. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).
2. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». – Послед. обновление 06.07.2015.
3. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.).
4. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
5. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).
6. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRODYNAMIC METHODS AT THE FACILITIES TEVLINSKO-RUSSKINSKOYE FIELD

F.G. Girfanov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, we analyzed the effectiveness of hydrodynamic methods at the facilities of the Tevlinsko-Russkinskoye field.

Keywords: enhanced oil recovery methods, flow enhancement methods, oil field

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЕ ГРП В СКВАЖИНАХ, НАХОДИВШИХСЯ БЕЗДЕЙСТВИИ БОЛЕЕ 1 ГОДА

С.И. Горнак

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: gornakci1@tyuiu.ru

В работе проведено исследование эффективности проведения гидравлического разрыва в скважинах, находившихся бездействии более 1 года.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, верхнеюрские отложения, Покамасовского месторождение

В 46 скважинах ГРП выполнялся после их длительного (более 1 года) бездействия, в т.ч. в 4 из них цикл «длительное бездействие – добыча после ГРП» чередовался дважды. В трех скважинах из 46, добыча нефти после гидроразрыва осуществлялась в т.ч. на форсированном режиме.

Особенностью оценки эффективности таких операций является отсутствие корректных «базовых» дебитов для определения кратности их роста и увеличения добычи нефти – после ГРП. Вследствие этого, вся добытая после ГРП нефть в таких скважинах, была отнесена на счет этих операций [1-5].

Скважины анализируемой категории в основном расположены в Восточной части месторождения (блоки 6–9). Здесь выполнено 40 (или 85%) из 47 операций, преимущественно, в период с 1996 по 2000 гг.

По результатам исследований был получен ряд результатов:

1. Средний дебит жидкости по скважинам этой группы после ГРП составил 23 т/сут. За первые три месяца дебит жидкости снизился на треть и стабилизировался на уровне 15 т/сут. При этом суточная добыча жидкости по сумме скважин за первые полгода сократилась с 1,1 до 0,6 тыс.т (на 42%), за год – до 0,5 тыс.т (на 54%), главным образом, за счет выбытия скважин.

2. Средний дебит нефти после ГРП составил 9 т/сут, изменяясь по скважинам от 44 (скв. № 925) до 0,2 т/сут (скв. № 822). Среднесуточная добыча нефти за первые полгода сократилась на треть – с 0,42 до 0,27 тыс.т, за год на 45% – до 0,23 тыс.т.

Длительность эффекта, отраженная в продолжительности работы скважин после ГРП до их выбытия (либо остановки более чем на 3 месяца), в среднем составила 41 месяц, изменяясь по скважинам от 4 (№№ 383 и 888) – до 176 месяцев (по скв. №179, продолжающей работать). По 40 скважино-операциям, выполненным в Восточной части Основной залежи, этот показатель в среднем выше, чем по 7 скважинам Западной части – 43 и 30 месяцев, соответственно.

В отличие от вышерассмотренных групп, здесь после ГРП скважины вводились в эксплуатацию с высокой обводненностью – в среднем около 60%. Тем не менее, на протяжении первых 3,5 лет с момента ГРП обводненность в целом характеризовалась относительной стабильностью.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией действующего проектного документа на разработку Покамасовского месторождения, 2007.
2. Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку Покамасовского месторождения, 2009.
3. Герштанский О.С., Живайкин Б.Ф., Кисляков Ю.П. Технология вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов повышенными депрессиями // Нефтяная и газовая промышленность. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1992. № 3. С. 26-31.
4. Технологический проект разработки Покамасовского месторождения, 2011.

STUDY OF THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF HYDRAULIC FRACTURING IN WELLS THAT HAVE BEEN IDLE FOR MORE THAN 1 YEAR

S.I. Gornak

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In this paper, a study was conducted of the effectiveness of hydraulic fracturing in wells that were inactive for more than 1 year.

Keywords: hydraulic fracturing, Upper Jurassic sediments, Pokamasovsky field

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПО ОБЪЕКТАМ ВОСТОЧНО-ПРИДОРЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Н. Гришина

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: grishinam1@tyuiu.ru

В работе проведена оценка эффективности применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи по объектам Восточно-Придорожного месторождения

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, интенсификация добычи, Восточно-Придорожное месторождение

За весь период разработки на месторождении проведено 472 скважино-операции интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи. Суммарная до-

быча нефти от ГТМ составила 2767 тыс.т или 16 % добычи месторождения.

В пласте ЮВ₁ было проведено 45 операций ГРП, объем дополнительной добычи составил 339,3 тыс. т. Было пробурено 6 горизонтальных скважин, эффект составил 218 тыс. т. По зарезке горизонтальных стволов проведено 5 операций, полученный эффект – 16,6 тыс. т. По обработке призабойной зоны пласта проведено 75 операций, при этом эффект составил 45 тыс. т. Проведено 10 операций с использованием потокоотклоняющих технологий, дополнительный эффект составил 7 тыс. т. Из прочих методов был проведен перфорационный обстрел скважин, 28 операций, при этом эффект составил 7 тыс. т. В результате проведения ремонтно-изоляционных работ был получен наименьший эффект – при 5 операциях эффект составил 0,1 тыс. т.

По всем остальным объектам гидравлический разрыв пласта не применялся.

В пласте АВ₈ пробурено 6 горизонтальных скважин, эффект дополнительной добычи составил 226 тыс. т, проведено 5 зарезок боковых стволов, дополнительная добыча составила 47,7 тыс. т. Проведено 7 обработок призабойной зоны пласта с дополнительной добычей 5,6 тыс. т. Было проведено 28 операций с применением потокоотклоняющих технологий с дополнительной добычей 22,7 тыс. т. Наибольший эффект получен от перевода скважин на другой объект, при 78 операциях эффект составил 1276,1 тыс. т, по результатам 10 РИР объем дополнительной добычи составил 12,2 тыс. т. Всего по результатам проведенного комплекса ГТМ по объекту АВ₈ дополнительно добыто 1643,0 тыс. т.

Меньший эффект от проведенного комплекса ГТМ был получен по объектам БВ₈ и БВ₄, объем дополнительной добычи составил 325,6 и 167,8 тыс. т соответственно.

Эффект от внедрения метода с неизменной технологией со временем падает, что выражается в постепенном приближении нестационарного процесса к стационарному. Поэтому в период применения циклического воздействия необходимо постоянно определять технологический эффект от мероприятия, и в случае его отсутствия оперативно внедрять другие модификации нестационарного заводнения [1-5]. Варианты циклического заводнения следует выбирать после тщательного анализа выработки запасов нефти, дифференцированно для каждой зоны пласта. Они должны позволять изменять направление фильтрационных потоков таким образом, чтобы вовлечь в активную разработку запасы тупиковых и застойных зон. Оптимальный вариант также необходимо определять с учетом коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения, выполненный в 2008.

2. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения. 2014.
3. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. Баишев Б.Т., Батулин Ю.Е. М., 1987.
4. Технологическая схема разработки Восточно-Придорожного месторождения, Верхней Средне – Шапшинское месторождение), 2013.
5. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: Недра, 1990. 186 с.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS AND THE INTENSIFICATION OF PRODUCTION AT THE FACILITIES OF THE EAST PRIDOROZHNOYE FIELD

M.N. Grishina

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper assesses the effectiveness of the use of enhanced oil recovery methods and the intensification of production at the facilities of the East-Pridorozhnoye field.

Keywords: enhanced oil recovery, production intensification, East Pridorozhnoye field

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ю.Г. Денисов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: denisovuig1@tyuiu.ru

В статье представлено обоснование эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи. Отмечается высокая результативность проведения гидравлического разрыва пласта при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, добывающая скважина

Комплексный подход к проектированию гидравлического разрыва пласта требует рассмотрения этой технологии не только как средства обработки призабойной зоны скважин, но и как элемента системы разработки.

В скважинах с загрязненной призабойной зоной наблюдается падение добычи жидкости при сохранении тех же условий эксплуатации, более низкие значения дебита по сравнению с расположенными поблизости скважинами данного месторождения. Выявление таких скважин осуществляется на основе промысловых данных либо в результате расчета.

Расчетный метод состоит в следующем: оценивается радиус области дренирования скважины и вычисляется дебит жидкости по формуле Дюпюи; если расчетный дебит значительно выше фактического, то можно предположить, что имеется загрязнение призабойной зоны. Кроме того, ухудшение коллекторских свойств в призабойной зоне может быть выявлено по результатам гидродинамических

исследований. Трещины гидроразрыва обеспечивают связь скважины с областью пласта неухудшенной проницаемости. Гидроразрыв в скважинах с загрязненной призабойной зоной позволяет не только восстановить первоначальную добычную способность скважин, но и добиться ее значительного превышения. Увеличение производительности скважины после ГРП определяется соотношением проницаемостей пласта и трещины и размерами трещины.

Причем дебит скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины. Существует предельное значение длины трещины, превышение которого не приводит к росту дебита жидкости.

Целесообразность проведения ГРП не во всех добывающих скважинах.

Расчеты показывают нецелесообразность обработки всех добывающих скважин, так как при этом достигается незначительный прирост дебита системы по сравнению со случаем, когда обработана лишь часть скважин. Так, например, для пяти- и обращенной семиточечной систем расстановки скважин обработка всех добывающих скважин по сравнению со случаем, когда обработана лишь половина скважин (через одну), приводит к увеличению среднего дебита всего на 5-13%. Для обращенной девятиточечной системы прирост дебита при проведении ГРП во всех добывающих скважинах по сравнению со случаем, когда обрабатываются лишь скважины, расположенные в середине сторон элемента, составляет менее 5%. Для трехрядной системы обработка всех добывающих 172 скважин или только скважин первого и третьего рядов дает практически одинаковый результат [1-5].

Высокая эффективность проведения ГРП в нагнетательных скважинах для обращенных семи-, девятиточечной и трехрядной систем расстановки скважин. Гидроразрывы в добывающих скважинах не приводят к ожидаемому приросту добычи нефти, если они не обеспечиваются необходимым объемом закачки или энергетической "поддержкой" со стороны пластовой системы. Кратное увеличение дебита системы в результате ГРП происходит лишь при одновременной обработке добывающих и нагнетательных скважин.

Учет ориентации трещин при гидроразрыве в обводненных добывающих скважинах в краевых зонах пласта и в рядных системах разработки

Влияние ориентации трещин на обводненность после ГРП оказывается наиболее существенным при рядных системах расстановки скважин и в краевых зонах пласта. В этих случаях ориентация трещин является важным фактором, определяющим долю воды в продукции скважин после ГРП. Возможны как резкое падение, так и быстрый рост обводненности. Время, в течение которого затем восстанавливается первоначальное значение, может быть сопоставимо с продолжительностью эффекта

ГРП. Если трещина ориентирована параллельно нагнетательному ряду или водонефтяному разделу, то гидроразрыв приведет к замедлению роста обводненности или даже к значительному снижению этого показателя. В данном случае эффективность ГРП даже в обводненных скважинах может оказаться достаточно высокой. Если трещина ортогональна водонефтяной границе или нагнетательному ряду, то эффект ГРП может оказаться отрицательным. В случае благоприятной ориентации трещин целесообразно проводить повторных ГРП для получения дополнительного эффекта.

Для площадных систем разработки эффекты, связанные с изменением обводненности из-за различной ориентации трещин, носят непродолжительный и менее выраженный характер, поэтому их можно не учитывать.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Урьевского месторождения, 2015.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Урьевского месторождения, 2015.
3. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. С. 270.
4. Технологическая схема разработки Урьевского месторождения, утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
5. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1988.

THE MAIN ASPECTS OF THE APPLICATION OF TECHNOLOGIES TO INCREASE OIL RECOVERY OF HYDROCARBONS

Iu.G. Denisov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

This article presents the rationale for the effectiveness of the application of enhanced oil recovery methods. There is a high performance of hydraulic fracturing in the development of oil fields.

Keywords: enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, production well

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

А.Ю. Кирюшин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: Kiriushinaiu1@tyuiu.ru

В статье представлена технологическая последовательность проведения обработки призабойной зоны пласта при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: кислотная обработка, нефтяное месторождение, водный раствор

Основной целью разработки нефтяных месторождений является получения максимального дебита с дальнейшим получением эффекта экономиче-

ской прибыли. Одной из проблем, с которой сталкиваются разработчики, является загрязнение призабойной зоны пласта. Решению этой проблемы и посвящен данный обзор.

Поставленная цель достигается тем, что в способ обработки призабойной зоны скважины, включающем последовательную закачку в пласт технологических растворов с кислой, нейтральной и щелочной реакцией среды, взаимодействующих с колматирующими образованиями природного и/или техногенного генезиса в перфорированной околоскважинной зоне, перед закачкой технологических растворов блокируют неоднородные по проницаемости нефтенасыщенные пропластки путем последовательной закачки с заданным давлением (в зависимости от проницаемостей и соотношения проницаемостей различных пропластков продуктивного пласта) и расходом (в зависимости от радиуса зоны колматации для пропластков различной проницаемости) обратной углеводородной эмульсии, водоизолирующего материала (который преимущественно попадает в высокопроницаемые обводненные пропластки) и взаимного органического растворителя [1, 3].

Затем закачивают технологические растворы с заданным давлением и расходом, причем в раствор кислоты добавляют гидросульфат щелочного металла; в качестве нейтральной среды используют взаимный органический растворитель, а щелочной раствор задавливают в пласт заданным объемом углеводородного растворителя, после чего проводят технологическую выдержку, удаляют продукты реакции и осуществляют вызов притока из пласта до появления флюида постоянного состава [2, 4, 5].

Данный способ может иметь несколько частных технических решений, например:

В углеводородной эмульсии внутренней фазой является водный раствор гидросульфата щелочного металла, причем в качестве гидросульфата щелочного металла может применяться гидросульфат натрия или калия.

В качестве внешней фазы обратной углеводородной эмульсии используют углеводородные растворители, например такие как: дизтопливо или нефрас, или нефтяной сольвент, или газоконденсат. В качестве водоизолирующего материала используют составы на водной основе – силикат натрия или полимеры, или вязкоупругие или гелеобразующие, или осадкообразующие системы. В качестве взаимного органического растворителя используют изо-пропанол или бутилцеллозольв или метилацетаты, или этилацетаты. В качестве кислотного раствора для обработки терригенных коллекторов используют глиноуксусную кислоту. В качестве кислотного раствора для обработки карбонатных коллекторов используют соляную кислоту.

Закачивают в пласт кислотный раствор в объеме, равном объему пор обрабатываемой низкопроницаемой части заглинизированной призабойной

зоны, которую определяют по результатам гидродинамических исследований и/или профилю притока или приемистости.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ», Москва, 2013.
2. Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ, СПБ-Тюмень, 2013.
3. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, М., 1987.
4. Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2012.
5. Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2013.

FEATURES OF THE TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

A.Iu. Kiryushin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The article presents the technological sequence of processing the bottom hole formation zone in the development of oil fields.

Keywords: acid treatment, oil field, water solution

К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.С. Лесняк

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: Lesnyakms1@tyuiu.ru

В работе проведена оценка динамики дополнительной добычи нефти от применения циклического заводнения на Муравленковском месторождении в период с 2011 по 2015 год.

Ключевые слова: заводнение, нефть, динамика добычи нефти

При рассмотрении промысловых показателей, получены на Муравленковском месторождении было выявлено, что за период с 2011 по 2015 гг. проведено 524 мероприятия, за счет чего дополнительно добыто 135,5 тыс. т нефти, что составляет 3% от всей добычи нефти по месторождению за этот период. Успешность мероприятий составляет 98% [1-5].

Количество мероприятий с каждым годом в период 2011-2014 гг. увеличивалось с 17 до 156 единиц, в 2015 г. количество мероприятий снизилось в 1,8 раза.

Все мероприятия приходятся на объект БС₁₁, средний прирост дебита составляет 2,4 т/сут. Наибольший удельный эффект от мероприятия получен в 2011 году, когда при 17 операциях дополнительная добыча составила 10,6 т, то есть удельная эффективность мероприятия по проведению циклического заводнения составила 623,6 т на 1 обработку.

Наименьший эффект был получен в 2013 году, когда объем дополнительной добычи за счет циклического заводнения составила 14,5 т, что в удельных величинах составляет 101,4 т на одну обработку, в среднем удельная эффективность за исследуемый период составила 258,6 т на 1 обработку.

Вывод: Применение в процессе разработки объекта БС₁₁ нестационарного заводнения, включающего в себя как один из элементов циклическую закачку воды в пласт, является перспективным методом повышения нефтеотдачи обводненных пластов.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ», Москва, 2013.
2. Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ, СПБ-Тюмень, 2013.
3. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, М., 1987.
4. Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2012.
5. Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2013.

ON THE USE OF NON-STATIONARY WATERFLOODING IN THE MURAVLENKOVSKOYE FIELD

M.S. Lesniak

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper assessed the dynamics of additional oil production from the use of cyclic flooding in the Muravlenkovskoye field in the period from 2011 to 2015.

Keywords: flooding, oil, oil production dynamics

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.Г. Мурин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: Murinigl@tyuiu.ru

В работе представлена программа проведения комплекса геолого-технических мероприятий, проводимых на Приобском месторождении.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, горизонтальные скважины, гидравлический разрыв пласта, боковые стволы скважин

Для того чтобы облегчить условия притока и увеличить поглотительную способность нагнетательных скважин, применяют методы искусственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта.

Программа ГТМ предусматривает следующие виды и объемы работ:

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

Из проведенного анализа промысловых данных видно, что наибольший объем проводимых операций по видам ГТМ представлен бурением горизонтальных скважин (170 операций), зарезка вторых стволов (100 операций) и прочие методы (164 операции).

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

Такое соотношение объясняется тем, что проведение большого количества операций по ГТМ не всегда является эффективным, ввиду того, что некоторые операции в результате оказываются не успешными. Основная доля дополнительной добычи, около 78% от общего числа, так же получена от применения технологии ГРП.

Распределение ГТМ по эффективности предполагает, что максимальная дополнительная добыча нефти ожидается от ввода в разработку новых скважин или перевод их из бездействующего фонда скважин, наибольший эффект показали следующие технологии: ГРП, физико-химические методы и бурение горизонтальных скважин. Минимальный эффект, как в суммарном выражении, так и на одну скважину приходится на прочие методы, к которым относятся: перфорация и выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах [1-5].

Вывод:

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

Литература:

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

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF CONDUCTING GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES AT THE PRIOBSCOYE FIELD

I.G. Murin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents a program of carrying out a set of geological and technical measures conducted at the Priobskoye field.

Keywords: geological and technical measures, horizontal wells, hydraulic fracturing, lateral boreholes

ЗАРЕЗКА БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.Г. Денисов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail автора: denisovuig1@tyuiu.ru

В статье проведен обзор эффективности применения зарезки боковых стволов при разработке ачимовских объектов Урьевского месторождения.

Ключевые слова: боковые стволы, ачимовская толща, обводненность

Первый боковой ствол на Урьевском месторождении был пробурен в 2009 г., всего в период с 2009 по 2015 г. было пробурено 92 БС. Большинство БС пробурено на объект ачимовская толща – 57. На объект ЮВ₁ пробурен 31 боковой ствол и по два боковых ствола на объекты БВ₆ и БВ₁₀. Все БС на ачимовскую толщу и юрские отложения вводились в эксплуатацию с ГРП.

Объект БВ₆.

Боковой ствол № 1896У пробурен на отдельной, к тому времени неразрабатываемой, залежи (р-н скв. № 658). В эксплуатацию скважина введена с дебитом нефти 2,2 т/сут и обводненностью 96,4%. Высокая начальная обводненность продукции обусловлена активной подошвенной водой. Боковой ствол № 1771Н пробурен на Урьевской залежи. В эксплуатацию скважина введена с дебитом нефти 4,4 т/сут, дебитом жидкости 28,7 т/сут и обводненностью 84,7%. На 01.01.2016 г. боковые стволы объекта отобрали 8,1 тыс. т нефти и 181,4 тыс. т жидкости. Текущие средние дебиты по скважинам: по нефти – 2,2 т/сут, жидкости – 40,5 т/сут.

Объект БВ₁₀.

Боковой ствол № 4108Н был пробурен на объект в январе 2012 года. Входной дебит нефти – 13,1 т/сут, обводненность – 39,3%. В мае 2008 г. скважину перевели с ЭЦН на ШГН, после чего дебит нефти снизился с 11,3 т/сут до 4,0 т/сут, обводненность так же снизилась с 11,5% до 4%. В октябре 2011 г. выполнена комплексная обработка ПЗ скважины («Гелий») и ОРР (ШГН заменён на ЭЦН). После проведения мероприятий дебиты увеличи-

лись: по нефти с 5,6 т/сут до 20 т/сут, по жидкости с 6 т/сут до 34 т/сут. На 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти БС – 6,3 тыс. т. дебит нефти – 29,2 т/сут, обводненность – 3,6%.

В ноябре 2013 г. был пробурен боковой ствол 2841Н. Входной дебит нефти составил 2,8 т/сут при обводненности 95,4% (боковой ствол проведён в промытую обводненную зону отбора скважины № 2841, обводненность – 97,6%). В феврале 2010 г. работа скважины была остановлена и переведена в пьезометрическую, по причине обводнения и малого дебита нефти. На момент остановки дебит нефти – 0,4 т/сут, дебит жидкости – 68,4 т/сут, обводненность – 99,4%. На 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти БС – 0,2 тыс. т [1-5].

Объект ачимовская толща.

Объект разбуривается боковыми стволами (все скважины введены с ГРП) по обращенной семиточечной системе. За последние шесть лет на объект пробурено 57 боковых стволов. Средний входной дебит нефти составил 19 т/сут, дебит жидкости 38,9, при обводненности 50,7%. В октябре-ноябре 2015 г. пробурены и введены в промышленную эксплуатацию два боковых ствола №№ 4014Н, 5262Н с применением ГРП. Скважины запущены с близкими входными показателями: дебит нефти – 21,8 т/сут и 20,8 т/сут, дебит жидкости – 30,7 т/сут и 33,9 т/сут соответственно. На 01.01.2016 г. скважины объекта работают со средним дебитом нефти 7,9 т/сут при обводненности 80,7 %. Снижение дебитов жидкости происходит из-за ухудшения энергетического состояния залежи, связанного с запаздыванием освоения системы ППД. Накопленная добыча нефти составила 466,3 тыс. т.

Объект ЮВ₁.

Бурение боковых стволов на объект было начато с 2010 года. Всего пробурен 31 БС: 3 БС в 2010 году, 2 БС в 2011, 7 в 2012 г., 9 в 2013 и 14 в 2015 году, 3 в 2015 году. Боковой ствол 763Н, пробуренный в 2011 году, не был запущен в эксплуатацию по техническим причинам. Средний входной дебит нефти составил 13,6 т/сут, дебит жидкости 29,0 т/сут, обводненность – 53,2%. На дату анализа скважины работают со средним дебитом нефти 7,3 т/сут при обводненности 80,4%. Накопленная добыча нефти составила 194,1 тыс. т.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Урьевского месторождения, 2015.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Урьевского месторождения, 2015.
3. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. С. 270.
4. Технологическая схема разработки Урьевского месторождения, утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).

5. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1988.

SIDETRACKING AT THE URYEVSKOYE FIELD

Iu.G. Denisov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The article provides an overview of the effectiveness of sidetracking killing during the development of its facilities at the Uryevskoye field.

Keywords: side trunks, Achimov stratum, watering

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ГРП В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

*Ю.Н. Гюльяхмедли, А.С. Мансуров,
В.А. Тиванков*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

E-mail авторов: aza.lady@ya.ru

В работе проведена оценка эффективности многостадийного ГРП. На скважинах использована система циркуляционных клапанов (разрывные порты), проход в клапане открывался сбрасываемым шаром и через них впоследствии проводятся поинтервальный многоступенчатый ГРП. В процессе строительства скважин были спущены в продуктивные пласты не зацементированные хвостовики с надувными пакерами «Rockseal».

Ключевые слова: месторождение, многостадийный гидроразрыв, технология, анализ, эффективность, система, шары

Гидроразрыв пласта на сегодняшний день один из самых эффективных методов интенсификации добычи нефти на месторождении. Технологии ГРП постоянно совершенствуются, в связи с этим принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний многоступенчатого ГРП на трех скважинах. Характерной особенностью этой технологии является оригинальное решение по эффективному отделению горизонтального сегмента секции, для контроля над точкой инициирования гидроразрыва пласта [1].

В нефтяной практике существует несколько видов и технологий проведения поинтервальных ГРП в горизонтальных скважинах: установка поинтервальных песчаных мостов; использование поинтервальных пробок; использование жидких пакеров; струйный ГРП; использование сдвижных муфт (циркуляционных клапанов); использование разрывных муфт. За счет этих технологий обеспечива-

ется повышение эффективности воздействия в каждый интервал продуктивного пласта. Наиболее часто используется система заканчивания с селективным разделением пластов в открытом стволе по технологии Weatherford's ZoneSelect. Такая схема позволяет за одну СПО осуществить обработку поинтервальную обработку пласта горизонтальной скважины. На скважинах использована система однократного действия, проход в циркуляционном клапане открывался сбрасываемым шаром.

Циркуляционный клапан открывается только единожды. Посадочные шары сконструированы так, что обеспечивают герметичность и исключают их застревание в седле, поэтому могут быть выкачаны из скважины. Композитное покрытие рабочих деталей клапана и шаров предотвращает попадание мехпримесей в отверстия циркуляционного клапана извне. Во всех трех скважинах применялся метод изоляции пластов в открытом горизонтальном стволе с использованием пакеров разбухающего типа ARES™. На месторождении пробурено 3 горизонтальные скважины 826, 1115, 9026 для многостадийного ГРП в разных местах.

Для примера приведем результаты проведения ГРП по скважине 9026, длина горизонтального ствола составляет 480 метров.

После спуска скважиной компоновки и цементировки основной колонны скважин, произведен процесс посадки и герметизации заколонных пакеров хвостовика. Многоступенчатое ГРП в скважинах производили с использованием активируемых сбрасываемых шаров типа FracPORTS, проводился трехступенчатый ГРП, первоначально сбрасывался шар наименьшего диаметра. После открытия всех имеющихся каналов производилась закачка гелевой подушки с проведением мини ГРП и последующее основное ГРП. После проведения первого ГРП в такой же последовательности проводились со сбросом шаров второй ГРП и третий. После проведения ГРП производилась промывка и извлечение или разбуривание шаров [2, 3].

При первом ГРП по скважине 9026 было закачено пропанта 16/20 в количестве 25 тонн и получены максимальное давления до 40 МПа, среднее давление 20 МПа, конечное давление 17 МПа.

Во втором ГРП закачено 17 тонн пропанта с давлениями, максимальное до 29 МПа, среднее до 20 МПа, конечное 18 МПа. В третьем ГРП закачено 31 тонна пропанта с давлениями, максимальное до 28 МПа и конечное до 26 МПа. По расчету в каждом этапе проведения ГРП получились трещины с шириной до 2,4 мм, высотой до 31 метра и длиной до 110 метров. После запуска скважины 9026, входной дебит через месяц составил 64 т/сут по нефти, явно превышающий в разы дебиты окружающих скважин.

Средние входные дебиты по нефти по двум остальным скважинам 1115 и 826 составили 40 т/сут и 14 т/сут. Это дает право подтвердить, что метод многостадийного ГРП эффективный и перспективный.

По результатам проведения трехступенчатого ГРП выявлено, что использование компоновок со скользящими муфтами и шарами имеют определенные достоинства. Во-первых, есть возможность проведения контроля за развитием трещины ГРП (точка инициации трещины, объем продавки), можно было увеличивать концентрацию проппанта на забое, есть возможность использование крупных фракций проппанта, можно массу проппанта не ограничивать [3].

Но и есть определенные недостатки, это сложность проведения заканчивания скважины, это риск недостаточной герметичности установленных пакеров (перетоки между зонами). Остается высокая стоимость оборудования (снижение путем использования российских аналогов).

Основные выводы:

1. По результатам проведения трехступенчатого ГРП на скважинах выявлено, что использование компоновок со скользящими муфтами и шарами имеет определенные достоинства и недостатки.

2. По результатам работ на пилотных скважинах принято решение о тиражировании технологии с поинтервальным ГРП и в дальнейшем применение технологии будет продолжена.

Литература:

1. Авторский надзор за разработкой Кошильского месторождения, ЗАО «ТННЦ». Тюмень, 2004.
2. Технологический регламент по технологии гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока пластового флюида. РД 00158758-212-2000. Тюмень, 2001.
3. Разработка рекомендаций по повышению эффективности и тиражированию технологии многостадийного ГРП (МГРП) на пласте АВ1(1-2) Самотлорского месторождения на основе геолого-гидродинамического моделирования. ТННЦ, 2013.

FEATURES OF THE TECHNOLOGY OF INTERVAL FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS.

Yu. N. Guliahmedli, A.S. Mansurov, V.A. Tivankov

Tyumen IU, Tyumen, Russia,

The paper assesses the effectiveness of multi-stage hydraulic fracturing at the wells. The wells used a system of circulating valves (discontinuous ports), the passage in the valve was opened by a drop ball, and a interval multi-stage hydraulic fracturing was subsequently performed through them. In the process of well construction, non-cemented liners with "Rockseal" inflatable packers were lowered into productive formations.

Keywords: Deposit, multi-stage fracturing, technology, analysis, efficiency, system, balls

ЭКОЛОГИЯ

ВИДОВОЕ РАЗНООБРАЗИЕ И СВОЙСТВА ПАТОГЕННОСТИ МИКОБИОТЫ СФОРМИРОВАВШИЙСЯ В ЖИЛЫХ ЗДАНИЯХ ВО ВРЕМЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

И.А. Алиев, А.А. Гусейнова

Институт Микробиологии НАН Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

E-mail: ilham-aliyev-59@mail.ru

Представленная работа посвящена изучению видового разнообразия и свойствам патогенности микобиоты сформировавшийся в жилых зданиях во время чрезвычайной ситуации. Выявлено, что в зданиях, отмеченных с чрезвычайным положением, распространены представители микроскопических грибов, 62 вида принадлежащие к 12 родам. Также выяснено, что количество этих грибов в таких зданиях колеблется от $2 \cdot 10^3$ до $60 \cdot 10^3$ КОЕ/м³, и это превышает международные микологические нормы в 100 раз.

Ключевые слова: жилые здания, чрезвычайные ситуации, видовое разнообразие, патогенность, микологические нормы

Современный город, отличающийся от естественных биогеоценозов коренным образом, характеризуется как особая экосистема или урбоэкосистема. Нужно отметить, что урбоэкосистема включающая в себя основную часть мирового населения, составляет 1,5% земной поверхности. В то же время, динамический рост городского населения и увеличение негативного воздействия на окружающую среду, приводит к увеличению факторов риска. Иными словами, быстрый рост урбанизации, превратился в «источник инфекции цивилизации» [4, 5, 8]. Совместно с этим, неправильное использование отопительных систем в жилых зданиях, недостатки вентиляционных систем, а также технические неполадки в трубопроводах, выделенных для оттока воды в зданиях и тому подобные чрезвычайные ситуации приводят к заметному увеличению патогенной активности формирующейся в этих условиях микобиоты [1, 3, 9]. Поэтому, микологическая экспертиза жилых зданий имеет очень важную значимость, в которых отмечаются чрезвычайные ситуации в широких или узких масштабах.

Объекты и методы исследования:

В ходе исследования были выбраны 10 многоквартирных жилищ, 5 из них в новопостроенных комплексах, а 5 из них находились в долю эксплуата-

тируемых зданиях, где отмечались чрезвычайные ситуации. В выбранных зданиях были взяты пробы из атмосферного воздуха различных комнат, в том числе коридора, ванной, кухни, гостиной и спальней комнат, а также были взяты пробы с потолков, со стен и полов как методом седиментации, так и аппликации и были инокулированы в таких питательных средах, как Чапек, Чапек-Докс, Сабуро. После этого формирующийся колонии грибов анализируют по культурально-морфологическим характеристикам и идентифицируя, выводят в чистую культуру [6, 7]. Отметим, что как 1 м³ атмосферного воздуха, так и в 1 гр. аппликативного материала выражается в КОЕ (колониобразующие единица), что в свою очередь показывает их общее множество [3].

Результаты и их обсуждение:

Было выявлено, что в зданиях, которых отмечаются чрезвычайные ситуации, формирующейся микобиота представлена 62 видами (табл. 1). В это время внутри микобиоты происходят и количественные и качественные изменения. Отметим, что качественные изменения внутри микобиоты, выделяющиеся высокой обогатенностью того или иного видового разнообразия рода и некоторых видов грибов оценивается высокой патогенной активностью. Изучение таксономической структуры формирующейся микобиоты зданий, отмечаемых чрезвычайные ситуации, показывает поселение здесь 12 родов принадлежащих разным видам. Анализ родового состава микобиоты, показывает неизменность видов 4 родов.

Таким образом, род *Penicillium* 80-90%, *Aspergillus* 50-60%, *Cladosporium* 40-50% и *Mucor* 30-40% характеризуются частотой встречаемости, демонстрируя доминантное положение. Хотя *Rhizopus*, *Phoma* и *Chaetomium* имеют частоту встречаемости 20-30%, показатели остальных родов были ниже 10%.

Сравнительная характеристика видового разнообразия микобиоты жилых зданий показала, что 2 рода – *Penicillium* и *Aspergillus* представлены большим количеством.

Так как род *Penicillium* составляет 22 вида, или же 35,5%, *Aspergillus* 17 видов- 27,5%, *Mucor* 5-видов, или же 8%, *Rhizopus* и *Stachybotrys* каждый по 3 вида или же 4,8%, *Cladosporium*, *Chaetomium*, *Doratomyces*, *Phoma*, *Ulocladium* каждые по 2 вида или же по 3,2%, *Dicyma*, *Monodictus* каждый по одному виду или же по 1,6%. В то же время стало известно, что 4 вида грибов считающиеся случайностью в жилых домах, во время чрезвычайных ситуаций, в том числе *Dicyma olivaceae* Von Arx., *Doratomyces stemonites* Morton et Smith, *Doratomyces microsporus* Sacc., *Monodictus castanea* Walr были впервые найдены.

Таблица 1

Видовое разнообразие микобиоты сформировавшийся в жилых зданиях во время чрезвычайных ситуаций

Роды грибов	Виды
<i>Aspergillus</i> (1/17)	<i>Aspergillus clavatus</i> Desm; <i>A.flavus</i> Link.: Fr.; <i>A.fumigates</i> Fresen; <i>A.nidulans</i> G. Winter; <i>A.niger</i> Tiegh; <i>A.niveus</i> Blochwitz; <i>A.oryzae</i> Cohn; <i>A.repens</i> Fischer; <i>A.ruber</i> Thom et Church; <i>A.sulphureus</i> Thom et Church; <i>A.terreus</i> Thom; <i>A.terricola</i> Marchal; <i>A.ochraceus</i> K. Wieh; <i>A.candidus</i> Link.: Fr.; <i>A.sydowii</i> Thom et Church; <i>A.versicolor</i> Tirab; <i>A.ustus</i> Bainier
<i>Cladosporium</i> (1/2)	<i>Cladosporium cladosporioides</i> G-A.de Vries; <i>C.herbarium</i> Link
<i>Chaetomium</i> (1/2)	<i>Chaetomium globosum</i> Kunze; <i>Ch. humicolum</i> Van Varmelo
<i>Dicyma</i> (1/1)	<i>Dicyma olivaceae</i> Ven Arx
<i>Doratomyces</i> (1/2)	<i>Doratomyces stemonitis</i> Pers. Ex Fr.; <i>D.microsporus</i> Sacc
<i>Phoma</i> (1/2)	<i>Phoma epyrena</i> Sacc.; <i>Ph. herbarium</i> Westend
<i>Monodictus</i> (1/1)	<i>Monodictus castanea</i> Walr
<i>Mucor</i> (1/5)	<i>Mucor circinelloides</i> Tiegh; <i>M.globosus</i> Fischer; <i>M.hiemalis</i> Wehmer; <i>M.racemosus</i> Fresen; <i>M.plumbeus</i> Bonord
<i>Penicillium</i> (1/22)	<i>Penicillium aurantiogriseum</i> Dierckx; <i>P.brevi-compactum</i> Dierckx; <i>P.chrysogenum</i> Thom; <i>P.canescens</i> Sopp; <i>P.decumbens</i> Thom; <i>P.digitatum</i> Sacc; <i>P.expansum</i> Link; <i>P.frequentans</i> Westling; <i>P.funiculosum</i> Thom; <i>P.kewense</i> Smith; <i>P.lanosum</i> Westling; <i>P.ochraceum</i> (Bainier) Thom; <i>P.ochrochloron</i> Biourge; <i>P.oxalicum</i> Currie et Thom; <i>P.paxilli</i> Bainier; <i>P.purpurogenum</i> Stoll; <i>P.roquefortii</i> Thom; <i>P.rubrum</i> Stoll; <i>P.spinulosum</i> Thom; <i>P.tardum</i> Thom; <i>P.terrestre</i> Jensen; <i>P.verrucosum</i> Dierckx
<i>Rhizopus</i> (1/3)	<i>Rhizopus arrhizus</i> Fischer; <i>R.nigricans</i> Ehrenb; <i>R.stolonifer</i> Ehrenb
<i>Stachybotrys</i> (1/3)	<i>Stachybotrys atra</i> Corda; <i>St. bicolor</i> Link ex Gray; <i>St. chartarum</i> S. Huges
<i>Ulocladium</i> (1/2)	<i>Ulocladium botrytis</i> Preuss; <i>U. chartarum</i> Simmons

Также было определено, что в квартирах, где отмечаются чрезвычайные ситуации в узких или широких масштабах, повышается биологическая активность микроскопических грибов, особенно

оппортунистических представителей. В таких зданиях колониеобразующая единица в 1 м^3 (КОЕ/ м^3) воздухе составляет $2 \cdot 10^3$ – $60 \cdot 10^3$, что в 100 раз превышает международную микологическую норму. Увеличение плотности распространяющихся спор грибов в воздушном пространстве комнат различных статусов, является причиной увеличения потенциала контаминации, что в свою очередь обуславливает как экзогенную, так и эндогенную миграцию оппортунистических грибов в организм человека.

Таким образом, в жилых зданиях во время чрезвычайных ситуаций, иными словами в результате дисбаланса экологических факторов, активность оппортунистических видов грибов внутри формирующейся микобиоты, увеличивает заражение людей с пониженной иммунной системой. Следовательно, во внутренних условиях таких зданий, особенно в атмосферном воздухе появляется источник потенциальной опасности микологической инфекции, что в свою очередь приводит к серьезным нарушениям микологической безопасности и к увеличению фактора риска. Поэтому взятие под наблюдение жилых зданий, где отмечаются чрезвычайные ситуации, оценка микологического аспекта считается очень важным.

Литература:

1. Алиев И.А., Джабраилзаде С.М., Ахмедова Ф.Р., Ибрагимов Э.А., Асадова Ш.Ф. Некоторые эко-биологические свойства оппортунистических представителей микобиоты в жилых зданиях // Вестник МГОУ, серия «Естественные науки». 2014. № 2. С. 15-19.
2. Васильев О.Д., Гоик В.Г., Светлов Д.А., Васильева А.О. Методология исследования микобиоты помещений // Проблемы медицинской микологии. 2002. Т. 4, вып. 2. С. 66-67.
3. Лихачев А.Н. Места и источники концентрации пропагул микромитозов в помещениях // Успехи медицинской микологии. 2005. № 5. С. 72-74.
4. Марфенина О.Е., Фомичева Г.М., Кулько А.Б. Экологические условия развития потенциально патогенных мицелиальных грибов // Успехи медицинской микологии. 2005. № 5. С. 74-77.
5. Марфенина О.Е., Каравайко Н.М., Иванова А.Е. Особенности комплексов микроскопических грибов урбанизированных территорий // Микробиология. 1996. Т. 65, № 1. С. 119-124.
6. Саттон Д., Фотергилл А., Ринальди М. Определитель патогенных и условно патогенных грибов. М.: Мир, 2001. 468 с.
7. De Hoog G.C., Guarro J., Gene J., Figueras M.J. Atlas of clinical fungi. CBS, Utrecht; Reus, Spain, 2000. 1126 p.
8. Rylander R. Humid buildings – the problem // Indoor Build Environ. 2003. V. 12. P. 211-213.
9. Zuska B. Biological hazards in Buildings. Warshava: Arkady, 1999. 251 p.

SPECIES DIVERSITY AND PROPERTIES OF PATHOGENICITY MIKOBIOITS FORMED IN RESIDENTIAL BUILDINGS IN THE TIME OF EMERGENCY SITUATION

I.A. Aliyev, A.A. Guseynova

Institute of Microbiology of ANAS, ilham-aliyev-59@mail.ru

The presented work is devoted to the study of species diversity and the properties of the pathogenicity of mycobiota formed in residential buildings during an emergency. It was revealed that, in buildings marked with an emergency situation, representatives of microscopic fungi belonging to 12

genera of 62 species were distributed. It has also been found out that in such buildings the number of these fungi ranges from $2 \cdot 10^3$ to $60 \cdot 10^3$ CFU / м^3 , and this exceeds the international mycological rates by 100 times.

Key words: residential buildings, state of emergency, species diversity, pathogenicity, mycological norms

КАК ОМИЧИ ГОРОД В САД ПРЕВРАЩАЛИ

П.В. Михеенко

Омский Государственный Медицинский Университет, г. Омск, Россия

E-mail автора: docanilop@mail.ru

Статья посвящена проблеме озеленения современного города. Рассмотрен частный случай: г. Омск, утративший своё звание «Город-сад» в 90-е годы XX века. Весной 2017 г. по инициативе жителей было высажено 10000 деревьев на территории парков и скверов. Проведенная акция показала, что омичам очень важна экологическая обстановка их города и они готовы принять участие в ее улучшении.

Ключевые слова: озеленение территории, экология города, зеленые насаждения

Abstract: the Article is devoted to the problem of greening of modern city. In particular: the city of Omsk, which has lost its title of "The garden City" in the 90-ies of the XX century. In the spring of 2017, on the initiative of the residents, 10.000 trees were planted in the parks and gardens. The action showed that the environmental situation of their city is very important for Omsk citizens and they are ready to take part in its improvement.

Keywords: landscaping, ecology, green spaces

Одним из первых, кто обратил внимание общественности на пагубные экологические последствия человеческой деятельности, был Ф.Энгельс. В работе «Диалектика природы», оценивая последствия вырубki лесов, он писал: «Людам, которые в Месопотамии, Греции, Малой Азии и в других местах выкорчевывали леса, чтобы получить таким путем пахотную землю, и не снилось, что они положили начало нынешнему запустению этих стран, лишив их вместе с лесами центров скопления и сохранения влаги», и далее: «какое им было дело до того, что тропические ливни потом смывали беззащитный отныне верхний слой почвы, оставляя после себя лишь обнаженные скалы!» [4].

В современном городе складывается во многом неблагоприятная для жизнедеятельности человека экологическая обстановка. В условиях непрерывного повышения техногенных нагрузок на городского жителя, покрытые растительностью пространства города становятся мощным средством нейтрализации негативного воздействия отрицательных факторов. Обеспеченность населения зелеными насаждениями общего пользования в России отстает от

нормативов и не превышает 3-7 м² на человека. В санитарно-гигиенические функции зеленых насаждений входит очистка приземного воздуха и его обогащение кислородом – среди зеленых насаждений запыленность воздуха в 2-3 раза меньше, чем на открытых городских территориях. Важнейшим свойством растений является их способность уменьшать бактериальную загрязненность воздуха, повышать его ионизацию, обогащать фитонцидами. Один гектар можжевельниковых насаждений за сутки выделяет 30 кг фитонцидов – этого количества достаточно для уничтожения всех микробов в большом городе. Следует подчеркнуть, что в реальных условиях городского окружения лишь значительные по площади зеленые массивы оказывают заметное влияние на микроклимат и тепловой режим территории. Именно поэтому следует стремиться к расширению площади зеленых насаждений в городах [3].

Когда-то имевший статус «город-сад», Омск сейчас стремительно теряет свои прежние зеленые одеяния. Нет ни одного омича, который бы увидел старые фотографии города советских времен, не начал бы с тоской вздыхать по огромному количеству раскидистых крон деревьев, растущих вдоль центральных улиц.

Для создания озелененных территорий (или объектов озеленения) необходим комплекс знаний и профессиональных навыков в области проектирования, строительства, биоэкологии, эксплуатации различных по своему назначению объектов, сформированных на протяжении длительного периода времени [5].

Однако в 2017 г. жители г. Омска смогли внести свой большой вклад в озеленение территории города. Организатором акции стал кедровый питомник «Юбилейный». Его основные направления работы – саженцы кедра, сосен, елей, пихт и лиственниц. 10000 деревьев было выдано благодаря проведению данной акции. Даже если предположить гипотетически, что по различным причинам из общего числа не было высажено процентов тридцать, результат действительно впечатляет. Особенно если учесть, что такой объем был произведен всего за три месяца. Для сравнения: с 2014 по 2016 г., в рамках программы «Моя улица», под патронажем мэрии Москвы были высажены 8000 деревьев. Примерно то же количество, но за два года, а не за три месяца, как это было в Омске. 7 марта 2017 г. состоялось начало акции «Сдай макулатуру – получи дерево». Организаторы опубликовали запись на своём официальном сайте, в которой предлагали населению сдать макулатуру в обмен на саженцы хвойных деревьев.

Как сообщается на сайте кедрового питомника, одна тонна макулатуры сохраняет от вырубки 10 деревьев, которые выделяют кислород для 30 человек, экономит 1000 кВт электроэнергии и 20000 литров пресной воды. За 5 кг макулатуры каждый участ-

ник данной акции мог претендовать на один саженец кедра возрастом 3-4 года, за 8 кг макулатуры выдавалась трёх- или четырёхгодовалая пихта сибирская или лиственница, за 15 кг макулатуры один кедр возрастом 6-7 лет, за 25 кг макулатуры один саженец голубой ели или горная сосна возрастом 3-4 года [2].

Вести о проводимой акции быстро и бурно разлетелась среди жителей города и уже через несколько недель инициативная группа «Экология женщины» организовала новую акцию «Посади дерево желаний». Горожане, под лозунгом «Вернем городу звание Город-Сад» начали совместными усилиями собирать макулатуру, предлагая всем желающим, взамен на принесенную бумагу, получить право посадить саженец, закопав рядом с корнями в землю своё пожелание городу, записанное на пергаменте. Для озеленения было выбрано два сквера, выделенные администрацией округа [1].

Было собрано 1860 кг макулатуры и получено от питомника "Юбилейный": 50 кедров, 18 голубых елей. Помимо того, 50 кедров и 9 елей было подарено парку «Птичья Гавань», 9 елей были доставлены в один из детских домов, а "Сибирский питомник" подарил 20 канадских кленов и 20 дубов, которые были высажены в выделенных администрацией скверах. Количество вывезенной макулатуры за первый месяц акции составило 25 тонн. К окончанию акции, проводимой питомником, было выдано: 4100 кедров, 2400 голубых елей, 1900 пихт, 900 лиственниц, 700 горных сосен. Итого 10000 деревьев. Если растения с открытой корневой системой плохо прижились, участник получал бесплатно новые. На текущий момент эту акцию питомник «Юбилейный» проводит не только в Омске, но еще и в Челябинске и Новосибирске.

С одной стороны, растения жизненно необходимы для города, а с другой – именно город, точнее хозяйственная деятельность горожан создает труднопреодолимые препятствия для их нормального развития. Это противоречие должно быть разрешено в пользу зеленого мира городов, а значит, в конечном итоге, городского населения. Для того чтобы повысить качество озеленения, в городах вводят различные нормы и правила, устанавливающие минимальные требования, которые необходимо соблюдать при проведении озеленительных работ. В правилах расписано, как подготовить территорию для посадки, какие бывают грунты, их характеристики (кислотность, соленость и т.д.) и какие меры надо предпринять, чтоб их улучшить. Не менее значима в создании озелененных территорий и газонная растительность. Около трети территорий лишены её и это приводит к резкому запылению оголенных поверхностей, уменьшает количество получаемого кислорода и увеличивает уровень шумового загрязнения [3].

Проведение подобных мероприятий в обязательном порядке значительно бы могло поддержать

и улучшить экологическую обстановку России. Людям совершенно безразлична экология и эстетика их города. Жители отличаются очень высокой чувствительностью к переменам в экологической обстановке. Такой поток участников акции говорит только об одном: озеленение городов может стать всеобщей целью. Необходима инициатива, которую проявил кедровый питомник, правительственная поддержка, и в каждом населенном пункте возможно будет найти немало количество людей, готовых направить свои силы на облагораживание и озеленение окружающей среды.

Литература:

1. В двух скверах появятся деревья с пожеланиями добра Омску [Электронный ресурс] / Мария Ильченко. – Электрон. журн. – РИА Омскпресс, Режим доступа: http://omskpress.ru/news/76990/v_dvux_skverax_poyavyatsya_derevya_s_pojelaniyami_, свободный
2. В Омске проходит акция «Сдай макулатуру - получи дерево» [Электронный ресурс] / Наталья Корнеева. – Электрон. журн. – Аргументы и Факты-Омск, Режим доступа: http://www.omsk.aif.ru/society/v_omske_prohodit_akciya_sday_makulaturu_-_poluchi_derevo, свободный
3. Денисов В.В., Курбатова А.С., Денисова И.А. Экология города. Ростов-на-Дону: "МарТ", 2008. 832 с.
4. Коробкин В.И., Передельский Л.В. Экология. Ростов-на-Дону: Феникс, 2007. 602с.
5. Теодоронский В.С., Горбатова В.И., Горбатов В.И. Озеленение населенных мест с основами градостроительства. Москва: Академия, 2011. 128 с.

СТРОИТЕЛЬСТВО

УДК 624.131.3

АНАЛИЗ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЗЕМЛЕБИТНОЙ СМЕСИ ПРИОРАТСКОГО ДВОРЦА

А.М. Тюрикова

Санкт-Петербургский горный университет,
г. Санкт-Петербург, Россия

Е-mail автора: tyurikova98@gmail.com

Данная работа основана на натурном моделировании землебитных кирпичей для определения их водоустойчивости и других механических свойств. В ходе лабораторных испытаний был определен гранулометрический состав исходной земляной смеси, а также степень водоустойчивости и механические свойства моделей. На основании результатов был определен оптимальный состав глинистой составляющей.

Ключевые слова: землебитное строительство, оптимальная смесь, экологичные материалы, Приорат, физико-механические свойства

Современный мир стремится к получению экологических и легкодоступных строительных материалов. В погоне за новыми технологиями, человек забывает о старых, проверенных временем способах строительства. В данной статье на примере Приоратского дворца разбираются положительные

качества землебитного строительства. Несомненным достоинством является дешевизна, а также пожаробезопасность и долговечность материалов.

Ещё в 1794 году в Москве была издана книга Франциска Коантеро, рассказывающая о том, как строить дешевое и прочное жилье, срок эксплуатации которого, по утверждению автора, составлял 165 лет. Франциско советовал использовать клейкие виды почв, смешивая их при необходимости с песком. Пригодна ли местная земля для строительства землебитных домов, определялось путем раскатывания цельного куска: если он не распадался – годится, если нет – грунт нуждается в дополнительных минеральных добавках, причем жирную землю нужно было разбавлять землей «тощей», легко рассыпающейся. Почву слегка смачивали водой и хорошо трамбовали [4]. Стены обмазывали известью или ее смесью с песком, алебастром или раствором из глины, извести и шерсти. Кровлю покрывали гонтом – дощечками, выпиленными преимущественно из хвойных пород дерева.

Обратимся к единственному сохранившемуся памятнику землебитного строительства – Приоратскому дворцу. Дворец расположен в пригороде Санкт-Петербурга, городе Гатчина, и возвышается на берегу Черного озера уже почти три столетия. Архитектор Приората Н.А. Львов подобрал такой состав грунтомамы, что по прочности она по сей день соперничает с железобетоном. Объемный состав этой грунтомамы следующий: гравий крупностью от 3 до 7 мм – 4%; песок – 58%; пыль (мелкая земля) – 20%; глина – 18% [1]. Органические примеси не добавлялись. Для получения земляной массы, удалив верхний слой почвы, грунт выкапывали из карьера, разрыхляли и просеивали через сито, чтобы удалить камни и другие включения. Подготовленную массу естественной влажности засыпали слоем 12-15 см в деревянную переставную опалубку. Слой плотно утрамбовывали до толщины 5-6 см. Сверху слоя наносился известковый раствор и вновь укладывался очередной слой грунта. Для повышения устойчивости здания стены расширялись книзу. Когда стены были доведены до уровня перекрытия между первым и вторым этажами, строители применили для кладки земляной кирпич. Известно, что всего было уложено 11790 земляных кирпичей. Затем строители снова перешли к простой набивке, после чего поверхность стен растирали скипидарной водой для увеличения вязкости фунта и предохранения стены от размокания [2].

Целью работы было классифицировать грунтомассу по ГОСТ 25100-2011 и оценить физические, механические и водоустойчивые свойства материала. Для оценки состава и физико-механических свойств материала были сформованы модели кирпичей. Ориентиром являлся состав сме-

си, приведенной в литературных и фондовых материалах, описанный ранее.

При изготовлении моделей были использованы разные виды глинистых пород: I и II опыты проводились с использованием глинистых разностей преимущественно гидрослюдистого состава, в III были использованы кембрийские глины, содержащие в составе гидрослюда и монтмориллонит. В данную смесь добавлялась вода до приобретения смесью влажности, близкой к естественной (10-14%). Далее кирпичи утрамбовывались примерно в 1,5 раза и оставались на воздухе при комнатной температуре до полного высыхания.

После проведения гранулометрического состава получившихся образцов отмечено, что смеси № I и II практически соответствуют рецептуре, использованной при постройке Приоратского дворца. Различия в процентных соотношениях обусловлены тем, что для разных генетических типов глин соотношение пылеватых и глинистых фракций различно. Поскольку в литературных и фондовых материалах нет указания о типах или возрасте глинистых пород, то в рамках эксперимента наиболее оптимальный состав подбирался опытным путем.

Одновременно с изготовлением моделей были проведены серии лабораторных исследований физических свойств исходной смеси (влажность, плотность минеральной части, границы текучести и пластичности), а также определен гранулометрический состав ареометрическим методом. По результатам гранулометрического состава образцы I и II, содержащие в составе гидрослюда, являются супесью песчанистой, а образец III – суглинком легким песчанистым [5]. Кроме того образцы № I и II в конечном итоге имеют более высокую плотность (2,38-2,40 г/см³). По ГОСТ 25100-2011 их можно классифицировать, как плотные, а образец № III (2,07 г/см³) – средней плотности.

Готовые модели подвергали ряду испытаний для определения параметров прочностных свойств: предела прочности на одноосное сжатие, сцепления и угла внутреннего трения. Прочность на одноосное сжатие у образцов I и II варьирует от 8,8 до 11,2 МПа, в то время как для образца III не превышает 3,5 МПа. Сцепление образцов изменяется в пределах 1,0-2,8 МПа, угол внутреннего трения 31-34°, наименьшие показатели соответствуют образцу III. Полученные результаты наглядно показали, что образцы № I и II обладают более высокими параметрами прочности. По ГОСТ 25100-2011 они классифицируются как малопрочные, а образец III – пониженной прочности, если рассматривать полученные образцы, как скальные и полускальные образования.

Водоустойчивость образцов определялась с помощью компрессионно-фильтрационного прибо-

ра. Средний коэффициент фильтрации для трех образцов составил 0,2 м/сут, согласно классификации ГОСТ 25100-2011 материал можно отнести к слабо-водопроницаемым, если принять образцы за скальные образования.

Основным материалом при строительстве Приоратского дворца являлась сбалансированная смесь песка, глины и гравия. Главнейшее достоинство данной постройки, выполненной в технике землебитного строительства, заключается в том, что ее прочность с течением времени лишь увеличивается [3]. Проведенные исследования доказывают надежность использования земляной смеси для создания прочных безопасных построек. Проведенные исследования показывают, что указанная в литературных и фондовых материалах рецептура обеспечивает получение образцов высокой прочности и высокой степени водостойчивости.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что землебитное строительство забыто незаслуженно. И по сей день возможно создание сооружений этим уникальным способом. Кроме того, мы обязаны сохранять и поддерживать уникальное строение – Приоратский дворец. Результаты данной работы также могут быть полезны при ведении реставрационных работ.

Литература:

1. Дмитриев Н. Земляное строение в Приоратском парке в Гатчине // Строитель. 1895. № 24.
2. Ключарианц Д.М., Раскин А.Г. Гатчина: Худож. памятники. СПб, 2001. С. 246-262.
3. Свенторжецкий В.В. Земля как строительный материал, Л., 1933
4. Спащанский А.Н. Технология землебита [Электронный ресурс] // Исторический журнал «Гатчина сквозь столетия». URL: <http://history-gatchina.ru/article/zemlebit.htm> (дата обращения: 29.07.2018)
5. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация

PHYSICAL AND MECHANICAL PROPERTIES ANALYSIS OF PRIORAT PALACE EARTHEN MATERIALS

A.M. Tyurikova

This work is based on earth-made brick models to proof theirs high durability and other mechanical properties. During the laboratory work there granulometric composition, degree of water resistance and mechanical properties of models were determined. According to the result the optimal composition of clay ingredient was selected.

Keywords: earth-made construction, optimal mix, eco-friendly materials, Priorat, physical and mechanical properties

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХРАНИЛИЩА ДАННЫХ ДЛЯ АНАЛИЗА ПРОВЕДЕНИЯ ПРИЁМНОЙ КАМПАНИИ ВУЗА

В.И. Монахов, С.В. Матвеева

Российский государственный университет
им. А.Н.Косыгина, г. Москва, Россия

Е-mail авторов: monvi@rambler.ru

Рассматривается проектирование аналитической системы проведения приемной кампании в ВУЗе. Проведен сравнительный анализ различных вариантов построения хранения данных с учетом финансовых затрат, объемов данных и эффективности выполнения сложных запросов. Выбран вариант использования транзакционной базы для хранения информации о ходе приемной кампании вуза и хранилища данных для выполнения задач ее анализа. Для проектирования базы данных использовался MS SQL Server, а для реализации хранилища данных использовалась служба Microsoft Analysis Services.

Ключевые слова: база данных, хранилище данных, многомерная модель, измерения, уровни иерархии, меры, куб.

The design of the analytical system of the admission campaign in the university is considered. The comparative analysis of various variants of construction of data storage is carried out taking into account financial expenses, volumes of the data and efficiency of performance of difficult queries. A variant of using the transactional database for storing information about the course of the university admission program and the data warehouse for performing the tasks of its analysis was chosen. MS SQL Server was used to design the database, and Microsoft Analysis Services was used to implement the data warehouse.

Keywords: database, data warehouse, multidimensional model, dimensions, hierarchy levels, measures, cube

Приёмная кампания является важным элементом деятельности ВУЗа, обеспечивая качественное формирование контингента образовательного учреждения.

Проектирование базы и хранилища данных для анализа информации о ходе приемной кампании ВУЗа является актуальной проблемой, так как большую часть своего времени сотрудники приемной комиссии тратят на занесение документов в единую базу, обработку результатов вступительных испытаний и создание отчетности по различным критериям. Процесс обработки такого объема информации вручную чрезвычайно трудоемок и занимает приблизительно от нескольких часов до нескольких суток. Рациональная обработка текстовой

информации осуществляется в базах данных, которые составляют основу компьютерного обеспечения информационных процессов.

Анализ информации, связанной с проведением приемной кампании, позволяет выявить узкие места и недочеты и в конечном итоге проводить её более эффективно в будущем.

При настройке аналитической системы следует решить вопрос о том, где должны храниться данные. Здесь нет универсального решения, поскольку объем хранимых данных, желаемая производительность, а также финансовые возможности влияют на принятие решение в этой области.

Существует несколько вариантов, из которых можно сделать выбор [1]:

- использование существующей базы данных, хранящей информацию о проведении приёмной кампании;
- использование копии рабочей базы данных, предназначенной только для выполнения анализа информации;
- создание отдельного хранилища данных (аналитической базы данных), пополняемого данными рабочей базы данных.

Использование существующей прикладной БД является самым простым вариантом. Основными достоинствами такого подхода являются: не требуется создания дополнительной базы данных, не требуется поддерживать функционирование дополнительного сервера базы данных, не требуется выполнять перемещение данных из одной базы данных в другую базу или хранилище данных и выполнять преобразование перемещаемых данных. Недостатками являются: значительные нагрузки при выполнении задач анализа могут замедлить выполнения обычных функций, плохая приспособленность транзакционной базы данных для целей анализа данных. Обычно данный подход является промежуточным этапом для «реальных» аналитических приложений и используется для выработки предварительных решений, которые в дальнейшем будут использоваться для целей анализа данных.

Создание копии рабочей базы данных для задач анализа данных возможно, если база поддерживает механизм репликации, также является незатратным способом решения задач анализа. Достоинствами этого подхода является: сопровождение однотипных баз данных, отсутствие необходимости преобразования данных. К недостаткам можно отнести то, что транзакционные базы данных плохо оптимизированы для целей аналитики, а сама схема данных неудобна для реализации функций анализа данных, приходится управлять двумя серверами баз данных (транзакционной и аналитической).

Два первых варианта похожи и их можно использовать для несложных аналитических задач на небольших объемах данных. При возрастании сложности задач и объемов хранимых данных целе-

сообразно переходить к специализированным базам данных аналитики или как их чаще называют хранилищам данных. При использовании хранилищ данных

Основными отличиями аналитических баз данных от транзакционных являются характер выполняемых операций и формат хранимых данных.

Первое отличие состоит в том, что транзакционные операции подразумевают много простых операций чтения, записи и обновления отдельных записей таблиц базы данных. Операции в аналитических базах данных включают менее частые операции чтения, которые затрагивают гораздо больший объем данных. Например, транзакционный запрос может заключаться в получении последней продажи заданного клиента, аналитический запрос требует обобщить все продажи клиента, например, за последний квартал, а также может требовать графическое представление полученных результатов.

Существуют различные виды хранилищ данных: открытые базы данных, базы данных, реализо-

ванные в виде облачных сервисов, проприетарные (платные) базы данных.

Базы данных аналитики с открытым исходным кодом обычно основаны на популярной и свободно распространяемой базе данных PostgreSQL. Примером такой базы данных является Citus. Достоинствами таких баз является свободное использование и использование для запросов диалекта языка PostgreSQL. К недостаткам можно отнести необходимость управлять дополнительным сервером баз данных, необходимость дополнительной настройки, экспортирования и преобразования данных.

Облачные сервисы от известных поставщиков Amazon, Microsoft, Google, Oracle представляет полностью управляемые хранилища данных. Это бывает удобно, так как функции сопровождения поддерживаются поставщиками, сокращаются затраты на аппаратно-программную инфраструктуру, оплачиваются только предоставляемые и реально потребленные услуги. К недостаткам можно отнести необходимость решения задачи экспортирования и преобразования данных рабочей базы данных для загрузки в облачный сервис.

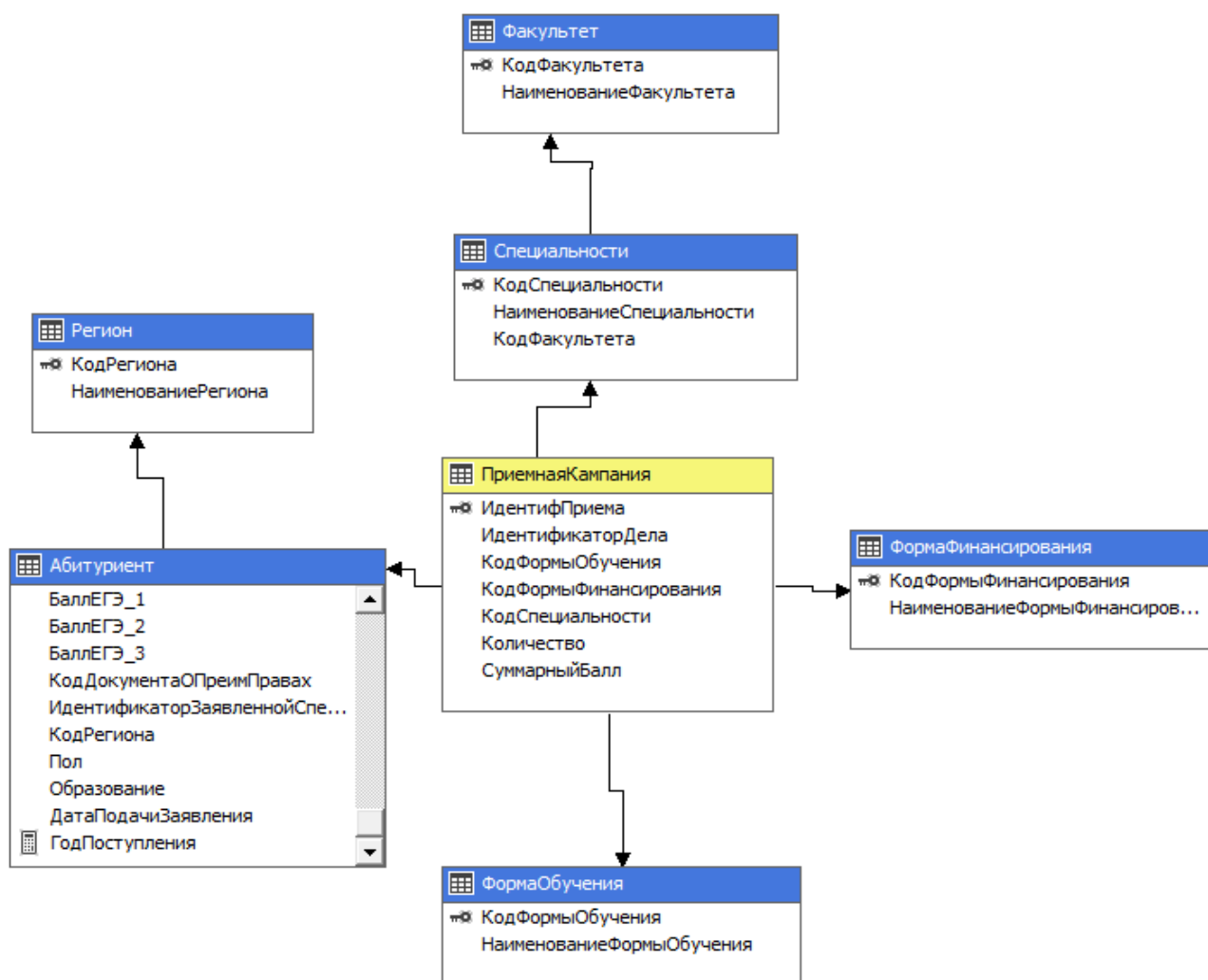


Рис. 1. Многомерная модель данных.

Существует множество сложных серверов баз данных от известных производителей Oracle, MS SQL, оптимизированных для аналитических функций. К числу достоинств следует отнести поддержку сложных аналитических приложений, наличие средств экспортирования и преобразования данных. К числу недостатков можно отнести высокую стоимость (хотя поставщики предоставляют облегченные по функционалу бесплатные версии), необходимость опыта в настройке и администрировании таких баз данных.

Основными целями и задачами исследования было проектирование транзакционной базы для хранения информации о ходе приемной кампании вуза и хранилища данных для анализа информации. В процессе разработки, за основу была взята система MS SQL Server 2014 [2, 3].

В системе MS SQL Server 2014 была определена структура базы данных: таблицы, колонки и связи между таблицами.

Для реализации хранилища данных использовалась служба Microsoft Analysis Services. Для этих целей в рамках проекта хранилища данных были определены источники данных и их представления (определяют из каких таблиц, какие колонки выгружать). Далее были определены измерения для проведения последующего анализа: временные и категориальные (формы обучения, направления и т.д.). Для измерений были определены уровни иерархии. В завершение был определен куб (аналитическая структура данных) на основе выбранных мер (храняемых фактов), определенных ранее измерений с выбранными атрибутами. Схема многомерной модели данных приведена на рис.1. В центре многомерной модели располагается куб *Приемная кампания* с мерами: *Суммарный бал* и *Количество*. Измерениями в модели являются таблицы: *Специальность*, *Форма финансирования*, *Форма обучения*, *Абитуриент* (с атрибутами *Образование*, *Год поступления*, *Пол*), *Регион*. Анализ можно проводить по мерам куба в разрезе измерений и их атрибутов как в службе Analysis Services, так и в среде MS Excel, настроив соединение хранилищем данных.

Настройка средств выгрузки информации из транзакционной базы данных в хранилище данных выполняется прозрачно, так как транзакционная и аналитическая база данных реализованы на одном движке.

Литература:

1. Which data warehouse should you use? URL: <https://www.metabase.com/blog/which-data-warehouse-to-use>
2. Материалы по SQL Server 2014. URL: [https://msdn.microsoft.com/ru-ru/library/hh231699\(v=sql.120\).aspx](https://msdn.microsoft.com/ru-ru/library/hh231699(v=sql.120).aspx)
3. Многомерное моделирование средствами Службы Analysis Services в среде SQL Server Data Tools. URL: [https://msdn.microsoft.com/ru-RU/library/ms170208\(v=sql.120\).aspx](https://msdn.microsoft.com/ru-RU/library/ms170208(v=sql.120).aspx)

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА НОВОСТНЫХ ПЕЧАТНЫХ ИЗДАНИЙ

В.И. Монахов, Г.М. Мухеев

Российский государственный университет им. А.Н. Косыгина, г. Москва, Россия

E-mail авторов: monvi@rambler.ru

Рассматривается проектирование системы мониторинга новостных печатных изданий. Для создания программного интерфейса системы мониторинга была выбрана технология Windows Presentation Foundation. Для проведения тонального анализа текста использовался веб-сервис Azure Machine Learning. Разработка приложения выполнялась в среде Visual Studio Community. Для хранения информации была спроектирована база данных с использованием облачного сервиса Windows Azure SQL Databases от корпорации Microsoft.

Ключевые слова: средства массовой информации, мониторинг, фильтрация, классификация, тональный анализ, веб-сервис, облачный сервис

There are solved the problem of design of a monitoring system for news prints. To create a software interface for the monitoring system, the Windows Presentation Foundation technology was chosen. Azure Machine Learning web service was used for sentiment analysis of text. The application was developed in Visual Studio Community. To store information, a database was designed using the Windows Azure SQL Databases cloud service from Microsoft Corporation.

Keywords: media, monitoring, filtering, classification, sentiment analysis, web service, cloud service

В современном мире информационные технологии играют очень важную роль в большинстве сфер жизни человека. С помощью информационных технологий человек может получить любую информацию в любое время суток. Информационные технологии упрощают многие задачи, связанные с обработкой больших объемов информации.

В последнее время информационные технологии также используются в обработке печатных изданий средств массовой информации. С использованием информационных технологий все печатные издания хранятся в единой базе данных и могут своевременно пополняться, редактироваться и удаляться. Важной и в то же время трудоемкой задачей является мониторинг новостных печатных изданий в виду значительного объема анализируемой информации.

Основными этапами мониторинга являются [3]: наблюдение за выбранными изданиями, сохранение найденных материалов, их фильтрация и классификация, передача собранной информации для дальнейшего анализа. В результате мониторинга фор-

мируется отчет, который содержит следующую информацию: основные события, связанные с объектом мониторинга, проблемные темы, тональность материала, количество упоминаний выделенных событий в изданиях.

Для создания программного интерфейса системы мониторинга была выбрана технология Windows Presentation Foundation (WPF) [2]. Технология WPF является частью платформы .NET и представляет собой подсистему для построения графических интерфейсов программных приложений.

При создании традиционных приложений на основе стандартных форм в операционной системе Windows за отрисовку элементов управления и графики отвечают такие части операционной системы, как User32 и GDI+. В приложениях WPF такая отрисовка выполняется средствами DirectX. Ключевой особенностью вывода графики в WPF является то, что основная часть работы по отрисовке графики от простейших элементов до сложных рисунков ложится не на основной процессор, а на графический процессор видеокарты. Это позволяет использовать аппаратное ускорение графики и в конечном итоге повысить производительность приложения.

Одной из важных особенностей разработанной системы является использование языка декларативной разметки интерфейса XAML, основанного на XML. Это позволяет создавать насыщенный графический интерфейс, использовать декларативное описание интерфейса в сочетании с программным кодом на языках C# и VB.NET.

Преимуществами WPF являются:

- использование при разработке приложения языков C# и VB.NET, являющихся традиционными для .NET-платформы;
- использование декларативного описания GUI на специальном языке разметки, а также возможность его сочетания с программными средствами создания графики языков C#/VB.NET;
- независимость приложения от устройств вывода и их разрешения, поскольку в WPF размеры элементов графического интерфейса определяются в единицах, независимых от технических характеристик этих устройств;
- использование новых возможностей, которые трудно реализовать в стандартных технологиях вывода графики (создание трехмерных моделей, использование стилей и шаблонов при выполнении привязки данных к элементам интерфейса);
- совместимость приложений WPF со стандартными окнами, что позволяет использовать обычные формы со стандартными элементами управления;
- использование аппаратного ускорения графики при работе как с двух- так и трехмерной графикой или текстом. Все компоненты приложения преобразуются в объекты, воспринимаемые средст-

вами Direct3D, а затем визуализируются с помощью процессора видеокарты. Это повышает производительность приложения и сглаживает процесс вывод графики;

– поддержка всей линейки операционных систем семейства Windows от XP до 10.

Следует учитывать, что размер программного кода на WPF и объем требуемой для работы таких приложений памяти немного превышает аналогичные характеристики приложений, построенных на стандартных формах Windows. Однако более широкие графические возможности и высокая производительность при работе с графикой в значительной степени компенсирует указанные недостатки.

Для автоматического поиска текста и проведения его тонального анализа в автоматизированной системе использовался веб-сервис Azure Machine Learning.

Разработка приложения выполнялась в среде Visual Studio Community.

Для хранения всей необходимой информации была спроектирована база данных с использованием облачного сервиса Windows Azure SQL Databases от корпорации Microsoft [1].

Получившие широкое распространение облачные технологии представляют новую парадигму обработки данных, в которой облачный сервис полностью берет на себя вопросы хранения и обработки данных, генерации аналитических отчетов, а также предоставляет средства синхронизации данных между локальной и облачной инфраструктурами. Все это делает работу пользователя удобной, комфортной и малозатратной.

Сервис является частью Windows Azure и базируется на реляционной СУБД Microsoft SQL Server. Он имеет ряд ограничений по сравнению с базовой СУБД, предоставляя возможность работы только некоторыми базовыми типами данных: числовыми, символьными (включая Юникод), временными, геометрическими, двоичными и некоторыми другими. Данное ограничение является несущественным для рассматриваемой системы.

Основными достоинствами облачных технологий в организации хранения и обработки данных являются:

- круглосуточная доступность услуги, предоставляемой через Интернет;
- использование автономных и взаимно независимых вычислительных ресурсов;
- расширяемость и масштабируемость, достигаемая использованием для обработки и хранения данных серверов удаленных датацентров;
- сбалансированность нагрузки путем ее распределения по многим физическим машинам, позволяющая предоставить пользователю необходимые ему ресурсы;
- экономия финансовых ресурсов, которая обеспечивается условиями оплаты предоставляе-

мых услуг по подписке и только за фактический объем потребленных ресурсов;

– снижение издержек на капитальные вложения и основные средства компании;

– простота использования, отсутствие затрат на содержание вычислительной инфраструктуры и высококвалифицированного персонала для ее обслуживания.

Литература:

1. Выбираем Windows Azure // URL: <https://habrahabr.ru/company/microsoft/blog/155617>
2. Введение в WPF // Metanit. URL: <https://metanit.com/sharp/wpf/1.php>
3. Мониторинг СМИ. Википедия // URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Мониторинг_СМИ

ПРАВО

КОМПЕНСАЦИЯ МОРАЛЬНОГО ВРЕДА КАК МЕРА ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Е.А. Румма

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

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

Гражданско-правовая ответственность является собой санкцию, применяемую к правонарушителю в виде возложения на него дополнительной гражданско-правовой обязанности или лишения принадлежащего ему гражданского права. Санкции, которые применяются в отношении правонарушителя, связаны с дополнительными обременениями для него, таким образом, являются для правонарушителя наказанием за совершенное правонарушение.

Отличительной чертой гражданско-правовой ответственности является то, что дополнительные обременения, возлагаемые на должника, отражают собой факультативный признак ответственности, в то время, как главное для гражданско-правовой ответственности не это не кара, а компенсация. Даже при наложении на должника неэквивалентных обязанностей, это происходит по причине необходимости полного возмещения вреда, причиненного потерпевшему, а не по причине выполнения гражданско-правовой ответственностью функции наказания.

Краеугольным камнем гражданско-правовой ответственности является необходимость полной компенсации причиненного вреда, а не наложение несвойственной гражданско-правовой ответственности функции наказания должника, так как в таком случае "придется признать, что гражданско-правовая ответственность мало чем отличается по своей сути от административной и уголовной юри-

дической ответственности, а также поставить вопрос об оправданности существования гражданско-правовой ответственности как самостоятельного понятия вообще" [4].

При наличии оснований для возложения гражданско-правовой ответственности, неблагоприятные последствия должны наступать для любого участника гражданско-правовых отношений. Это отражено в одном из основополагающих принципов гражданской ответственности – принципе равенства субъектов гражданского права, всех участников гражданских правоотношений [2].

Субъект гражданского права может нарушить пассивную обязанность воздерживаться от причинения вреда, так у него возникает активная обязанность – возмещение причиненного потерпевшему вреда. Имущественное или неимущественное положение потерпевшего должно быть компенсировано, приведено в то состояние, в котором оно находилось до правонарушения. Если правонарушитель добровольно исполнит обязанность по возмещению причиненного вреда, то возникшее правоотношение прекращается. В противном случае данная обязанность реализуется в принудительном порядке. Гражданско - правовая ответственность является имущественной, потому меры гражданско-правовой ответственности не оказывают непосредственного влияния на личность правонарушителя. Ущемляются имущественные права правонарушителя с целью компенсации ущемленных прав потерпевшего.

Другими словами, гражданско-правовые меры направлены на восстановление имущественно-правового или лично-правового положения, которое существовало до факта нарушения соответствующего личного или имущественного права.

Меры гражданско-правовой ответственности, помимо своей основной задачи удовлетворения имущественного интереса потерпевшего, также имеют и превентивную функцию, то есть, ориентированы и на предотвращение гражданских правонарушений. Однако превентивная функция может иметь и негативный смысл, в частности, угроза привлечения к ответственности значительно снижает инициативу рядовых участников гражданского оборота, поскольку они не имеют должной юридической подкованности в подобных вопросах и опасаются вероятных негативных последствий своей инициативы.

Этот фактор значительно снижает процент обращений с исками по возмещению причиненного вреда, что негативно влияет на общую картину восстановления нарушенных прав. Существует значительная необходимость создания условий для культивирования в участниках гражданского оборота уверенности в том, что они не будут привлечены к ответственности за непредвиденные последствия их деятельности. Такая уверенность возникает, если меры гражданско-правовой ответственности при-

меняются исключительно при виновном правонарушении. По общему правилу и согласно гражданскому законодательству, ответственность в гражданском праве строится на началах вины. Виновный вред, причиненный правонарушителем, должен быть возмещен за счет его материальных средств.

Понятие вреда также является неоднозначным. В частности, Н.С. Малеин полагал, что любое правонарушение общественно опасно, и в этом смысле безвредных правонарушений не может быть, любое правонарушение наносит вред обществу, общественно-экономическим отношениям, закрепленным в законе, независимо от того, вызвало ли нарушение обязательства материальный, осязаемый ущерб или нет, т.е. вызывает, прежде всего, последствия общественно-политического неимущественного характера, поэтому под вредом следует понимать не только убытки, но и всю совокупность отрицательных последствий правонарушения [3].

Таким образом, виновным деянием также может быть нанесен моральный вред. Под моральным вредом подразумевается нарушение личных неимущественных благ. Ст. 151 ГК РФ закрепляет понятие компенсации морального вреда как меры гражданско-правовой ответственности [1]. Поскольку нарушены неимущественные права, остро встают вопросы, тесно связанные со спецификой нематериальности причиненного вреда. Анализ судебной практики позволил вывести две основные проблемы, связанные с реализацией вышеуказанной меры гражданско-правовой ответственности. Наиболее сложными аспектами являются проблема доказывания причинения морального вреда, а также определение размера компенсации.

Статья 151 ГК РФ, так обозначает критерии определения степени причиненного морального вреда: «при определении размеров компенсации морального вреда суд принимает во внимание степень вины нарушителя и иные заслуживающие внимания обстоятельства. Суд должен также учитывать степень физических и нравственных страданий, связанных с индивидуальными особенностями гражданина, которому причинен вред». Судебная система, ориентируясь на данную статью и учитывая размытость критериев вынуждена лавировать в вопросе обоснования степени вины и принимать на себя полную ответственность в вопросе определения достаточности и объективности заслуживающих внимания обстоятельств. Особо стоит отметить акцентирование внимания на индивидуальных особенностях гражданина, повлиявших на восприятие им причиненного ему вреда. Данная формулировка не дает суду четких критериев определения размера компенсации, а ведь именно это должно лежать в основе юридической нормы. Единообразие и четкое разделение степени нанесенного вреда должно быть зафиксировано в законе. Анализ судебной практики позволил сделать выводы, что наиболее часто иски

с требованием о возмещении морального вреда сопряжены с такими событиями, как ДТП. Очевидно, что невозможно исключить индивидуальный подход в случаях, когда моральный вред был нанесен в нетипичных обстоятельствах, однако систематизация и комплексное решение дел относительно типичных случаев применения морального вреда (ДТП) значительно снизили бы нагрузку на судебную систему.

Литература:

1. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994 N 51-ФЗ (ред. от 03.08.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2018) Электронный ресурс: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5142/ec459f13483f7f47883f57fda6aace1b2cb86ac4/ (дата обращения: 14.09.2018)
2. Гражданское право, как базовая отрасль частного права. Интернет-источник. Режим доступа: URL: <http://gr-pravo.ru/1/4.html> (дата обращения 15.07.2018)
3. Малеин Н.С. Правонарушение: понятие, причины, ответственность. М., 1985. С. 43.
4. Торкин Д.А. Возмещение убытков и гражданско-правовая ответственность в условиях рыночной экономики // Современное право. 2014. N 2. С. 85 - 89.

ПЕДАГОГИКА

ФОРМИРОВАНИЕ СЛОВАРЯ НАРЕЧИЙ У УЧАЩИХСЯ С ОБЩИМ НЕДОРАЗВИТИЕМ РЕЧИ

Н.В. Макарова

Специальная (коррекционная) общеобразовательная школа-интернат г. Владимира для детей с тяжелыми нарушениями речи, г. Владимир, Россия

Е-mail автора: boris-rabota99@yandex.ru

Контингент детей с тяжелыми нарушениями в специальной речевой коррекционной школе характеризуется наличием у большинства из них общего нарушения речи (ОНР) [4]. В речи учащихся с ОНР нарушена звуковая сторона речи, слоговая структура слов, лексико-грамматический строй и связная речь. К моменту перехода в среднее звено речь детей несколько улучшается в отношении звуковой стороны, произношения слов сложных по слоговой структуре, но остаются сложности в употреблении и формировании некоторых менее частотных грамматических категорий, таких как наречия, числительные, местоимения [2]. Хочется обратить внимание на количественный и качественный словарь наречий, как неизменяемых частей речи у учащихся среднего звена. По данным современных исследований запас имен существительных, прилагательных и глаголов к восьмому классу у детей с ОНР соответствует норме, то словарь наречий беден. Учащиеся часто не понимают их значений, а соот-

ветственно, не могут дать правильного толкования слова. Часто учащиеся объясняют значение наречий по звуковому сходству (еле-еле - это «ели»), допускают ошибки в стилистической точности ситуативного употребления наречий (вперед, сначала) в предложении подумай, потом отвечай); употребление в речи антонимичных наречий (ужасно прекрасно, фантастически скучно). Исходя из этого, перед учителем-логопедом стоит задача: уточнить словарный запас, расширить его, научить образовывать и активно использовать наречия в связной устной и письменной речи [3].

Работа по формированию словаря наречий имеет следующие направления:

1. Выяснение категориальных значений наречий как самостоятельной части речи.

2. Выделение наречий в словосочетаниях, предложениях, текстах и объяснение лексического значения исходя из ситуативности, представленной контекстом. На данном этапе активно используется комментированное чтение.

3. Образование наречий от имен прилагательных при помощи суффиксов по образцу: красивый – красиво, легкий – легко, веселый – весело; приставочно-суффиксальный: новый – по-новому, пятый – в-пятых.

4. Рассмотрение случаев – исключений при словообразовании наречий с видоизменениями слов и использование сравнительной степени проявления качества (хорошо-лучше) предлагается помощь. Как показывает практика, особых затруднений образование данных наречий у учащихся не наблюдается. Сложности вызывает работа по словообразованию путем перехода из других частей речи. На данном этапе работы хорошо использовать различные виды лото (даны прилагательные, числительные и наречия).

5. Введение и употребление наречий в устной связной речи.

Для активизации словаря используются лото с синонимами-антонимами. Предлагаются следующие виды заданий: вставить в предложения пропущенные наречия. Богатый материал дают пословицы и поговорки. Например: Пословица не даром молвится. Русские медленно запрягают, но быстро скачут. Начинается работа с выяснения смысла каждого слова, смысла пословицы. Ведется работа с деформированными предложениями с наречиями, редактирование текста наречиями с использованием опор (слова для справок) и самостоятельный подбор слов.

Среди эффективных приемов можно выделить упражнение на употребление наречий в диалоге. Вначале определяется детьми тема диалога (поход в парк, любимое занятие, интересный фильм, будущая профессия и другие). Для ориентировки в ситуации диалога даются опорные наречия, которые необходимо употребить в диалоге.

6. Использование наречий в связном монологическом письменном речевом высказывании. Даются упражнения по описанию репродукций картин. В данном упражнении отрабатывается словарь, грамматический строй и развивается связная речь. Написание сочинений с использованием наречий на различные темы.

Так, например, сочинение ученика 8 класса Кирилла Ш.:

Соревнование конькобежцев.

На старт все конькобежцы встали уверенно. Двоих из них я знаю, это Саша и Петя. Петя старательно тренировался, а вот Саша – нет.

Началась гонка. Саша неуклюже стартовал и еле-еле перебирал ногами. Петя плавно, ловко, стремительно, смело обгонял противников, он был опытным конькобежцем. Саша прибавил ходу, по его лицу текли капли пота. Но его попытки догнать соперников и Петю были напрасны.

Приближался финиш. Петя приехал первым, а Саша последним. Все поздравляли Петю с победой, и тренер прикрепил ему на грудь золотую медаль.

Итогом эффективности такой работы становится экзамен по русскому языку, где учащиеся успешно справляются с письменной творческой работой, используя необходимые в данном тексте наречия (рис. 1).

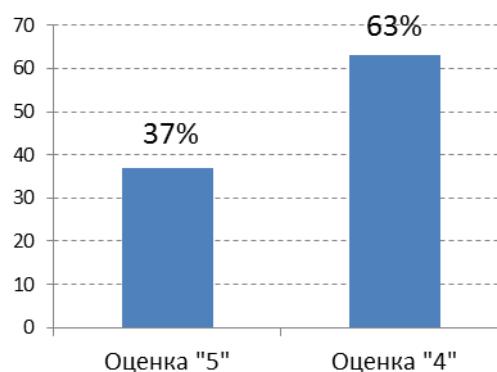


Рис. 1. Результативность выполнения итоговой творческой работы в 8 классе 2017-2018 уч. год, в %.

Для конкретизации данной структуры работы, приведем пример логопедического занятия в 8 классе общеобразовательной (коррекционной) школы-интерната для детей с тяжелыми нарушениями речи.

Тема: «Использование наречий в речи».

Цель: создать условия для уточнения и обогащения словарного запаса учащихся посредством использования наречий, включенных в связной диалогическое и монологическое высказывание.

Формируемые УУД.

Личностные: формировать положительное отношение к занятию, задействовав практический опыт учащихся; интерес к речевому материалу.

Регулятивные: определять тему занятия, видеть структуру и выполнять речевые действия на практике.

Познавательные: ориентироваться в речевом материале, находить нужную информацию, сравнивать, анализировать, строить связное высказывание, используя новую информацию.

Коммуникативные: используя речевые средства, взаимодействовать в группе, осуществлять взаимоконтроль и взаимопомощь.

Планируемые результаты:

Предметные: видеть наречия, образовывать их от других частей речи, использовать в связном учебном высказывании.

Методы и приемы организации деятельности: диалог – система вопросов и заданий

Этапы занятия	Деятельность логопеда	Деятельность ученика	Планируемые Результаты УУД
I. Самоопределение к деятельности <u>Задачи:</u> включение детей в активную деятельность, снятие напряжения	- Начинаем занятие. Посмотрели друг на друга, улыбнулись. Включаемся в работу.	Контроль готовности к занятию	Коммуникативные УУД: - планирование Личностные УУД
II. Постановка учебной задачи <u>Задача:</u> Формулирование целей через зашифрованную тему занятия	Расшифруйте тему занятия. Чему будем учиться? Что знаем о наречии?	Дети расшифровывают слово, определяют тему, отвечают на вопросы логопеда	Познавательные УУД Самостоятельно выделять и формулировать познавательные задачи Регулятивные УУД Целеполагание, планирование
III. Подготовка к связному учебному высказыванию <u>Задача:</u> Среди предложенного речевого материала найти наречия, обосновать свой выбор Образование наречий (игра логопедическое лото)	Прочитайте предложения, найдите интересные нас слова, аргументируйте свой ответ. На какие вопросы отвечают наречия? Посмотрите на слова, что вы можете о них сказать? Образуйте наречия? При помощи чего образовались новые слова?	В лесу свежо и сыро от утренней росы. Мокрые ветки то слева, то справа ложатся на плечи. Дети находят наречия, обосновывают свой ответ. От прилагательных быстрый, легкий, крепкий, новый образуют наречия, объясняют способ образования. Игра «Лото» (от прилагательных образуют наречия) Ребята стараются к глаголам подобрать как можно больше наречий. Составляют предложения.	Личностные УУД Познавательные УУД Коммуникативные УУД
Работа со словосочетаниями	К глаголам делать и бежать придумайте как можно больше наречий. Составьте с любым словосоч. Предложение.	Учащиеся соединяют части пословиц, находят наречия, объясняют смысл предложений.	
Работа с предложениями – пословицами.	Соберите «рассыпавшиеся» пословицы, найдите наречия. Объясните смысл пословиц.		
IV. Работа с текстом <u>Задача:</u> проверить умение применять полученные знания, взаимоконтроль	Прочитайте. Это текст? Докажите. Чего не хватает в тексте? Для чего нужны наречия в нашей речи?	Читают текст без наречий, доказывают, что это текст. В предложениях не хватает наречий. Вставляют в текст наречия. Проверяют друг друга. Наречия украшают нашу речь, делают ее богаче.	Коммуникативные Познавательные Регулятивные
V. Рефлексия Подведение итогов	Чему учились? Что получилось лучше? Логопед предлагает ребятам составить синквейн	Группа составляет синквейн.	Регулятивные Личностные Выявление уровня успешности

Личностные: уметь оценивать себя на основе критерия успешности своей деятельности.

Метапредметные: уметь определять тему и цель занятия, планировать и оценивать свою и чужую деятельность, анализировать и исправлять речевые ошибки (*Регулятивные УУД*).

Уметь ориентироваться в речевом материале, использовать его, опираясь на свой опыт, участвовать в диалоге (*Коммуникативные УУД*).

Находить новую информацию, использовать ее в построении связного высказывания (*Познавательные УУД*).

Ресурсы (оборудование): компьютер, презентация, карта заданий, логопедическое лото (прилагательные - наречия).

Таким образом, формирование словаря наречий у учащихся с ОНР в среднем звене является неотъемлемой частью работы школьного логопеда. Словарь наречий обогащает, уточняет устные и письменные речевые высказывания старшеклассников и способствует преодолению остаточных явлений общего недоразвития речи.

Литература:

1. Алмазова А.А. Особенности речевого развития учащихся среднего звена специальной (коррекционной) школы V вида // Онтогенез речевой деятельности: норма и патология. Монографический сборник / Под ред. Л.И. Беляковой. М. 2005.
2. Грибова О.Е. К проблеме анализа феномена устойчивой формы общего недоразвития речи // Онтогенез речевой деятельности: норма и патология. Монографический сборник. М. 2005.
3. Грибова О.Е. Основные направления работы на индивидуальных логопедических занятиях в старших классах // Современные подходы к коррекционно-образовательному процессу в школе для детей с тяжелыми нарушениями речи. / Сост. и науч. ред. О.Е. Грибова. М., 2003.
4. Логопедия: учебник для студ. дефектол. фак. пед. высш. учеб. заведений / под ред. Л.С. Волковой. 5-е изд., перераб. и доп. М.: Гуманитар. изд. центр ВЛАДОС, 2009. 703 с.

МЕДИЦИНА

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ГЕМАТОЭНЦЕФАЛИЧЕСКОГО БАРЬЕРА И РАЗВИТИЕ АУТОИММУННЫХ РЕАКЦИЙ К БЕЛКУ S100B В СИСТЕМЕ ПРЕДГИПЕРТОНΙΑ / ГИПЕРТОНΙΑ

М.А. Грудень, В.В. Шерстнев

НИИ нормальной физиологии им. П.К.Анохина, г. Москва, Россия

E-mail: mgruden@mail.ru

Цель исследования состояла в оценке состояния гематоэнцефалического барьера на основе сравнительного изучения особенностей содержания нейроспецифического белка S100b, а также выявлении аутоиммунных реакций к S100b у пациентов с «оптимальным» артериальным давлением, предгипертонией и гипертонической болезнью. Методы. В сыворотке крови обследованных лиц в

возрасте 30-60 лет с «оптимальным» артериальным давлением, (контрольная группа, n=63, АД <120/80 мм.рт.ст.), пациентов с предгипертонией (n=52, АД=120-139/80-89 мм.рт.ст.), а также больных гипертонической болезнью (n=45, АД >140/ 90 мм.рт.ст.) твердофазным иммуноферментным анализом с использованием оригинальных и коммерческих тест-систем определяли концентрацию белка S100b, а также уровень аутоантител к S100b. Результаты. Обнаружено, что у пациентов с предгипертонией по сравнению с группой лиц, имеющих «оптимальное» артериальное давление выявляется повышение на 52% содержания белка S100b, что может свидетельствовать о нарушении функционального состояния ГЭБа на стадии предгипертонии. При гипертонии так же наблюдается увеличение сывороточной концентрации белка S100b, превышающее таковую у лиц с «оптимальным давлением» на 64,5%. Документировано превышение от контроля уровня аутоантител к S100b в сыворотке крови пациентов с предгипертонией в 2,5 раза с дальнейшим их ростом при стабильной гипертонической болезни, что свидетельствует об активации гуморального звена иммунитета при дисрегуляции системы поддержания кровяного давления. Заключение. Обсуждается актуальность изучения молекулярных процессов, протекающих на различных этапах формирования гипертонической болезни для разработки новых методов диагностики, профилактики и коррекции заболевания.

Ключевые слова: «оптимальное» артериальное давление, предгипертония, гипертония, ГЭБ, белок S100b, антитела

Изучение молекулярных механизмов начальных этапов нарушения регуляции артериального давления на стадии предгипертонии (ПГ), приводящих впоследствии к гипертонической болезни (ГБ), является актуальным и современным медицинским аспектом. Известно, что ГБ является патологией сердечно-сосудистого аппарата, развивающаяся в результате дисфункции высших центров сосудистой регуляции, нейрогуморального, почечного и иммунного механизмов, ведущая к артериальной гипертензии (АГ), функциональным и органическим изменениям сердца, ЦНС и почек [1]. С АГ ассоциируется большинство случаев острых и хронических форм нарушений мозгового кровообращения [2]. Среди трудоспособного населения в большинстве стран мира ГБ является одним из наиболее распространенных сердечно - сосудистых заболеваний, при этом, в России повышенные показатели артериального давления (АД) отмечаются более чем у 30% взрослого населения. В связи с широким распространением ГБ и сопряженных с ней осложнений в виде цереброваскулярных заболеваний (ЦВЗ), например, острого ишемического инсульта, дальнейшее изучение механизмов нарушения регуляции АД на стадии ПГ, приводящих к ГБ, является актуальным направлением современной медицины, а поиск новых подходов ранней молекулярной диагностики данного заболевания имеет важное социально-экономическое значение.

В последние годы появились убедительные данные о нарушении гематоэнцефалического барь-

ера (ГЭБа) с последующим развитием аутоиммунных процессов с направленностью к антигенам мозга при сердечно-сосудистых заболеваниях [3]. К числу маркеров стабильности гематоэнцефалического барьера можно отнести нейроспецифический белок S100b [4, 5]. Предикация дисрегуляции метаболизма данного белка, связанная с повышением экспрессии его гена, а также и обнаружении S100b в цереброспинальной жидкости и крови с последующей активацией иммунного ответа, выражающегося в продукции АТ к S100b на ранних стадиях развития гипертонии (предгипертонии), является одной из малоизученных проблем.

Обнаружено, что в нервной системе белок S100b продуцируется и секретируется преимущественно астроцитами и клетками микроглии, оказывая цитокиноподобное ауто- и паракринное действие на клетки мозга, проявляя ростовые, нейротрофические и проапоптотические свойства. Белок S100b связывается с большим количеством лигандов (ферментами, белками цитоскелета, транскрипционными факторами) в различных клеточных структурах, регулируя их функциональную активность [6, 7]. В настоящее время белок S100b и аутоантитела к нему рассматриваются в качестве маркеров стабильности гематоэнцефалического барьера и функций мозга при ЦВЗ и нейродегенеративных заболеваниях [8, 9]. Роль иммунной системы при ГБ обозначена достаточно конкретно [10, 11]. При этом, значительное место уделяется воспалительным реакциям при гипертонии, но молекулярные механизмы иммунного ответа при данном заболевании изучены недостаточно, хотя описаны продукция цитокинов, стимуляция нервной системы и повреждение почек. При этом, иммунные ответы в ряде случаев могут влиять на величину артериального давления, усугубляя ГБ. Однако данных об активации иммунной системы на стадии ПГ в доступных источниках не описано.

Целью работы являлось сравнительное изучение особенностей содержания белка S100b и уровня антител к нему в сыворотке крови у лиц с «оптимальным» артериальным давлением и пациентов с диагностированным состоянием предгипертонии, а также гипертонической болезнью.

Материалы и методы:

В условиях диспансерного наблюдения обследовано 47 пациентов контрольной группы с «оптимальным» АД (среднее систолическое АД (САД) 120 мм.рт.ст. и диастолическое АД (ДАД) -80 мм.рт.ст.), 54 пациента с предгипертонией (САД/ДАД= 120-139/80-89 мм.рт.ст.) и 57 пациентов со стабильным течением ГБ (САД/ДАД >140/ 90 мм.рт.ст.). Средний возраст в группах пациентов был сопоставим с контролем ($t=0,05$; $p>0,05$). Всем пациентам проводили клиническое обследование с измерением артериального давления и уточнением анамнеза заболевания. У пациентов с ГБ – длительность течения АГ по

анамнестическим данным ($t=0,07$; $p>0,05$). В исследовании приняли участие мужчины (средний возраст 54,8±2,3 года) и женщины (средний возраст 55,2±2,1 года). Межгрупповые различия по количеству мужчин ($\chi^2=0,61$; $p>0,05$) и женщин ($\chi^2=0,59$; $p>0,05$) оказались недостоверными. По количеству обследуемых лиц группы существенно не различались ($\chi^2=0,11$; $p>0,05$). В соответствии с критериями, изложенными в Российских рекомендациях по профилактике, диагностике и лечению АГ, у обследованных была проведена стратификация риска сердечно-сосудистых осложнений [12]. В группах ПГ и ГБ преобладали больные со средней и высокой степенью риска сердечно-сосудистых осложнений без существенных различий между группами ($\chi^2=0,05$; $p>0,05$).

Критериями исключения включения пациентов в обследование являлись: 1) нейродегенеративные заболевания; 2) травмы головного мозга в анамнезе; 3) эпилепсия или клинически значимые психические заболевания; 4) инфекции; 5) опухоли головного мозга; 6) гемодинамически значимые стенозы брахицефальных артерий; 7) печеночная, почечная или легочная недостаточность; 8) инсульт в анамнезе; 9) сахарный диабет.

Оценку состояния ГЭБа проводили по критерию количественного определения содержания S100b, титров первичных АТ к S100b в сыворотке крови проводили с помощью твердофазного иммуноферментного анализа (ELISA) по оригинальной схеме [13]. Кровь для исследования забирали путем пункции кубитальной вены и получали сыворотку крови известным методом. Сыворотку крови до проведения лабораторного исследования хранили в морозильной камере при температуре -20°C. Уровень антител к белку S100b выражали в величинах титров антител. Статистический анализ полученных результатов проводили по алгоритму пакета программ «Statistica» (версия 7.0). Заключение о статистической значимости делали при уровне вероятности ошибочного заключения $p<0,05$.

Результаты и обсуждение:

В работе проведено сравнительное клинко-иммунобиохимическое обследование 3-х групп пациентов. В группу контроля вошли пациенты, демонстрирующие стабильное САД/ДАД 120/80 мм.рт.ст., группу ПГ составили пациенты с САД/ДАД 120-139/80-89 мм.рт.ст.), а больные с ГБ демонстрировали стабильно высокое давление САД/ДАД >140/ 90 мм.рт.ст.)

Проведенные исследования показали, что уже на стадии ПГ в 52% случаев у пациентов обнаружено достоверное повышение концентрации белка S100b до $137,5 \pm 15,4$ нг/л ($p<0,05$) при норме у пациентов с «оптимальным» давлением ≤ 90 нг/л. Обнаружено, что у лиц с диагностированной ГБ в 64% случаев содержание белка S100b возрастает до $148,1 \pm 19,5$ нг/л ($p<0,05$) (рис. 1).

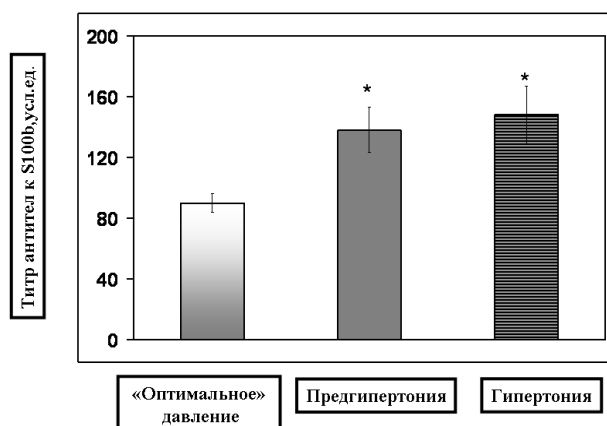


Рис. 1. Концентрация белка S100b в сыворотке крови лиц с «оптимальным» давлением и пациентов с предгипертензией и гипертонической болезнью. Примечание: По оси -X представлены группы пациентов. *- $p < 0,05$

Полученные данные могут свидетельствовать о нарушении проницаемости ГЭБа ЦНС у обследованных пациентов и возможной транслокации белка в кровяное русло. Ранее было показано, что при остром ишемическом инсульте происходит изменение проницаемости ГЭБа в связи с высвобождением оксидантов, протеолитических ферментов и цитокинов в ткани мозга [14]. Можно, также предположить, что уже на стадии ПГ происходит усиление продукции белка S100b в мозге, индуцированное дисрегуляцией в системе поддержания кровяного давления, что отражается на капиллярной сети ГЭБа. Ранее нами были получены данные о том, что уже на стадии ПГ протекают процессы атеросклероза, а социально - психологические факторы являются основными детерминантами формирования ПГ. При этом, у лиц с ПГ документированы перестройки структуры взаимосвязей показателей факторов риска по сравнению с лицами, имеющими «оптимальное» АД, что является проявлением начальной стадии дисрегуляционной патологии и информационной стадии нарушения регуляции физиологических систем поддержания оптимального уровня АД [15].

Участие иммунной системы в механизмах поддержания гомеостаза организма при ГБ широко изучается [11]. Достижение определенной концентрации белка S100b в крови и цереброспинальной жидкости индуцирует продукцию аутоантител к данному белку, которые циркулируют в кровеносной системе. В результате изучения уровня АТ к S100b в сыворотке крови пациентов с ПГ и ГБ были выявлены более 50% пациентов, в сыворотке крови которых определялся повышенный по сравнению с контрольной группой титр АТ к S100b одновременно с повышенным содержанием самого белка. Причем, титр АТ к S100b при ПГ был в 2,5 раза выше, чем у лиц с «оптимальным» давлением ($p < 0,05$), что еще раз свидетельствовало о появлении в кровяном

русле белка S100b в достаточной для индукции антител концентрации белка, при этом, показано, что пациенты с ГБ, характеризуются в 4-х-кратным увеличением титра АТ к S100b ($p < 0,05$) по сравнению с контрольной группой (рис. 2).

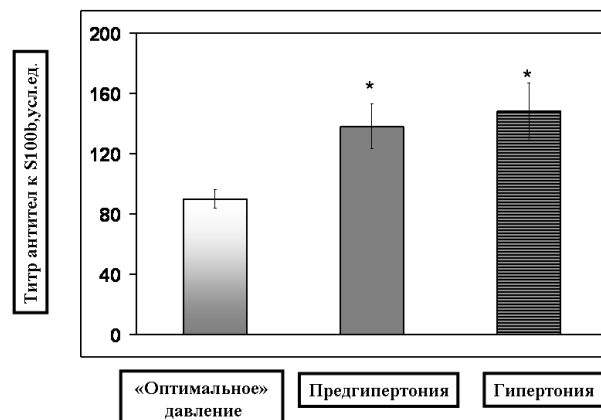


Рис. 2. Уровень аутоантител к белку S100b в сыворотке крови лиц с «оптимальным» давлением и пациентов с предгипертензией и гипертонической болезнью. Примечание: По оси -X представлены группы пациентов *- $p < 0,05$.

Интегральная оценка распределения количественных показателей содержания S100b и уровня S100b в сыворотке крови пациентов с диагностированной ПГ и ГБ показала, что профиль изучаемых иммуно - биохимических факторов отчетливо различается от такового у пациентов с «оптимальным» давлением. Можно предположить, что на стадии ПГ закладывается специфический паттерн концентраций биомаркеров проницаемости ГЭБа и активности гуморального звена иммунитета, что может свидетельствовать о вовлеченности регуляторных систем организма в процесс нарушения системы поддержания кровяного давления уже на начальной стадии [15].

Таким образом, в работе было впервые установлено, что у пациентов с предгипертензией выявлено повышенное содержание нейроспецифического белка S100b и повышенный уровень аутоантител к нему по сравнению с лицами, имеющими категорию «оптимальное» давление, а также показано, что у пациентов с гипертонической болезнью концентрация S100b в крови и уровень антител к нему имеют тенденцию роста.

Литература:

1. Wolf M., Ewen S., Mahfoud F., Böhm M. Hypertension: history and development of established and novel treatments // Clin Res Cardiol. 2018. doi: 10.1007/s00392-018-1299-y. [Epub ahead of print]
2. Bath P.M., Appleton J.P., Krishnan K., Sprigg N. Blood Pressure in Acute Stroke: To Treat or Not to Treat: That Is Still the Question Stroke. 2018. 49 (7): 1784-1790. doi: 10.1161/STROKEAHA.118.021254.
3. Kuvacheva N.V., Salmina A.B., Komleva Y.K. et al. Permeability of the hematoencephalic barrier in normalcy, brain development pa-

- thology and neurodegeneration // Zh Nevrol Psikhiatr Im S.S. Korsakova. 2013; 113 (4): 80-85. [Article in Russian]
4. Koh S.X., Lee J.K. S100B as a marker for brain damage and blood-brain barrier disruption following exercise // Sports Med. 2014; 44 (3): 369-385. doi: 10.1007/s40279-013-0119-9.
 5. Monbailliu T., Goossens J., Hachimi-Idrissi S. Blood protein biomarkers as diagnostic tool for ischemic stroke: a systematic review // Biomark Med. 2017; 11 (6): 503-512. doi: 10.2217/bmm-2016-0232. Epub 2017 Jun 9. Review.
 6. Tateishi N., Shimoda T., Yada N., Shinagawa R., Kagamiishi Y. S100B: astrocyte specific protein // Nihon Shinkei Seishin Yakurigaku Zasshi. 2006; 26 (1): 11-16.
 7. Michetti F., Corvino V., Geloso M.C. et al. The S100B protein in biological fluids: more than a lifelong biomarker of brain distress // J Neurochem. 2012; 120 (5): 644-659. doi: 10.1111/j.1471-4159.2011.07612.x.
 8. Chekhonin V.P., Baklaushev V.P., Iusubalieva G.M., Volgina N.E., Gurina O.I. Fundamental and applied aspects of the hematoencephalic barrier research // Vestn Ross Akad Med Nauk. 2012; (8): 66-78. [Article in Russian]
 9. Rothermundt M., Peters M., Prehn J.H., Arolt V. S100B in brain damage and neurodegeneration // Microsc Res Tech. 2003; 30 (6): 614-632.
 10. De Ciuceis C., Rossini C., La Boria E. et al. Immune mechanisms in hypertension // High Blood Press Cardiovasc Prev. 2014; 21 (4): 227-234. doi: 10.1007/s40292-014-0040-9.
 11. Leibowitz A., Grossman E. The role of the immune system in the pathogenesis of hypertension // Harefuah. 2014; 153 (1): 17-18.
 12. Диагностика и лечение артериальной гипертензии (клинические рекомендации) // Кардиологический вестник. 2015. Т. 10, № 1. С. 5-30.
 13. Gruden M.A., Elistratova E.I., Kudrina M.V. et al. Content of S100b protein, HLDF24 peptide and autoantibodies to these factors as potential biomarkers for arterial hypertension in blood serum of healthy people // Bull Exp Biol Med. 2014; 156 (4): 426-429. doi: 10.1007/s10517-014-2366-7.
 14. Lossinsky A.S., Shivers R.R. Structural pathways for macromolecular and cellular transport across the blood-brain barrier during inflammatory conditions // Review. Histol Histopathol. 2004; 19 (2): 535-564. doi: 10.14670/HH-19.535.
 15. Крыжановский Г.Н. Дистрегуляторная патология. В кн. Дистрегуляторная патология. Руководство для врачей и биологов / ред. Г.Н. Крыжановский. М.: М, 2002. С. 18-78.

EVALUATION OF THE BLOOD-BRAIN BARRIER PERMEABILITY AND DEVELOPMENT OF AUTOIMMUNE REACTIONS TO THE S100B PROTEIN IN THE PREHYPERTENSION / HYPERTENSION SYSTEM

M.A. Gruden, V.V. Sherstnev

P.K. Anokhin Research Institute of Normal Physiology, Moscow, Russia

The aim of the study was to assess the permeability blood-brain barrier on the basis of a comparative blood serum assay of the neurospecific protein S100b content, as well as the detection of autoimmune responses to S100b in patients with "optimal" arterial pressure, prehypertension and hypertension. Methods. The clinic-biochemical examination of individuals aged 30-60 years with "optimal" arterial pressure, (control group, n=63, BP <120/80 mm Hg), patients with prehypertension (n=52, BP = 120- 139 / 80-89 mm Hg), as well as patients with hypertensive disease (n=45, BP> 140/90 mm Hg) was performed. In the blood serum of all individuals by solid-phase enzyme-linked immunosorbent assay (ELISA) using the original and commercial test systems, the concentration of the protein S100b, as well as the level of autoantibodies to S100b was determined. Results. It was found that in the 52% prehypertensive patient serum, an increase of the S100b protein content was detected in comparison with a group of individuals with "optimal" arterial pressure, which

may indicate a violation of the functional state of blood-brain barrier already in the prehypertension stage. In hypertension, there is also an increase in serum protein S100b concentration, which is higher than that of individuals with "optimal pressure" by 64.5%. In comparison with control the level of S100b autoantibodies in the blood serum of patients with prehypertension 2.5 times higher with their further growth with stable hypertensive disease is documented, which indicates the activation of the humoral immunity during the dysregulation of the system of maintaining blood pressure. Conclusion. The relevance of molecular processes investigation occurring at different stages of the hypertensive disease formation for the novel methods of diagnostic development, prevention and correction of the disease is discussed.

Key words: "optimal" arterial pressure, prehypertension, hypertension, GEB, S100b protein, antibodies.

Конфликт интересов: Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: Работа выполнена при поддержке РФФИ (ОГН), проект №17-06-00707

ФУЗИЯ КАК ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС ОБЕСПЕЧЕНИЯ ФУНКЦИЙ БИНОКУЛЯРНОГО ЗРЕНИЯ

И.Э. Рабичев¹, А.В. Котов^{2,3}, М.А. Карпилова⁴

¹ ФГБОУ ВО «Московский педагогический ГУ», г. Москва

² ФГБНУ «НИИ нормальной физиологии им. П.К. Анохина»

³ ФГБОУ ВО «Новгородский ГУ им. Ярослава Мудрого», г. Великий Новгород

⁴ ФГБНУ «НИИ глазных болезней», г. Москва

E-mail авторов: i_rabichev@list.ru

К настоящему времени в учебной и научной литературе по офтальмологии и физиологии в большинстве случаев опираются на законы бинокулярного зрения, постулированные И. Мюллером, Э. Герингом, Г. Гельмгольцем и другими учеными последователями их теорий. По нашему мнению, такой подход к пониманию механизмов бинокулярного зрения на современном этапе развития науки не дает ясного понимания базовых процессах функционирования бинокулярной системы. Авторы рассматривают фузию как ключевой сенсомоторный базовый процесс, в составе бинокулярного зрения, обеспечивающего реализацию целого ряда целенаправленных действий человека (включая психический уровень).

Ключевые слова: бинокулярное зрение, фузия, физиологическое двоение

Бинокулярная система представляет собой сложную организацию, в границах которой специфические афферентно-эфферентные сенсомоторные сигналы вступают во взаимодействие, обеспечивая восприятие субъектом трехмерных образов внешней среды.

На основании собственных и опубликованных экспериментальных исследованиях и анализа источников литературы с 1810 по 2018 гг., мы представляем гипотезу полимодальной организации би-

нокулярной системы на основании многолетних исследований фузии, которой, как мы считаем, является фундаментальным процессом в обеспечении бинокулярных функций.

Бинокулярное зрение осуществляет важнейшие функции – оценку абсолютной и относительной удаленности объектов и трехмерное восприятие этих объектов (рельефность, объем, телесность, стереозрение). При этом обеспечивается адекватное восприятие объектов, их величину и ориентацию в пространстве. Бинокулярное зрение дает возможность наблюдателю дистантно *воспринимать* координаты внешних объектов не только каждого из них в отдельности, но и относительно друг друга, *оценивать* их с учетом той точки пространства, в которой находится сам наблюдатель, *определять* направление и скорость движения объектов, и *динамически характеризовать* траекторию собственного перемещения относительно других тел.

К настоящему времени в учебной и научной литературе по патологии и физиологии бинокулярного зрения в большинстве случаев руководствуются законами бинокулярного зрения [1, 2], открытыми И. Мюллером, Э. Герингом, Г. Гельмгольцем и другими учеными последователями их теорий.

Основоположники теории бинокулярного зрения Vieth 1818, Müller 1826 (цит. по [3]) ввели понятия «идентичность точек сетчаток», и «гороптер» (круг Вейсса – Мюллера), как некую совокупность точек пространства («теоретический гороптер» и «эмпирический гороптер»), которые при точной бинокулярной фиксации проецируются на соответствующие им (*идентичные*) точки сетчаток правого и левого глаз.

Теория бинокулярного зрения получила развитие в работах Э. Геринга, Г. Гельмгольца и других учёных XIX столетия. Так, например, Г. Гельмгольц [4] писал, что положение фоторецепторов в сетчатке каждого глаза «идентично» и резюмировал, что «... находящиеся от центральных ямок на одном и том же расстоянии и в одинаковом направлении фоторецепторы *корреспондируют*», т.е. передают тождественным образом сигналы от сетчаток в мозг. Г. Гельмгольц [4] трактовал фузию *идентичных* зрительных сигналов в составе зрительных нервных волокон, как механизм слияния двойных изображений адресованных с сетчаток правого и левого глаз.

Нам представляется, что вышеописанный «геометрический подход» сыграл выдающуюся роль в исследованиях механизмов бинокулярного зрения. Тем не менее, следует отметить, что перечисленные выше авторы начертили лишь линейные схемы построения механизмов бинокулярного зрения. По нашему мнению, их способ графического отображения процессов бинокулярного зрения на современном этапе развития науки не дает ясного представления о фундаментальных основах функ-

ционирования бинокулярной системы и в частности о фузии.

До сих пор в учебной Российской и зарубежной литературе, а также в большей части научных статей по офтальмологии, физиологии и психологии фузия разделяют на фузию сенсорную при бификсации и фузию моторную [5, 6], что по нашему мнению не соответствует истине.

В XIX столетии в научной литературе были предложены и сформулированы гипотезы о кооперации зрительных, моторных и проприоцептивных компонентов в составе механизмов обеспечивающих бинокулярное зрение. Так И.М. Сеченов [7, 8] высказал идею об интегративной природе механизмов бинокулярного зрения, которая получила подтверждение и дальнейшее развитие в трудах Ч.Шеррингтона C.S. Sherrington [9], А.А. Ухтомского [10], Б.Х. Гуревича [11], А.И. Когана [12] и других ученых.

К настоящему времени в работе Б. Роджера [13] обобщены и описаны разнообразные взгляды ученых о функционировании механизмов бинокулярного зрения.

Приведем, как нам кажется, наиболее существенные точки зрения о физиологических механизмах бинокулярного зрения.

Уже во второй половине 19-го столетия И.М.Сеченов [7] писал, что «...построение пространственного восприятия требует синтеза, обобщения опыта совместной работы глазодвигательной системы и системы зрения», а также что: «...определителем удаления предмета является *упражненное* мышечное чувство, соответствующее степени сведения зрительных осей» [8].

А.А. Ухтомский [10] считал, что «... в зрительной рецепции предметов человек руководится отнюдь не исключительно тем диоптрическим построением, которое получаем мы в отдельной камере глаза, а прежде всего проекцией сетчаткового образа на кору полушарий и затем теми связями, которые *входят* в кортикальный образ, по мере его формирования, со стороны одновременных рецепций слухового, вестибулярного, тактильного и проприоцептивного аппаратов. Окончательный зрительный образ есть плод разнообразной практической корреляции и проверки», «...по сути, бинокулярное зрение это наивысший уровень управляемой кооперации и интеграции». А.А. Ухтомский сделал пояснение, касающееся теории гороптера сформулированной Вейссом и Мюллером. Так А.А. Ухтомский [10] пишет «...очевидно, возможно гороптеров столько, сколько конвергентных установок» (т.е. множество вергентных установок зрительных осей правого и левого глаз в различных направлениях взора).

По нашему мнению, наиболее полное представление о бинокулярной системе сформулировано в работах известного современного французского

офтальмолога Р. Пигасу-Альбуи (R. Pigasou-Albouï) [14, 15]. Изучая многие годы физиологию и патологию зрительных функций человека, она [14] пришла к выводу, что «бинокулярное зрение то есть зрительное восприятие двумя глазами это *конструкция*, созданная нашим мозгом. Зрение каждого глаза и бинокулярное зрение является результатом взаимодействия модулей: сенсорной, моторной, проприоцептивной, аккомодационной, вестибулярной, постуральной систем (системы положения тела) и структур обеспечивающих оптические свойства глазного аппарата». «...Качество бинокулярного зрения определяется уровнем интеграции подкорковых и корковых структур мозга, взаимодействующих модулей этих систем» [15]. И, безусловно, физиологические механизмы бинокулярного зрения претерпевают модулирующие влияния на фоне психологических установок субъекта, то есть, как написал Y. Trotter [16], как бы «*замешиваются с психическими процессами*». Цитируя Y. Trotter [17] R. Pigasou-Albouï [15] пишет: что «...мозг не только интегрирует информацию, он не довольствуется только увиденным, он локализует увиденное в пространстве, он выбирает в зависимости от пространства и времени, он решает, он предопределяет». Мы солидарны с лаконично сформулированной мыслью Ж. Пиаже (J.Piaget) [18]: что «Мир, который мы видим, есть творческий продукт зрительной системы».

Вне всякого сомнения, функциональная система бинокулярного зрения обеспечивается не только иерархически организованными процессами, но и процессами параллельно протекающими. При этом все компоненты системы взаимосодействуют достижению конечного результата – адекватному зрительному восприятию целостных образов объектов внешней среды и их параметров (трехмерность, удаленность, величина и др.) [19].

Очевидно, что работа бинокулярной системы обеспечивается интеграцией сенсорных, моторных механизмов, а также мотивационных влияний. Согласно представлениям академика П.К. Анохина [20], механизмы становления и реализации физиологических функций организма сложно интегрированы, что обусловлено «взаимосодействием» его отдельных элементов и процессов в специфические функциональные системы.

На основании наших результатов исследований бинокулярного зрения, анализа источников литература о морфо-функционального строения рецептивных полей [21] и организации бинокулярных движений глаз [22], мы сформулировали ряд собственных представлений о фузии как целостном фундаментальном процессе обеспечения функций бинокулярной системы.

Фузия важна для бинокулярного восприятия объекта (объектов) внешней среды. Фузия является сложным процессом слияния определенных аффе-

рентных сигналов в топографически соответствующих нейронных ансамблях бинокулярных подкорковых и корковых центров головного мозга, т.е. тех сигналов, которые приходят с топографически идентичных, т.е. с корреспондирующих рецептивных полей сетчаток правого и левого глаза.

Как заключил на основании своих исследований Р. Buisseret [23]: «Фузия является результатом кооперативного взаимодействия сенсорной, моторной и проприоцептивной структур бинокулярной системы».

Опираясь на результаты морфо - функциональных исследований Д. Хьюбела и Т. Визела [21] и собственных наблюдений [19] мы полагаем, что фузия это процесс обеспеченный топографически ориентированной ретино-кортикальной корреспонденцией и бинокулярными движениями глаз. Она осуществляется при скоординированном управлением взаимодействии зрительных и глазодвигательных анатомо-функциональных структур бинокулярной системы. Возникновение фузии обеспечивается управляемыми конъюгированными движениями глаз, то есть конвергенцией или дивергенцией в совокупности с верзионными движениями.

Фузия поддерживается механизмом бификсации, обеспечивающимся скоординированным взаимодействием сигналов с корреспондирующих рецептивных полей обеих сетчаток и управлением микродвижениями глаз (микросаккады, дрейф с тремором). Возникновение фузии из двух образов объекта внимания осуществляется за счет «фузионного рефлекса». Его реализация обеспечивается целенаправленными конъюгированными движениями глаз, которые в свою очередь инициируются сигналами от проекций с диспаратных рецептивных полей сетчаток правого и левого глаз. Их возбуждение в макулярной и парамаккулярной частях сетчаток в свою очередь порождает феномен физиологического двоения зрительных образов (*диплопию*). Проекция на диспаратные рецептивные поля на перифериях сетчаток правого и левого глаз не вызывают ощущение двоящихся зрительных образов. Все эти ощущения обусловлены непосредственно морфо-функциональной организацией сетчаток от фофеа к границам макулярной области, далее от парамаккулярной области рецептивных полей к периферии сетчаток. В связи вышесказанным, вновь упомянем понятие – «*эмпирический горонтер*» и дадим ему физиологическое объяснение. Фактически размер и форма *эмпирических горонтеров* обусловлены морфо-функциональной организацией обеих сетчаток за счет корреспонденции рецептивных полей, их представительство в подкорковых и корковых зрительных центрах интегрированных с центрами управления конъюгированных движений глаз.

Таким образом, в отличие от «геометрических подходов» к пониманию функций бинокулярного

зрения мы приходим самостоятельному комплексному толкованию процесса фузии.

Фузия представляется нам в качестве ключевого сенсомоторного базового процесса, обеспечивающего бинокулярное зрение и реализацию целого ряда целенаправленной активности человека (включая психический уровень).

Процесс фузии обеспечивается:

1) взаимодействием корковых и подкорковых зрительных центров головного мозга, принимающих зрительные сигналы с корреспондирующих рецептивных полей сетчаток обоих глаз составляющим основу фузии;

2) формированием сигналов с диспаратных рецептивных полей сетчаток о двоении или недвоении, являющихся командами для конъюгированных движений глаз, включающих в себя саккады, микросаккады, дрейф с тремором и приводящих к фузии;

3) координацией активности зрительных центров с глазодвигательными центрами на различных уровнях ЦНС, обеспечивающей управление бификсационными, а также и прослеживающими движениями глаз, включающих в себя саккады, микросаккады, дрейф с тремором, с целью поддержания процесса фузии при различных зрительных задачах;

4) кооперацией зрительно – глазодвигательных механизмов с механизмами вестибулярного аппарата и с кинестетической чувствительностью постуральной системы, которые способствуют процессу фузии при различных положениях и движениях головы и тела, Pigassou-Albouy R. [15], П.-М. Гаже [24].

Литература:

1. Зильбернагл С., Деспопулос А. Наглядная физиология / пер. с англ. М.: БИНОМ. Лаборатория, Знаний, 2013. 408 с.
2. Глазные болезни: Учебник / Под. Ред. В.Г. Копасовой. М.: М, 2002. 560 с.
3. Buser P., Imbert M. Vision. Neurophysiologie fonctionnelle. Vol. IV. Hermann, Paris, 1987, 505 p.
4. Гельмгольц Г. О зрении. СПб., 1896. 152 с.
5. Кашенко Т.П., Райгородский Ю.М., Корнюшина Т.А. Функциональное лечение при косоглазии, амблиопии, нарушениях аккомодации. Методы и приборы. М.: ИИЦ СГМУ. 2016. 163 с.
6. Шамшинова А.М., Волков В.В. Функциональные методы исследования в офтальмологии. М.: Медицина, 2004. 432 с.
7. Сеченов И.М. Избранные произведения. Т.1., Физиология и психология. М.: Изд-во АН СССР, 1952. 772 с.
8. Сеченов И.М. Элементы мысли. СПб.: Питер, 2001. 416 с.
9. Sherrington C.S. Observations on the sensual role of the proprioceptive nerve-supply of the extrinsic ocular muscles // Brain. 1918. V. 41, P. 322-343.
10. Ухтомский А.А. Собрание сочинений. В 5 т. Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1954. Т. 4. 231 с.
11. Гуревич Б.Х. Роль проприоцепции в механизмах глазодвигательного рефлекса и в работе зрительного анализатора у человека // Физиологический журнал СССР. 1959. Т. 45, № 11. С. 1308-1316.
12. Коган А.И. Роль компенсации в работе сенсорно-двигательного аппарата // В кн.: Проблемы физиологической оптики. Л., 1967. Т. 14. С. 61-76.
13. Rogers B. Perception: Very Short Introduction. OXFORD University press, 2017. 162 p.
14. Pigassou-Albouy R. La fonction binoculaire explicitée // J. Français d'Orthoptique. 1991. № 23. P. 141-147.
15. Pigassou-Albouy R. Comment et pourquoi percevons-nous simple avec nos deux yeux ? // J. Français d'Ophtalmol. 2000. № 23 (9). P. 952-961.
16. Trotter Y. Bases neuronales de la perception visuelle tridimensionnelle chez le primate // J. Français d'Orthoptique. 1995. № 27. P. 9-20.
17. Trotter Y. Le cortex visuel primaire ne se contente pas de voir, il localise dans l'espace // Mini-synthese., médecine / sciences. 1999. V. 15, № 5. P. 718- 720.
18. Piaget J. Biologie et connaissance: essai sur les relations entre les régulations organiques et les processus cognitifs. Coll. Idées, Gallimard, Paris 1967. 346 p.
19. Рабичев И.Э. Котов А.В. Концепция сенсомоторной и мотивационной интеграции в механизмах бинокулярного зрения // Научный журнал «Наука и образование» Якутск. 2012. № 2 (66). С. 97-102.
20. Анохин П.К. Теория функциональной системы / В кн.: Общие вопросы физиологических механизмов. Анализ и моделирование биологических систем. М., 1970. С. 6-41.
21. Hubel D.H., Wiesel T.N. Brain and visual perception / The story of a 25-year collaboration. Oxford, University press. N-York. 2005. 729 p.
22. Шахнович А.Р. Мозг и регуляция движений глаз. М.: М, 1974. 160 с.
23. Buisseret P. Influence of extraocular muscle proprioception on vision. // Physiol-Rev. 1995. V. 75, № 2. P. 323-328.
24. Гаже П.-М., Вебер Б. Постурология. Регуляция и нарушение равновесия тела человека. / П.-М. Гаже, Б. Вебер и др.: пер. с французского под ред. В.И.Усачёва – СПб.: Издательский дом СПбМАПО, 2008. 316 с.

FUSION AS A FUNDAMENTAL PROCESS OF PROVISION OF BINOCULAR VISION FUNCTIONS

I.E. Rabichev, A.V. Kotov, M.A. Karpilova

Moscow State Pedagogical University
P.K. Anokhin Research Institute of Normal Physiology, Moscow
Yaroslav-the-Wise Novgorod State University, Veliky Novgorod
Research Institute of Eye Diseases, Moscow

E-mail: i_rabichev@list.ru

At the present time authors of educational and scientific literature mainly rely on the laws of binocular vision, which were postulated by I.Müller, E.Hering, H.Helmholtz and other scientists – followers of their theories. In our opinion, at current stage of science development this approach to understanding of binocular vision mechanisms does not give clear understanding of base processes of binocular vision functioning. The authors consider fusion being a key sensomotor base process in binocular vision, which provides realization of series of purposeful actions of a human being (including psychic level).

Keywords: binocular vision, fusion, physiological diplopia

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТДАЛЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНСЕРВАТИВНОГО И ХИРУРГИЧЕСКОГО ЛЕЧЕНИЯ ПАЦИЕНТОВ С СУБАРАХНОИДАЛЬНЫМ КРОВОИЗЛИЯНИЕМ

А.И. Рейхерт, Е.С. Остапчук, О.А. Кичерова, В.Г. Скорикова, Т.В. Зуева

Тюменский государственный медицинский университет

Проведен анализ результатов консервативного лечения 67 пациентов с разорвавшимися церебральными аневризмами. Консервативная терапия субарахноидального кровоизлияния сопряжена с неблагоприятными результатами лечения, что заставляет настойчиво убе-

дать больных в необходимости проведения операции с целью выключения аневризмы из кровотока.

Ключевые слова: субарахноидальное кровоизлияние (САК), разрыв аневризмы, консервативное лечение

В практической ангионеврологии используют три варианта лечения больных субарахноидальным кровоизлиянием (САК): два хирургических метода лечения (операция клипирования и операция эмболизации) и консервативное ведение.

Согласно литературным данным известно, что консервативные терапевтические тактики у пациентов с субарахноидальным кровоизлиянием наименее желательны, поскольку 8–13% пациентов погибают на догоспитальном этапе, 27–43% – в первую неделю после САК и до 60% больных – в течение 6 месяцев от начала болезни. Из оставшихся в живых 25% остаются инвалидами [1, 6-14].

Однако существует целый ряд клинических ситуаций, когда оперативное лечение не может быть осуществлено из-за наличия противопоказаний, тяжести состояния больного, наличия небольших аневризм, когда риск операции превышает риск разрыва аневризмы, наличия технических препятствий к проведению операции, отказ больного.

Цель исследования: оценить результаты лечения больных САК, которым оперативное лечение не проведено по ряду обстоятельств. Провести сравнительный анализ больных, отказавшихся от операции на разорвавшихся церебральных аневризмах при наличии показаний для оперативного лечения, с группой больных САК, которым проведено оперативное лечение.

Материалы и методы. В основу работы положен анализ результатов комплексного клинко-инструментального исследования 67 больных с верифицированным аневризматическим субарахноидальным кровоизлиянием, которым оперативное лечение не проведено по разным обстоятельствам. Группу сравнения составили 62 пациента с субарахноидальным кровоизлиянием, которым было проведено хирургическое лечение. Сравнимые группы больных репрезентативны по полу, возрасту, по степени тяжести, по размеру и локализации аневризм.

Возраст пациентов составил от 18 до 72 лет ($47 \pm 9,8$ года). Всем больным САК при поступлении проведена компьютерная томография головного мозга. С целью определения размера и локализации аневризмы выполнили ангиографическое исследование (дигитальная субтракционная ангиография).

Оценку исходов лечения проводили по шкале исходов Глазго: хорошее восстановление; умеренная инвалидизация; выраженная инвалидизация; вегетативное состояние; летальные исходы [6].

В отделенном периоде исследование проведено в сроки от 6 месяцев до 8 лет (в среднем $18,4$ месяцев $\pm 12,3$ месяца), в ходе которого оценивали сте-

пень неврологического дефекта по шкале исходов Глазго, уровень бытовой адаптации.

Оценка бытовой адаптации проводилась с использованием шкалы бытовой активности Бартела (Barthel D., Mahoney F., 1965) в зависимости от суммарной оценки баллов: полная независимость в повседневной деятельности (100 баллов); легкая зависимость в повседневной деятельности (91-99 баллов); умеренная зависимость в повседневной деятельности (61-90 баллов); выраженная зависимость в повседневной деятельности (21-60 баллов) и полная зависимость больного (0-20 баллов).

Статистическая обработка данных осуществлялась лицензионным программным обеспечением SPSS версия 20.0, предназначенным для выполнения научных исследований, отвечающих всем требованиям медицины, основанной на доказательствах.

В нашем исследовании мы использовали два типа данных: дискретные (категоризованные, по типу да/нет) и интервальные (непрерывные или количественные). Данные, представленные дискретными переменными, мы анализировали с помощью таблиц сопряженности, используя хи-квадрат Пирсона. Значимость коэффициентов сопряженности оценивалась вероятностью (p), которая в SPSS называются наблюдаемым уровнем значимости. Гипотезы принимались при степени достоверности не ниже 95% ($p < 0,05$).

При анализе бинарных таблиц сопряженности (2x2) вместо хи-квадрата Пирсона мы использовали точный критерий Фишера, который позволяет устранить ненадежность оценки уровня значимости хи-квадрата. Это связано с тем, что критерий Фишера вычисляет точную вероятность наблюдаемого расположения данных в результате рассмотрения всех возможных предельных случаев их расположения.

Кроме этого таблицы сопряженности использовались нами для расчета относительного риска. Данный критерий определяется как вероятность того, что исследуемое явление произойдет, к вероятности того, что оно не произойдет.

Данные, представленные интервальными переменными, анализировались с помощью методов вариационной статистики. Эти методы позволяют на основе описательных статистик оценить форму распределений исследуемых групп, визуализировать выбросы, измерять медиану, среднее, стандартное отклонение, стандартную ошибку, внутригрупповые дисперсии, межквартильный размах, рассчитать доверительные интервалы.

Результаты исследования.

Стандарты лечения аневризматической болезни головного мозга предполагают проведение хирургического выключения аневризмы из кровотока с целью предотвращения повторного разрыва аневризмы у большинства больных. Отказ от операции 67 больных III группы клинической группы был

продиктован разными обстоятельствами: наличие противопоказаний из-за тяжести состояния больного, наличие небольших аневризм, когда риск операции превышает риск разрыва аневризмы, наличие технических препятствий к проведению операции (сложная аневризма), отказ больного.

Нами проведен анализ результатов лечения больных в зависимости от причин отказа от оперативного лечения (табл. 1).

В группе больных, где операции не проведена в виду малого размера аневризмы, в целом результаты благоприятные. Наиболее вероятен риск формирования умеренного неврологического дефицита (50,0% больных, OR=6,3 (95% ДИ 1,6-24,4), $p=0,025$).

Вполне закономерен высокий риск летального исхода в группе больных, где операция не проводилась из-за тяжести состояния вследствие выраженного ангиоспазма церебральных сосудов (92,3% пациентов, OR=32,0 (95% ДИ 4,6-220,3), $p<0,000$), а также у данной группы больных установлена наименьшая вероятность хорошего восстановления (7,7% пациентов, OR=0,07 (95% ДИ 0,01-0,5), $p<0,000$).

Значительный интерес представляет группа больных (31,3%), отказавшихся от оперативного вмешательства на аневризмах головного мозга, несмотря на наличие объективных показаний к хирургическому лечению. В данной группе больных нами

установлено, что наиболее вероятно хорошее восстановление по шкале исходов Глазго к моменту выписки из стационара (77,8% пациентов, OR=2,9 (95% ДИ 1,1-7,5), $p=0,014$). Однако остается открытым вопрос повлиял ли отказ от операции на отдаленные результаты.

Для решения этого вопроса нами проанализированы отдаленные исходы лечения больных с консервативным ведением САК в зависимости от причины отказа от оперативного вмешательства (субъективные и объективные причины) (табл. 2). При анализе данных, представленных в таблице, нами установлено, что отказ от операции при малом размере аневризм вполне оправдан, поскольку в отдаленном периоде исход заболевания данной группы больных ассоциирован с высокой вероятностью хорошего восстановления (100% больных, OR=1,5 (95% ДИ 1,1-2,0), $p=0,029$). В группе больных, которые не подверглись оперативному вмешательству из-за наличия сложной аневризмы, установлена высокая вероятность риска летальных исходов (20% больных, OR=8,7 (95% ДИ 3,5-22,0), $p=0,139$).

Обращает внимание, что меньше благоприятных результатов лечения в отдаленном периоде установлено в группе больных, которые отказались от операции при наличии показаний к хирургическому вмешательству.

Таблица 1

Распределение больных САК по шкале исходов Глазго в зависимости от причин отказа от оперативного лечения

Результаты лечения по шкале исходов Глазго	Причины отказа оперативного лечения n=44							
	Отказ больного n=18		Малый размер n=6		Сложная аневризма n=7		Тяжесть состояния из-за выраженного ангиоспазма n=13	
	n	%	n	%	n	%	n	%
Хорошее восстановление	14	77,8	3	50,0	6	85,7	1	7,7
Умеренная инвалидизация	2	11,1	3	50,0	1	14,3	0	0,0
Глубокая инвалидизация	1	5,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Вегетативный статус	1	5,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Смерть	0	0,0	0	0,0	0	0,0	12	92,3

Таблица 2

Распределение больных по исходам в отдаленном периоде в зависимости от причин отказа от оперативного вмешательства

Результаты лечения по шкале исходов Глазго	Отказ больного n=14		Малый размер n=14		Сложная аневризма n=5	
	n	%	n	%	n	%
Хорошее восстановление	9	64,3	14	100	4	80,0
Умеренная инвалидизация	1	7,1	0	0,0	0	0,0
Глубокая инвалидизация	1	7,1	0	0,0	0	0,0
Вегетативный статус	3	21,4	0	0,0	0	0,0
Смерть	0	0,0	0	0,0	1	20,0

В этой группе вероятность хорошего восстановления минимальна (OR=0,4 (95% ДИ 0,2-0,9), $p=0,08$). У больных данной группы установлен высокий риск развития грубого неврологического дефицита (OR=2,7 (95% ДИ 1,7-4,1), $p=0,389$) и вегетативного состояния (OR=3,0 (95% ДИ 1,8-4,9), $p=0,051$). То есть, в отдаленном периоде в группе больных, отказавшихся от оперативного лечения, вопреки наличию показаний, наиболее вероятен риск возникновения стойкого неврологического дефицита.

Учитывая неблагоприятные исходы в отдаленном периоде у больных, отказавшихся от операции, несмотря на наличие показаний, нами проведен сравнительный анализ отдаленных результатов лечения с группой больных САК, которым оперативное вмешательство проведено. Сравнимые группы больных репрезентативны по полу, возрасту, по степени тяжести, по размеру и локализации аневризм.

Нами установлены статистически достоверные различия между анализируемыми группами больных. Так хорошее восстановление в отдаленном периоде выявлено у 66,7 % больных, отказавшихся от операции, и в 100 % у больных, которым проведено оперативным лечением САК ($p=0,039$).

Наибольшая частота наблюдений с полной независимостью от окружающих в повседневной жизни (хорошая бытовая адаптация) зафиксирована у больных после оперативного лечения на церебральных аневризмах (100%) по сравнению с больными, отказавшимися от операции (66,7%, $p=0,039$).

По степени трудовой адаптации достоверно лучшие результаты также установлены в группе больных, подвергнутых оперативному лечению: полная трудовая адаптация у больных, отказавшихся от проведения оперативного вмешательства – 33,0%, у оперированных больных – 76,9%, $p=0,047$; неудовлетворительная трудовая адаптация у больных без оперативного вмешательства – 33,0%.

Обращает на себя внимание высокая частота повторных кровоизлияний в отдаленном периоде у больных, самостоятельно отказавшихся от операции (41,7%), тогда как в группе больных, подвергнутым оперативному лечению церебральных аневризм, повторного разрыва аневризм не установлено (0,0%, $p=0,015$).

Таким образом, больные, отказавшиеся от операции при наличии показаний к оперативному лечению, имеют низкие показатели функционального восстановления, наихудшие результаты бытовой и трудовой адаптации в отдаленном периоде по сравнению с больными САК, которые прооперированы. Кроме того, отказ от оперативного вмешательства ассоциирован с высоким риском повторных кровоизлияний в отдаленном периоде ($p<0,000$).

Заключение. На основании данных, полученных в процессе исследования больных САК, нами сделан вывод о необходимости убеждения пациентов в проведении хирургического лечения церебральных аневризм для профилактики повторных кровотечений с целью улучшения результатов лечения и качества жизни больных САК [2-5].

Литература:

1. Белоусова О.Б. Обоснование дифференцированной тактики ведения больных с артериальными аневризмами в острой стадии кровоизлияния с учетом ближайших и отдаленных результатов хирургического лечения: дис... д-ра мед. наук. М., 2009. 323 с.
2. Побеляцкий С.И., Кичерова О.А., Орлова Е.Б., Кудряшов А.А., Дурова М.В. Меры по вторичной профилактике мозгового инсульта на основании анализа значимости факторов риска инсульта в г. Салехарде // Медицинская наука и образование Урала. 2014. Т. 15, №2 (78). С. 101-103.
3. Рейхерт Л.И., Кичерова О.А., Прилепская О.А. Острые и хронические проблемы цереброваскулярной патологии. Тюмень, 2015.
4. Рейхерт Л.И., Остапчук Е.С. Дифференцированный подход к анализу результатов лечения больных с консервативным ведением субарахноидального кровоизлияния // Медицинская наука и образование Урала. 2013. Т.15, №3 (79). С. 103-106.
5. Остапчук Е.С., Рейхерт Л.И. Анализ результатов лечения больных с рецидивирующим аневризматическим субарахноидальным кровоизлиянием // Медицинская наука и образование Урала. 2014. Т. 15, № 1 (77). С. 32-35.
6. Cross D.T., Tirschwell D.L., Clark M.A. Mortality rates after subarachnoid hemorrhage: variations according to hospital case volume in 18 states // J. Neurosurg. 2003. V. 99. P. 810-817.
7. Dorsch D.W., King M.T. A review of cerebral vasospasm in aneurysmal subarachnoid hemorrhage // J. Neurosci. 1994. V. 1, № 1. P. 19-26.
8. Haley E.C., Kassel N.F., Torner J.C. The International Cooperative Study on the Timing of Aneurysm Surgery: the Nord American experience // Stroke. 1992. V. 23. P. 214.
9. Shiroo S., Yoneda H., Kunitzugu I. Age limit for surgical treatment of poor-grade patients with subarachnoid hemorrhage: A project of the Chugoku-Shikoku division of the Japan neurosurgical society // Surg Neurol Int. 2012. V. 3. P. 143.
10. Sidman R., Connolly E., Lemke T. Subarachnoid hemorrhage diagnosis: lumbar puncture is still needed when the computed tomography scan is normal // Acad Emerg Med. 1996. V. 3. P. 827-831.
11. Swieten J.C., Koudstaal P.J., Visser M.C. Interobserver agreement for the assessment of handicap in stroke patients // Stroke. 1988. V. 19. P. 604-607.
12. Sluzewski M., van Rooij W.J., Rinkel G.J. Endovascular treatment of ruptured intracranial aneurysms with detachable coils: long-term clinical and serial angiographic results // Radiology. 2003. V. 227. P. 720-724.
13. Suarez-Rivera O. Acute hydrocephalus after subarachnoid hemorrhage // Surg Neurol. 1998. V. 49. P. 563-565.
14. Sundt T.M., Kobayashi S., Fode N.C. Results and complications of surgical management of 809 intracranial aneurysms in 722 cases: related and unrelated to grade of patient, type of aneurysm, and timing of surgery // J. Neurosurg. 1982. V. 56. P. 753-765.

DIFFERENTIAL METHOD OF ANALYSIS OF NON-SURGICAL TREATMENT OUTCOMES AT PATIENTS WITH SUBARACHNOID HEMORRHAGE

L.I. Reikher, E.S. Ostapchuk, O.A. Kicherova, V.G. Skorikova, T.V. Zueva

The results of conservative treatment of 67 patients with ruptured cerebral aneurysms were analyzed. Conservative therapy of subarachnoid hemorrhage is associated with unfavorable results of treatment, which leads persistently to convince patients of the need for an operation to turn off an aneurysm from the bloodstream.

Key words: subarachnoid hemorrhage (SAH), aneurysm rupture, conservative treatment

ОСТЕОСЦИНТИГРАФИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ КОСТНЫХ МЕТАСТАЗОВ

Т.С. Басова, А.Г. Басов, Л.А. Бахова

Тюменский государственный медицинский университет,
г. Тюмень, Россия

Сцинтиграфия костей (остеосцинтиграфия, сканирование костей) – это часто применяемая методика в ядерной медицине, которая позволяет обнаруживать изменения в костях на самых ранних стадиях развития патологического процесса. В настоящем кратком обзоре показано место данной методики среди современных диагностических процедур, оценена эффективность и значимость для клинической онкологии.

Ключевые слова: костные метастазы, сцинтиграфия, онкологические заболевания, диагностика, радиофармпрепарат, боль

Метастатическое поражение костей – наиболее частое проявление прогрессирования при многих онкологических заболеваниях [1]. Частота костных метастазов при раке молочной железы колеблется, по данным разных авторов, от 47 до 85%, при раке предстательной железы – от 33 до 85%, щитовидной железы – от 28 до 60%, почки – от 33 до 40%, легких – от 30 до 55% [1, 2, 3].

Боль – наиболее частый симптом при метастатическом поражении костей [4, 5]. Например, у больных раком молочной железы с костными метастазами она встречается у 70-80% [6, 7]. Во многих случаях болевой синдром является доминирующим фактором, ухудшающим качество жизни пациента, а отдельных больных может привести к суициду [8, 9]. При этом следует помнить о том, что боль, как правило, является поздним проявлением метастазирования злокачественных новообразований и нуждается в эффективном контроле [10]. В тоже время, показано, что 45% больных, страдающих раком предстательной железы, на момент обнаружения метастазов не предъявляют жалобы на боли в костях [11].

Таким образом, своевременное обнаружение костных метастазов позволяет вовремя начать лечение, что существенно повышает продолжительность жизни и качество жизни пациентов.

Одним из наиболее успешных методов поиска костных метастазов является остеосцинтиграфия – диагностика поражений костей скелета при помощи радиофармпрепарата (РФП). Метастазы злокачественных опухолей в кости обычно сопровождаются повышением остеобластической активности и визуализируются как зоны повышенного накопления РФП [11, 12]. Благодаря своей высокой чувствительности, сцинтиграфия костей позволяет выявить первые признаки образования метастазов в костях на ранних стадиях, в отличие от рентгенологических методов и МРТ. Этот метод легко выявляет патологию, однако не позволяет точно определить

причину патологических изменений. Для этих целей используют дополнительные методы анатомической визуализации. Сканирование костей не доставляет болезненных ощущений пациенту. Противопоказаниями к применению остеосцинтиграфии являются – крайне тяжелое состояние пациента, беременность, лактация, значительный вес пациента, психосоматическое состояние, при котором пациент не может находиться в одном положении.

Процедура сцинтиграфии, позволяющая сделать выводы о появлении в костях метастазов; длится не более 3,5 часов. После внутривенного введения РФП, способного накапливаться в костной ткани, через 2-4 часа (время, необходимое для его накопления в костной ткани) проводится сканирование с помощью гамма-камеры. По завершению сканирования проводится оценка результатов исследования [8].

Сцинтиграфия – это метод радионуклидной визуализации, позволяющий обнаружить изменения в костях на ранних стадиях развития патологического процесса. Кроме метастатического поражения костей, этот метод используется при большом количестве различных патологических процессов, включая травмы и остеомиелит, и имеет очень высокую чувствительность, однако, низкую специфичность. Это обусловлено тем, что повышение метаболической активности остеобластов может быть следствием как опухолевого процесса, так и воспалительного заболевания или травмы, что требует дополнительных усилий в плане дифференциальной диагностики [11]. При наличии очагов неясного происхождения и очагов гиперфиксации РФП, целесообразно проведение однофотонной эмиссионной компьютерной томографии (ОФЭКТ) данных областей.

История развития радионуклидных исследований скелета составляла поиск подходящих для этих целей радиофармпрепаратов. Все попытки использования ранее изотопов (^{67}Ga , $^{87\text{m}}\text{Sr}$, ^{45}Ca , ^{32}P) для визуализации костей, изначально разрабатывавшихся для лечения костных опухолей и метастазов, не удовлетворяли желаемым требованиям. В настоящее время, в мировой радиологической практике для сцинтиграфии костей используются дифосфонатные комплексы $^{99\text{m}}\text{Tc}$: $^{99\text{m}}\text{Tc}$ – гидроксизетилена дифосфонат, $^{99\text{m}}\text{Tc}$ – метилена дифосфонат, $^{99\text{m}}\text{Tc}$ – гидроксиметилена дифосфонат. $^{99\text{m}}\text{Tc}$ представляет собой генераторный изотоп, с очень удобными физическими характеристиками – низкой энергией гамма-излучения и коротким периодом полураспада, интенсивно накапливается в костях и быстро выводится почками, что позволяет получить высокое соотношение «костная ткань/фон» при выполнении сцинтиграфического исследования. В России для проведения остеосцинтиграфии используются наборы для получения РФП: $^{99\text{m}}\text{Tc}$ -Пирфотех и $^{99\text{m}}\text{Tc}$ -Технефор [14, 15].

Радионуклидная диагностика костных метастазов представляет собой неинвазивный и информативный метод, обладающий высокой чувствительностью. Это достигается, благодаря 3 обстоятельствам:

1. Использование генераторного радионуклида ^{99m}Tc , обладающего хорошими физическими и радиационно-гигиеническими свойствами. Короткий период полураспада и низкая энергия гамма-излучения являются оптимальными для остеосцинтиграфии. Для обследования пациента, с известным, по рентгенологическим данным, очагом поражения, проводится сцинтиграфия. Исследование костной системы проводится на гамма-камере с использованием низкоэнергетического коллиматора высокого разрешения в режиме исследования «всё тело». Индивидуальные величины активности для каждого больного варьируют, 370-740 мегабеккерелей (МБк), в зависимости от массы тела пациента. Для детей вводимая активность составляет 37 МБк на 7-8 кг массы тела. Сцинтиграфия производится через 2-4 часа после внутривенного введения остеотропного РФП. По завершению сканирования всего тела производится оценка результатов сканирования.

2. Наличие современной радиологической системы – гамма-камеры, сопряженной со специализированным компьютером для обработки полученной информации.

3. Наличие высококвалифицированных врачей, работающих на таких аппаратах.

В завершении можно отметить, что основное преимущество этого метода обследования заключается в возможности выявления патологических процессов в костях на этапе их функционального поражения, когда нет видимых органических изменений. К остальным достоинствам сцинтиграфии костей относят: высокую достоверность, полную безболезненность, отсутствие в необходимости подготовки пациента, возможность оперативно оценивать динамику эффективности лечения. Эти достоинства методики позволяют рекомендовать данный метод к более широкому применению в клинической онкологии.

Литература:

- Кузнецов В.В., Зотов П.Б. Метастатическое поражение скелета: вопросы диагностики // Академический журнал Западной Сибири. 2013. № 1. С. 26.
- Пудофеева К. Радионуклидная диагностика в онкологии: методы и принципы // Общество. 2017. № 7. С. 20.
- Шашкова Л. Методы диагностики рака, лечение, клиника // Здоровье. 2018. № 3. – С. 9.
- Зотов П.Б., Ральченко С.А., Вшивков В.В., Мойсиев А.А., Арефьева Р.Т. Болевой синдром при метастатическом поражении скелета: патогенетические и клинико-диагностические аспекты // Тюменский медицинский журнал. 2010. № 2. С. 39-41.
- Вшивков В.В., Зотов П.Б., Мойсиев А.А. Патогенетические и клинико-диагностические аспекты болевого синдрома при метастатическом поражении скелета // Академический журнал Западной Сибири. 2010. № 3. С. 37-38.
- Исакова М.Е. Проблема боли в онкологии // Русский медицинский журнал. 2000. № 17.
- Зотов П.Б., Синяков А.Г. Метастатическое поражение скелета при онкологических заболеваниях. Обзор (часть I) // Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9, № 3. С. 37-38.
- Enrique O., Zhongyun P., Parma E.P., Pusuwan P., Riccabona G., Tian J-H., Padhi A.K. Efficacy and toxicity of ^{153}Sm -EDTMP in the palliative treatment of painful bone metastases // World. J. Nucl. Med. 2002. № 1. С. 21-27.
- Зотов П.Б. Суицидальное поведение и эффективность контроля боли у онкологических больных // Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9, № 4. С. 70-72.
- Зотов П.Б., Ральченко С.А., Хисматуллина А.Б., Книга М.Ю., Бутков И.И. Хронический болевой синдром в паллиативной онкологии: клинические аспекты лекарственной терапии // Тюменский медицинский журнал. 2015. Т. 17, № 3. С. 42-47.
- Радионуклидная диагностика для практических врачей / Под ред. Ю. Б. Лишманова, В. И. Чернова. Томск, 2004.
- Радионуклидная диагностика. Паша С.П., Терновой С.К. М.: Гэотар-медиа, 2008.
- Kevin J. Donohoe et al. Procedure Guideline for Bone Scintigraphy. SNM, 2003.
- Клиническая рентгенорадиология / Под ред. Г. А. Зедгенидзе. Т. 4, М., 1985.
- Клиническая радиология. Власенко А.Н., Легеза В.И., Матвеев С.Ю., Сосюкин А.Е. / Под ред. Сосюкина А.Е. Гэотар-медиа, 2008.

ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИЙ И СОЦИАЛЬНО-ПОВЕДЕНЧЕСКИЙ ПОРТРЕТ БОЛЬНОГО КОЛОРЕКТАЛЬНЫМ РАКОМ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.М. Фёдоров, П.Б. Зотов, Е.Б. Подгальная, В.Н. Ощепков, А.А. Налётов, В.А. Шидин

Тюменский государственный медицинский университет, г. Тюмень

Цель исследования: определить место колоректального рака в структуре заболеваемости пациентов Тюменской области и составить социально-поведенческий портрет современного потенциального больного с данным видом злокачественного новообразования. Материалы и методы: методом ретроспективного анализа были изучены все обращения населения в ГАУЗ ТО МКМЦ «Медицинский город» (г. Тюмень) по поводу злокачественных новообразований в 2016 году (всего 5717 обращений), выделена группа пациентов с установленным диагнозом колоректального рака, определен социально-поведенческий портрет этих больных. Результаты и их обсуждение: были проанализированы данные анкетирования больных колоректальным раком, указаны наиболее значимые и достоверные признаки, способствующие повышению онконастороженности у медицинского персонала и населения, составлен социально - поведенческий «портрет» пациента с колоректальным раком. Заключение: выявлены ранжированные факторы риска, сочетание которых необходимо учитывать в процессе профилактических осмотров и диспансеризации населения.

Ключевые слова: колоректальный рак, онкология, заболеваемость, эпидемиология, персонифицированная медицина

Ещё несколько десятилетий назад колоректальный рак занимал последние ранговые места в структуре онкологической заболеваемости [4, 6, 8]. Однако в настоящее время он является причиной более 10% смертности от всех онкологических заболеваний в странах Западной Европы и Российской Федерации [3, 5]. Это отчасти объясняется рядом модифицируемых и не модифицируемых факторов: преобладающее возрастное население, современные диетические привычки, ожирение, низкая физическая активность, курение. Ни современные методы хирургического и химиотерапевтического лечения, ни совершенствующиеся методики выявления заболевания на ранней стадии не имеют значительного влияния на показатели смертности и выживаемости пациентов с этой патологией. Выше перечисленные обстоятельства, а также выявленная прямая зависимость между возникновением колоректального рака и полипами кишечника, являются объективной причиной расширения и совершенствования программ скрининга населения, в том числе в регионах Российской Федерации [1, 2, 7, 9].

Цель исследования: определить место колоректального рака в структуре заболеваемости населения Тюменской области и составить социально-поведенческий портрет современного потенциального больного с данным видом злокачественного новообразования.

Материалы и методы:

Для определения места колоректального рака в структуре заболеваемости населения Тюменской области использованы данные популяционного канцер-регистра ГАУЗ ТО МКМЦ «Медицинский город». Методом ретроспективного анализа были изучены все обращения населения в ГАУЗ ТО МКМЦ «Медицинский город» (г. Тюмень) по пово-

ду злокачественных новообразований в 2016 году (всего 5717 обращений). Среди обратившихся пациентов отдельно выделяли группу больных с подтвержденным диагнозом колоректального рака с целью формирования «портрета» потенциального пациента в Тюменской области для оптимизации диагностических мероприятий и повышения качества оказания медицинских услуг в сфере онкологии. Были составлены анкеты, учитывающие ряд известных и возможных факторов риска развития колоректального рака: особенности диеты, употребление крепкого алкоголя, профессиональные вредности и т.п. Все данные были проанализированы с помощью двух независимых программных продуктов «StatSoft Statistica 12» и «IBM SPSS Statistics Standart». В качестве статистического инструмента для подтверждения достоверности полученных данных использовался коэффициент корреляции Спирмена (Spearman).

Результаты и их обсуждение:

В 2016 году по югу Тюменской области (ТО) было впервые выявлено 655 случаев колоректального рака, 289 (44,1%) заболеваний выявлено у мужчин, 366 (55,9%) у женщин. Показатель заболеваемости раком ободочной кишки среди населения Тюменской области в 2016 году составил 25,1 на 100 тыс. населения; прямой кишки, ректосигмоидного соединения и ануса – 19,82 на 100 тыс. населения. В структуре заболеваемости злокачественными новообразованиями ТО в 2016 году рак ободочной кишки у мужчин и женщин занимает соответственно 7 и 4 место, рак прямой кишки – 6 место. Динамика заболеваемости колоректальным раком среди населения Тюменской области за 2012-2016 г. («грубые показатели», оба пола, на 100 тыс. населения) показана на рис. 1.

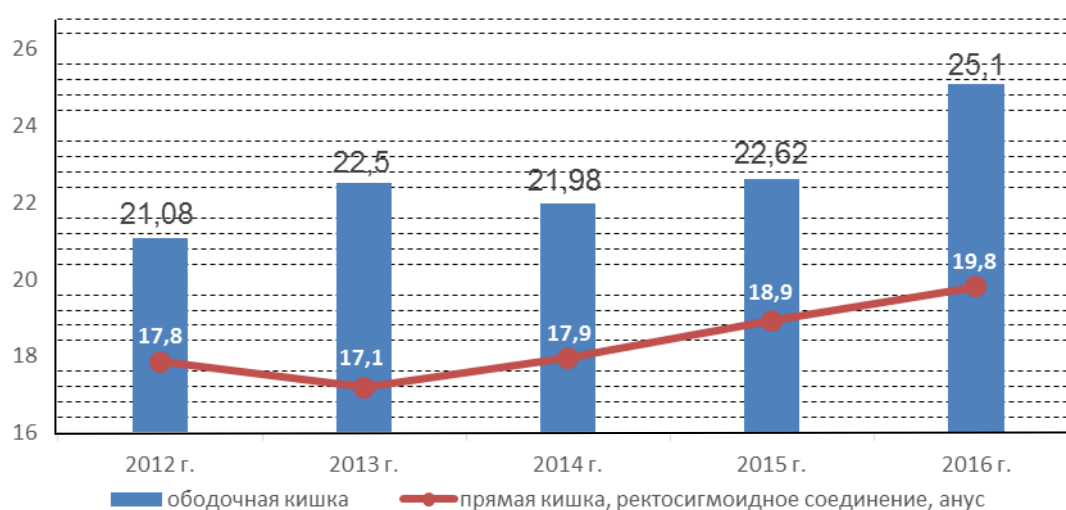


Рис. 1. Динамика заболеваемости колоректальным раком среди населения Тюменской области за 2012-2016 г. («грубые показатели», оба пола, на 100 тыс. населения).

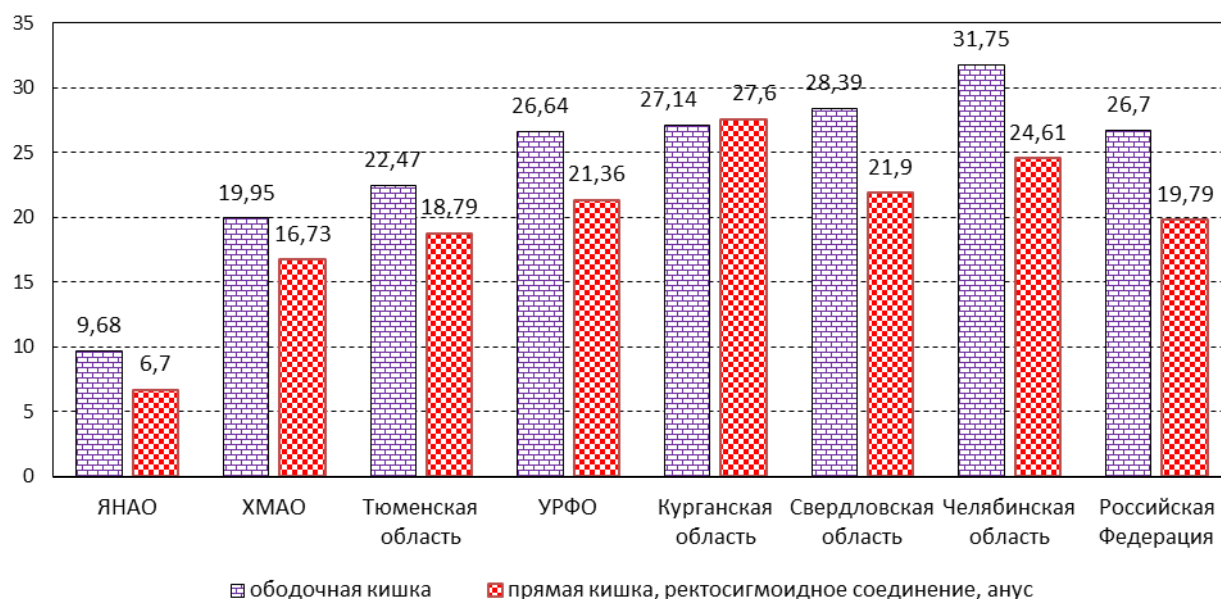


Рис. 2. Заболеваемость колоректальным раком населения субъектов Российской Федерации за 2016 г. («грубые показатели», оба пола, на 100 тыс. населения).

Можно отметить, что темп прироста по раку ободочной кишки 18,4%, по раку прямой кишки – 11,4% в Тюменской области за последние 5 лет. При сравнении указанных показателей с аналогичными в других субъектах УРФО и Российской Федерации, можно сделать вывод, что по югу Тюменской области заболеваемость колоректальным раком ниже, чем в Российской Федерации, УРФО в целом, а также в Курганской, Свердловской и Челябинской областях, хотя и приближается к линии тренда. Более низкие показатели заболеваемости данной патологией населения Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов связаны с молодым возрастом жителей, проживающих на этой территории (рис. 2).

В структуре заболеваемости населения Тюменской области (оба пола) колоректальный рак занимает третье ранговое место, доля его составляет 11%. На первом месте рак трахеи, бронхов, легких – 12% (n=676), на втором месте – рак кожи 12% (n=673). При детальном изучении ранговой очередности злокачественных новообразований других локализаций колоректальный рак «уступил» раку кожи и раку молочной железы среди женского населения, а среди мужчин – раку легких и раку предстательной железы.

Не утешительными остаются данные по смертности населения от злокачественных новообразований в Тюменской области: колоректальный рак в 2016 году остается на втором ранговом месте после рака трахеи, бронхов, легких в общей популяции населения Тюменской области (13% от всех злокачественных новообразований).

Постоянный скрининг населения с целью выявления различных патологий, в том числе, онколо-

гической, обязывает врачей-онкологов совместно с организаторами здравоохранения рассматривать имеющиеся способы не только с позиции эффективности, но и с позиции экономической выгоды. Одним из таких способов является анкетирование пациентов на различных этапах оказания медицинской помощи (смотровые кабинеты, онкологический диспансер и т.п.). Такой, на первый взгляд, простой способ работы с потенциальными онкологическими больными позволяет не только составить объективно-субъективный взгляд на структуру и особенности онкологической патологии, но и иногда приводит к неожиданным, ранее не принимавшимся во внимание результатам.

Так, после выделения отдельной группы пациентов с установленным диагнозом колоректального рака, были проанализированы данные анкетирования этих больных, указаны наиболее значимые и достоверные признаки (табл. 2), способствующие повышению онконастороженности у медицинского персонала и населения, составлен социально-поведенческий «портрет» (вынесено в заключение).

На основании полученных в ходе анкетирования данных, составлен социально-поведенческий портрет пациента (мужчины и женщины) с колоректальным раком на ранней стадии опухолевого процесса, который позволит медицинским работникам первичного звена здравоохранения повысить онконастороженность при первичном осмотре пациентов: при сборе анамнеза жизни и выявлении факторов риска заподозрить возможность наличия у пациента новообразования кишечника (как доброкачественного, так и злокачественного) и своевременно провести необходимое дообследование с целью уточнения диагноза (табл. 3).

Таблица 2

Сводные данные по анкетированию целевой аудитории

Категории	S	p	Вывод
Пол & Уровень стресса	-0,49	0,00	У женщин чаще более высокий уровень стресса, чем у мужчин
Пол & Принимают лекарства, понижающие АД	-0,39	0,001	Женщины чаще, чем мужчины принимают препараты, снижающие АД
Пол & Повышенный уровень сахара в крови	-0,38	0,002	Женщины чаще, чем мужчины принимают препараты, снижающие уровень сахара крови
Пол & Знают уровень холестерина крови	-0,32	0,01	Женщины чаще, чем мужчины следят за уровнем холестерина
Пол & Когда последний раз посещали смотровой кабинет	0,58	0,00	Мужчины чаще не знают о наличии смотрового кабинета в поликлиниках
Пол & Был ли у родственников рак	0,29	0,02	У проанкетированных мужчин чаще, чем у женщин онкологическая наследственность не отягощена
Пол & Употребляют пиво	-0,31	0,01	Женщины реже, чем мужчины употребляют пиво
Пол & Употребляют крепкие алкогольные напитки	-0,63	0,00	Женщины реже, чем мужчины употребляют крепкие спиртные напитки
Возраст & Знают уровень холестерина крови	-0,26	0,04	Пациенты более молодого возраста чаще, чем более старшего возраста, обращают внимание на уровень холестерина крови
Возраст & Кол-во выкуриваемых в день сигарет	0,54	0,018	Более взрослые по возрасту пациенты чаще выкуривают больше сигарет, чем более молодые
Семейное положение & повышенный уровень сахара крови	0,38	0,002	У пациентов, состоящих в браке, чаще, чем у одиноких, отмечается повышенный уровень сахара крови
Семейное положение & кол-во выпиваемой воды в день воды	0,36	0,004	Люди, состоящие в браке, чаще, чем одинокие выпивают в день 2 л воды и более
Образование & Похудели ли вы без видимых причин?	0,35	0,006	Пациенты с высшим образованием чаще чем пациенты со средним образованием отмечают, что похудели за последнее время без видимых причин
Образование & употребляют вино	-0,35	0,004	Пациенты со средним образованием употребляют вино чаще, чем пациенты с высшим образованием
Профессия & Испытывают слабость, недомогание без видимой причины	-0,27	0,03	Пациенты рабочих профессий чаще испытывают слабость и недомогание без видимой причины, чем служащие и других специальностей
Профессия & Когда последний раз сдавали ОАК	0,33	0,008	Не помнят, когда в последний раз сдавали ОАК чаще пациенты других профессий, чем рабочие и служащие
Профессия & Когда последний раз посещали смотровой кабинет	-0,31	0,014	Пациенты рабочих профессий чаще, чем других специальностей, не знают о наличии в поликлинике смотрового кабинета
Профессия & был ли у родственников рак	0,28	0,02	Пациенты прочих профессий чаще, чем других специальностей, отмечают, что у родственников были злокачественные новообразования
Профессия & Похудели ли вы без видимых причин?	-0,31	0,01	Пациенты рабочих профессий чаще, чем других специальностей отмечают, что похудели без видимых причин
Профессия & Обстоятельства выявления рака	0,34	0,007	У пациентов других профессий чаще, чем у рабочих и служащих, выявляется ЗНО в рамках скринингового обследования по направлению лечащего врача
Сфера работы & Принимают лекарства, понижающие АД	0,48	0,00	Пациенты других сфер профессиональной деятельности чаще, чем рабочие и служащие принимают препараты, снижающие АД
Профессиональная деятельность связана с вредными факторами & Похудели ли вы без видимых причин?	-0,33	0,00	Пациенты, профессиональная деятельность не связана с вредными факторами, указали чаще, чем те, у которых связана с вредными факторами, что похудели за последнее время без видимых причин
Профессиональная деятельность связана с вредными факторами & употребляют крепкие алкогольные напитки	-0,26	0,03	Пациенты, профессиональная деятельность не связана с вредными факторами, указали чаще, чем те, у которых связана с вредными факторами, что употребляют крепкие алкогольные напитки
Место жительства & Имеют повышенный уровень сахара крови	-0,27	0,03	У городских жителей чаще, чем у жителей сельской местности отмечается повышенный уровень сахара крови

Место жительства & Количество выпиваемой воды в день воды	-0,29	0,02	Жители города чаще, чем жители села, выпивают недостаточное количество воды в день
Место жительства & Обстоятельства выявления рака	-0,46	0,00	У городских жителей чаще, чем у жителей сельской местности ЗНО было выявлено в рамках скринингового исследования по направлению лечащего врача
Употребляют пищу с большим содержанием перца, специй & Ок- ружность талии	-0,37	0,00	Пациенты, которые не употребляют в пищу избыточное количество специй и перца имеют окружность талии больше, чем те, которые употребляют
Употребляют пищу с большим со- держанием перца, специй & Индекс массы тела	-0,35	0,00	Пациенты, которые не употребляют в пищу избыточное количество специй и перца имеют ИМТ больше, чем те, которые употребляют
Частота употребления жирной и копченой пищи в неделю & Ок- ружность талии	-0,26	0,03	Пациенты, которые ежедневно употребляют в пищу жирную и копченую пищу, чаще имеют окружность талии больше, чем те, кто употребляет 1 раз в неделю или не употребляет вообще
Окружность талии & Принимают лекарства, понижающие АД	0,44	0,00	Пациенты, с повышенной окружностью талии чаще принимают лекарства для снижения АД, чем пациенты с нормальной окружностью талии
Употребляют жирную и копченую пищу & Уровень стресса	-0,35	0,00	Пациенты с высоким уровнем стресса чаще ежедневно употребляют жирную и копченую пищу в отличие от пациентов с низким уровнем стресса
Употребление ежедневно около 400 г фруктов и овощей (не считая картофеля) & Уровень стресса	0,50	0,00	Пациенты с высоким уровнем стресса чаще ежедневно употребляют около 400 г овощей и фруктов, чем пациенты с низким уровнем стресса
Употребление ежедневно около 400 г фруктов и овощей (не считая картофеля) & Пол	-0,45	0,00	Мужчины чаще, чем женщины, не употребляют ежедневно 400 г овощей и фруктов
Употребление ежедневно около 400 г фруктов и овощей (не считая картофеля) & Профессиональная деятельность связана с вредными факторами	-0,27	0,03	Пациенты, у которых профессиональная деятельность связана с вредными факторами чаще не употребляют 400 гр. овощей и фруктов, чем те, у которых профессиональная деятельность не связана с вредными факторами
Какое количество минут в день ходят пешком & Сфера работы	-0,37	0,002	Менее 30 мин. в день физическая активность чаще у работников других сфер деятельности, чем у рабочих и служащих
Какое количество минут в день ходят пешком & Профессиональ- ная деятельность связана с вред- ными факторами	-0,35	0,00	Менее 30 мин. в день физическая активность чаще у работников, профессиональная деятельность которых связана с вредными факторами
Какое количество минут в день ходят пешком & Говорил ли врач что АД повышено	-0,33	0,00	Пациентам, которые ходят пешком менее 30 мин. в день, чаще имеют повышенное АД, чем те, кто ходит 30 мин. и более
Какое количество минут в день ходят пешком & Принимают ле- карства, понижающие АД	-0,30	0,01	Пациенты, которые ходят пешком менее 30 мин. чаще принимают препараты для снижения АД, чем те, кто ходит 30 мин. и более
Какое количество минут в день ходят пешком & Имеют повышен- ный уровень сахара	-0,37	0,00	Пациенты, которые ходят пешком менее 30 мин. чаще имеют повышенный уровень сахара крови, чем те, кто ходит 30 мин. и более
Какое количество минут в день ходят пешком & Испытывают слабость, недомогание без видимой причины	-0,30	0,01	Пациенты, которые ходят пешком менее 30 мин. чаще испытывают слабость и недомогание без видимой причины, чем те, кто ходит 30 мин. и более
Какое количество минут в день ходят пешком & Когда сдавали ОАК	-0,30	0,01	Пациенты, которые ходят пешком менее 30 мин., чаще не помнят, когда в последний раз сдавали ОАК, чем те, кто ходит 30 мин. и более

Заключение:

В Тюменской области сформирована благоприятная среда для населения, способствующая раннему выявлению новообразований, а также динамическому наблюдению за диспансерной группой. Медицинские учреждения в рамках федеральных и

региональных профилактических программ проводят профилактические и скрининговые исследования, выявляют факторы риска развития заболеваний, осуществляют диспансерное наблюдение за пациентами и проводят обучающие циклы в тематических «Школах здоровья».

Таблица 3
Социально-поведенческий «портрет» потенциального
больного колоректальным раком

Показатель	Мужчины	Женщины
Проживание	Село	Город / Село
Образование	Среднее специальное	Среднее специальное / Высшее
Наследственность	Отягощенная	Не отягощена
Суточное употребление воды	Недостаточное	
Физическая активность	Низкая	
Индекс массы тела, округленность талии	Повышены	
Потребление соли и сахара	Избыточно	
Контроль артериального давления и холестерина	Нет	Есть
Употребление копченой и жирной пищи	Частое	
Употребление клетчатки	Недостаточное	
Употребление крепких спиртных напитков и пива	Часто	
Курение	Курят / Курили	Нет
Утомляемость	Повышена без причины	
Посещение врача	Редко	Стандартно
Уровень стресса	В норме	Повышен

Создана среда, способствующая повышению онконастороженности у населения и медицинских работников. В Тюменской области функционирует система профилактических осмотров, направленная на выявление колоректального рака на ранних стадиях. Среди проанкетированных пациентов отмечается высокий уровень информированности о важности ежегодного обследования у врача для выявления онкологической патологии на ранней стадии. Выявлены ранжированные факторы риска, сочетание которых необходимо учитывать в процессе профилактических осмотров и диспансеризации населения.

Данные, полученные в ходе анкетирования больных колоректальным раком, позволят подготовить медицинских работников отделений ранней диагностики и профилактики в коррекции имеющихся факторов риска, организации профилактических осмотров и диспансерного наблюдения с целью увеличения продолжительности и качества жизни пациентов.

Литература:

1. Барсуков В.С., Дудка В.Т. Некоторые фенотипические признаки как маркеры предрасположенности к раку желудка и толстого кишечника // Курский научно-практический вестник «Человек и его здоровье». 2017. № 2. С. 36-38.

2. Жижин Н.К., Голясная Н.В. Персонализированный подход к лечению колоректального рака // Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9, № 6. С. 73-76.
3. Зырянов А.В., Федоров Н.М., Зотов П.Б., Ощепков В.Н. Анализ показателей заболеваемости и смертности от злокачественных новообразований населения Тюменской области // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 3. С. 86-87.
4. Мезенцева А.М., Сабирова К.М. Территориальные аспекты распространения онкологических заболеваний в Приморском крае // Научный форум. Сибирь. 2016. Т. 2, № 1. С. 52-53.
5. Ральченко Е.С., Книга М.Ю. Некоторые показатели онкологической заболеваемости на юге Тюменской области // Научный форум. Сибирь. 2016. Т. 2, № 1. С. 55-56.
6. Fazeli M.S., Keramati M.R. Rectal cancer: a review // Med. J. Islam. Repub. Iran. 2015. V. 29. P. 171.
7. Gartner W.B., Kwaan M.R., Madoff R.D., Melton G.B. Rectal cancer: an evidence-based update for primary care providers // World J. Gastroenterol. 2015. V. 21(25). P. 7659-7671.
8. Kuipers E.J., Grady W.M., Lieberman D., et al. Colorectal cancer // Nature reviews Disease primers. 2015. V. 1. P. 15065. doi:10.1038/nrdp.2015.65.
9. Maeda K., Koide Y., Katsuno H. When is local excision appropriate for "early" rectal cancer? // Surg. Today. 2014. V. 44 (11). P. 2000-2014.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ДИАЛИЗНОЙ ГОЛОВНОЙ БОЛИ

И.А. Мелехов, О.А. Кичерова, Л.И. Рейхерт

Тюменский государственный медицинский университет,
г. Тюмень

Гемодиализ является современным методом лечения пациентов с терминальной стадией почечной недостаточности. Несмотря на несомненную эффективность, выделяют целый ряд осложнений, ассоциированных с данной процедурой. К таким осложнениям относится, в частности, диализная головная боль. В то время как этиологическая принадлежность данного вида головной боли в настоящее время не вызывает сомнений, остается ряд нерешенных вопросов, касающихся патогенеза и профилактики указанного осложнения. Авторами приводятся результаты пилотного исследования группы пациентов, проходящих лечение гемодиализом на предмет наличия у них диализной головной боли (DH). Также проводится анализ литературных данных, касающихся механизмов развития этого патологического состояния.

Ключевые слова: диализная головная боль, осложнения гемодиализа, патогенез вторичной головной боли

Гемодиализ – метод, основанный на диффузии растворенных в сыворотке крови низкомолекулярных веществ через полупроницаемые мембраны, который применяется у пациентов с терминальной стадией почечной недостаточности. При применении этого метода достоверно увеличивается ожидаемая продолжительность жизни пациентов, предотвращается развитие некоторых осложнений, связанных с уремией, например, нейропатии и энцефалопатии [1, 2]. Однако, несмотря на несомненные преимущества гемодиализа, сам по себе он может негативно влиять на нервную систему, вызывая ряд неврологических осложнений, как острых (судороги, миоклонус, ажитация, бред), так и хронических (энцефалопатия Вернике, амилоидная невропатия,

диализная деменция, субдуральная гематома) [9]. Наиболее распространенным осложнением является головная боль, строго ассоциированная с процедурой гемодиализа [14, 21]. Согласно критериям Международного общества головных болей (IHS) она возникает во время гемодиализа и исчезает в течение 72 часов после его окончания, появляясь, по крайней мере, в половине сессий, минимум три раза.

Актуальность. Распространенность этого явления, по данным литературы, составляет 32-70% [4, 9, 11]. Несмотря на это, до сих пор не выяснены основные патофизиологические механизмы, лежащие в основе возникновения данного вида головной боли, а количество исследований, посвященных клиническим аспектам этого осложнения, незначительное. В частности, освещения этой темы в русскоязычном сегменте не наблюдается. В 87% случаев диализная головная боль описывается как пульсирующая, локализованная в бифронтальной или битемпоральной области, с постепенным нарастанием интенсивности [16]. Нередко она ухудшается в положении лежа, иногда осложняется тошнотой и рвотой. Согласно другим исследованиям, в 73% случаев диализная головная боль характеризуется как боль средней интенсивности и в 50% очаг приходится на лобно-височную область [13]. По данным проспективного исследования, проводимого в 2014 году, у 175 пациентов из 494 (35,42%) наблюдались головные боли во время сеанса гемодиализа по стандартной программе с бикарбонатным диализатом [21]. В одном клиническом наблюдении пациент, страдавший артериальной гипертензией, сахарным диабетом и хронической почечной недостаточностью на фоне диабетической нефропатии, подвергнулся процедуре гемодиализа в течение трех месяцев. Он описывал генерализованную, пульсирующую и поражающую орбитальную область, без приступов тошноты и акустикофобии головную боль, которая возникала в последний час каждой сессии и продолжалась около суток после процедуры [9]. Известен случай, когда головная боль у пациентки во время диализа достигала такой интенсивности, что сеансы приходилось прекращать. Следует отметить тот факт, что с помощью приема анальгетиков обычно симптомы купировать не удавалось, боль проходила лишь после прерывания процедуры [14].

Материалы и методы. В Нефрологическом центре Нефросвета на базе ГБУЗ ТО «Областная клиническая больница №1» было проведено обследование 35 пациентов, находящихся на процедуре диализа, на предмет наличия у них головной боли.

Для постановки диагноза головной боли пользовались Международной классификацией головной боли 3 пересмотра (МКГБ, 2013 г). Согласно диагностическим критериям МКГБ-3 бета, диализная головная боль представляет собой вторичную головную боль, соответствующую следующим критериям:

А. По крайней мере 3 эпизода острой головной боли, удовлетворяющих критериям:

Б. Пациент находился на гемодиализе.

В. Головные боли соответствуют, по крайней мере, 2 критериям:

1. Каждый эпизод головной боли начинался во время гемодиализа.

2. Один или все из следующих критериев:

– каждый эпизод ухудшался во время гемодиализа;

– каждый приступ головной боли проходил в течение 72 часов.

3. Приступы головной боли исчезают после успешной трансплантации почки и окончания гемодиализа.

Г. Головную боль нельзя классифицировать по другим критериям МКГБ-3.

Результаты. Было установлено, что у 23 (63%) пациентов наблюдались эпизоды головной боли, связанной с диализом. Появление боли сразу после окончания процедуры и купирование в течение суток отметили 12 человек (34%), у 11 (31%) ассоциированная с диализом головная боль возникала на 2-м или 3-м часу после процедуры. Пациенты описывали головную боль как диффузную, давящую, с началом в височной области, и дальнейшей иррадиацией в одну или несколько областей: теменную, лобную и орбитальную. Приступы головной боли частично купировались с помощью различных нестероидных противовоспалительных препаратов. У подавляющего большинства пациентов 31 (87%) приступ головной боли развивался на фоне повышения систолического АД выше 160 мм.рт.ст., однако у 3 человек (8%) головная боль возникала при нормальных цифрах артериального давления, а у 1 пациента (4%) наблюдалась артериальная гипотензия. Вышеописанные эпизоды головной боли в полной мере соответствовали диагностическим критериям диализной головной боли по МКГБ-3.

Основные патогенетические механизмы. Общие закономерности патогенеза диализной головной боли до конца еще не выяснены. Предполагается, что одно из основных звеньев развития диализной головной боли связано с плазменными изменениями ген-кальцитонинового пептида (CGRP) и субстанции Р (SP). В одном из клинических отчетов была исследована роль нейропептидов [3]. Так, авторами, были обследованы 24 пациента на гемодиализе, у 20 из которых наблюдались диализные головные боли. Образцы крови ген-кальцитонинового пептида и субстанции Р для радиоиммунного анализа брались из артериовенозной фистулы до и после процедуры гемодиализа. Было установлено, что базальные концентрации CGRP в плазме у пациентов с головной болью выше, чем в контрольной группе. Диализ значительно уменьшал концентрации CGRP в обеих клинических группах. Между группами не наблюдалось различий в ба-

зальной концентрации плазмы SP. В конце лечения концентрация SP в плазме больных, имеющих головные боли, была повышена, в то время как у пациентов, не страдающих болями, наоборот, снижена. Повышенная концентрация CGRP в плазме у пациентов с диализной головной болью может представлять собой биохимический фактор, способствующий восприимчивости к головной боли. Также обсуждается возможное вовлечение ренин-ангиотензин альдостероновой системы (РААС) в патофизиологический аспект развития данной патологии [14]. На это косвенно указывают те факты, что после нефрэктомии и трансплантации почки наблюдается заметное улучшение тяжести головной боли, возникающей во время последующих процедур гемодиализа, а также то, что после диализа образование мочи может временно увеличиваться [7]. Имеются сообщения о положительной корреляции между тяжестью артериальной гипертензии (АГ) и вероятностью возникновения диализной головной боли [5], однако отсутствие артериальной гипертензии не обязательно исключает данный симптом и роль АГ остается весьма спорной [5, 9]. Нельзя не учитывать и биохимические показатели, которые играют немаловажную роль в развитии диализной головной боли. Так, у пациентов с низким уровнем мочевины и повышенным АД до процедуры диализа отмечена высокая вероятность развития головной боли во время процедуры [11]. Пациенты с диализной головной болью имеют более низкий показатель содержания магния, как до диализа, так и после него, а также повышенное содержание натрия перед диализом [12]. Был представлен случай, в котором проводилась внутривенная коррекция содержания магния и приём хлопромазина, что снизило интенсивность головной боли [15]. Низкое содержание магния может способствовать развитию диализной головной боли различными механизмами. Одним из них является уменьшение энергообеспечения головного мозга из-за нарушения гидролиза в митохондриях и высвобождение субстанции P, ФНО, ИЛ-1, ИЛ-6, простаноидов и свободных радикалов путём модуляции NMDA рецепторов, которые связаны с ноцицептивной передачей. [10, 12, 20] В патогенез вовлечен и гематоэнцефалический барьер (ГЭБ). Во время гемодиализа происходит изменение содержания электролитов и мочевины в крови, однако содержание этих веществ в головном мозге остается постоянным в течение нескольких часов процедуры. Это приводит к градиенту концентраций, который обуславливает движение воды в сторону повышенного содержания этих веществ, что приводит к незначительному отеку вещества мозга. Скорость процедуры диализа играет ключевую роль в возникновении этого градиента. Резкое изменение концентрации этих веществ при ускоренном гемодиализе приведут к более высокому градиенту концентрации [17].

Доказанным фактором риска развития диализной головной боли является большая продолжительность диализа, вне зависимости от его вида, так как головная боль с одинаковой частотой встречалась как при бикарбонатном, так и при ацетатном диализе [11]. Высокая скорость ультрафильтрации и эффективность диализа также значительно увеличивают частоту возникновения головной боли [6, 8, 18, 19] и ее можно предотвратить, откорректировав параметры процедуры [9]. Для разработки дополнительных методов профилактики диализной головной боли требуется уточнение механизмов этого патологического состояния.

Вывод. Исходя из полученных нами данных, было подтверждено наличие головной боли во время диализа. Для понимания глубинных механизмов этого осложнения требуется дальнейшее изучение данной проблемы.

Литература:

1. Прилепская О.А., Кичерова О.А., Рейхерт Л.И. Клинические особенности уремической полинейропатии // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 4 (65). С.66-68.
2. Прилепская О.А., Кичерова О.А., Борисюк А.В., Рейхерт Л.И. Диализная энцефалопатия: клиничко-патогенетические грани одного характера // Тюменский медицинский журнал. 2016. Т. 18, № 1. С. 18-22.
3. Alessandri M., Massanti L., Geppetti P., et al. Plasma changes of calcitonin gene-related peptide and substance P in patients with dialysis headache // Cephalalgia. 2013. № 3. P. 134-137.
4. Antoniazzi A.L., Bigal M.E., Bordini C.A., Speciali J.G. Headache associated with dialysis: the International Headache Society criteria revisited // Cephalalgia. 2003. № 23. P. 146-149.
5. Bana D.S., Yap A.U., Graham J.R. Headache during hemodialysis // Headache. 1972. № 12. P. 1-14.
6. Collins D.M., Lambert M.B., Tannenbaum J.S., et al. Tolerance of hemodialysis: A randomized prospective trial of high-flux versus conventional high-efficiency hemodialysis // J. Am. Soc. Nephrol. 1993. № 4. P. 148-154.
7. Davidovits M. Headache in pediatric and adolescent patients with chronic kidney disease, with and without hemodialysis: A comparative cohort study // Cephalalgia. 2011. № 2. P. 144-148.
8. Dumler F., Stalla K., Mohini R., et al. Clinical experience with short-time hemodialysis // Am. J. Kidney Dis. 1992. № 19. P. 49-56.
9. Fidan Incekara, Dialysis headache: A case report / Fidan Incekara, Suleyman Kutluhan, Murat Demir, Tugrul Sezer // OLGU. 2014. № 2. P. 92-94.
10. Gaul C., Diener H-C., Danesh U. Improvement of migraine symptoms with a proprietary supplement containing riboflavin, magnesium and Q10: A randomized, placebo-controlled, doubleblind, multicenter trial // J. Headache Pain. 2015. № 16. P. 516.
11. Göksan B., Karaali-Savrun F., Ertan S., Savrun M. Haemodialysis-related headache // Cephalalgia. 2004. № 24. P. 284-287.
12. Goksel B.K., Torun D., Karaca S. et al. Is low blood magnesium level associated with hemodialysis headache? // Headache. 2006. № 46. P. 40-45.
13. Goksan B., Karaali-Savrun F., Ertan S., Savrun M. Haemodialysis related headache // Cephalalgia. 2004. № 24. P. 284-287.
14. Leinisch-Dahlke E., Schmidt-Wilcke T., Krämer B.K. Improvement of dialysis headache after treatment with ACEinhibitors but not angiotensin II receptor blocker: a case report with pathophysiological considerations // Clinical correspondence. 2007. № 4. P. 46-51.
15. Levin M. Resident and fellow section. Teaching case: Dialysis headache // Headache. 2013. № 53. P. 684-688.
16. Melo E.S., Aguiar F.C., Rocha-Filho P.A.S. Dialysis Headache: A Narrative Review // Headache currents. 2011. № 3. P. 84-98.
17. Patel N., Dalal P., Panesar M. Dialysis disequilibrium syndrome: A narrative review // Semin Dial. 1962. № 21. P. 493-498.
18. Skroeder N.R., Jacobson S.H., Lins L.E., Kjellstrand C.M. Acute symptoms during and between hemodialysis: The relative role of speed, duration, and biocompatibility // Artif. Organs. 1994. № 18. P. 880-887.
19. Skroeder N.R., Jacobson S.H., Lins L.E., Kjellstrand C.M. Biocompatibility of dialysis membranes is of no importance for objective or subjective symptoms during or after hemodialysis // ASAIO Trans. 1990. № 36. P. 637-639.
20. Tepper D. Magnesium // Headache. 2013. № 53. P. 1533-1534.
21. Uludüz et al. Hemodialysis-related headache // The Journal of Headache and Pain. 2014. V. 15 (Suppl 1). P. 58.

MODERN CONCEPTS OF DIALYSIS HEADACHE

I.A. Melekhov, O.A. Kicherova, L.I. Reikhert

Hemodialysis is a modern method of treating patients with terminal stage of renal failure. Despite the undoubted effectiveness, there is singled out a number of complications associated with this procedure. Such complications include, in particular, dialysis headache. While the etiological affiliation of this type of headache is currently not in doubt, a number of

unresolved issues concerning the pathogenesis and prevention of this complication remains there. The authors present the results of a pilot study of a group of hemodialysis patients for the presence of dialysis headache (DH). Literature data on the mechanisms of development of this pathological condition are also analyzed.

Key words: dialysis headache, complications of hemodialysis, pathogenesis of secondary headache

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Редакция журнала принимает к публикации материалы – научные статьи, обзоры, дискуссии и др. по различным направлениям научной деятельности.

При направлении работ в редакцию просим соблюдать следующие правила:

1. Статья предоставляется в электронной версии и в распечатанном виде (1 экз.). Печатный вариант должен быть подписан всеми авторами.

2. «Научный форум. Сибирь» включён в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ). Поэтому электронная версия журнала обязательно размещается на сайте elibrary.ru В связи с этим передача автором статьи для публикации в журнале подразумевает его согласие на размещение статьи и контактной информации на данном и других сайтах.

3. На титульной странице указываются: полные ФИО, звание, ученая степень, место работы (полное название учреждения) и должность авторов, номер контактного телефона и адрес электронной почты.

4. Перед названием статьи указывается УДК.

5. Текст статьи должен быть набран шрифтом Times New Roman 14, через полупетельный интервал, ширина полей – 2 см. Каждый абзац должен начинаться с красной строки, которая устанавливается в меню «Абзац». Не использовать для красной строки функции «Пробел» и Tab. Десятичные дроби следует писать через запятую. Объем статьи – до 18 страниц машинописного текста (для обзоров – до 30 стлб).

6. Оформление оригинальных статей должно включать: название, ФИО авторов, организация, резюме и ключевые слова (на русском и английском языках), введение, цель исследования, материалы и методы, результаты и обсуждение, выводы по пунктам или заключение, список цитированной литературы. Возможно авторское оформление статьи (согласуется с редакцией).

7. К статье прилагается резюме объемом до 250 слов, ключевые слова. В реферате дается краткое описание работы. Он должен содержать только существенные факты работы, в том числе основные цифровые показатели и краткие выводы.

Название статьи, ФИО авторов, название учреждения, резюме и ключевые слова должны быть представлены на русском и английском языках.

8. Помимо общепринятых сокращений единиц измерения, величин и терминов допускаются аббревиатуры словосочетаний, часто повторяющихся в тексте. Вводимые автором буквенные обозначения и аббревиатуры должны быть расшифрованы в тексте при их первом упоминании. Не допускаются сокращения простых слов, даже если они часто повторяются.

9. Таблицы должны быть выполнены в программе Word, компактными, иметь порядковый номер, название

и четко обозначенные графы. Расположение в тексте – по мере их упоминания.

10. Диаграммы оформляются в программе Excel. Должны иметь порядковый номер, название и четко обозначенные приводимые категории. Расположение в тексте – по мере их упоминания.

11. Библиографические ссылки в тексте статьи даются цифрами в квадратных скобках в соответствии с при-
статейным списком литературы, оформленным в соответствии с ГОСТом и расположенным в конце статьи.

Все библиографические ссылки в тексте должны быть пронумерованы по мере их упоминания. Фамилии иностранных авторов приводятся в оригинальной транскрипции. Допускается формирование списка литературы в алфавитном порядке, вначале отечественные, потом зарубежные авторы.

В списке литературы указываются:

а) для книг – фамилия и инициалы автора, полное название работы, город (где издана), название издательства, год издания, количество страниц;

б) для журнальных статей – фамилия и инициалы автора (-ов; не более трех авторов), название статьи, журнала, год, том, номер, страницы «от» и «до»;

в) для диссертации – фамилия и инициалы автора, полное название работы, докторская или кандидатская диссертация, место издания, год, количество страниц.

12. В тексте рекомендуется использовать международные названия лекарственных средств, которые пишутся с маленькой буквы. Торговые названия препаратов пишутся с большой буквы.

13. Издание осуществляет рецензирование всех поступающих в редакцию материалов, соответствующих её тематике, с целью их экспертной оценки. Статьи, поступившие в редакцию, направляются рецензентам. После получения заключения Редакция направляет авторам представленных материалов копии рецензий или мотивированный отказ. Текст рукописи не возвращается.

Редакция оставляет за собой право научного редактирования, сокращения и литературной правки текста, а также отклонения работы из-за несоответствия её требованиям журнала.

14. Редакция не принимает на себя ответственности за нарушение авторских и финансовых прав, произошедшие по вине авторов присланных материалов.

Статьи в редакцию направляются письмом по адресу: 625041, г. Тюмень, а/я 4600, редакция журнала «Научный форум. Сибирь» или по электронной почте: note72@yandex.ru